

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Повышение надежности промышленного трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов»

УДК 621.644-027.45:624.139.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Костюнина Д.А.		21.05.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		21.05.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		21.05.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.	-		21.05.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		21.05.2019

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ МАГИСТРА

Планируемые результаты обучения

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
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)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
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	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
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.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
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.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК22;
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;
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.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК23
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23

	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	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК8; ПК-23

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Шадрина А.В.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Костюниной Дарье Александровне

Тема работы:

«Повышение надежности промышленного трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 11.02.2019 г. №1064/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объект исследования: Линейная часть промышленного трубопровода, прокладываемого в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	Произвести литературный обзор по теме защиты промышленных трубопроводов от воздействия опасных геокриологических процессов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. Выявление и анализ параметров прокладки и инженерной защиты промышленного трубопровода, обеспечивающих ограничение воздействия опасных геокриологических процессов, возникающих при подземной и надземной прокладке промышленного трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Рисунки, таблицы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б., доцент, к.э.н.
«Социальная ответственность»	Черемискина М. С., ассистент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Реферат	
2. Литературный обзор	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Костюнина Д.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Костюниной Дарье Александровне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело / надежность газонефтепроводов и хранилищ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является промышленный газопровод, проложенный в условиях многолетнемерзлых грунтов.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ установлены Правилами противопожарного режима в Российской Федерации (утверждены Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 "О противопожарном режиме"); СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».
2. Производственная безопасность 3. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: — физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; — действие фактора на организм человека; — приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); — предлагаемые средства защиты; — (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 4. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: — механические опасности (источники, средства защиты); — термические опасности (источники, средства защиты); — электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); — пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	Вредные факторы: — Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. — Повышенный уровень шума на рабочем месте. — Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. — Недостаточная освещенность рабочей зоны. Опасные факторы: — Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). — Электрический ток. — Электрическая дуга и металлические искры при сварке. — Пожаровзрывобезопасность.
5. Экологическая безопасность:	При строительстве и обслуживании промышленного

– защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	газопровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, охрану водоемов, условия землепользования. Строительство и эксплуатация промышленного газопровода сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - образование и размещение отходов, образующихся при эксплуатации; - повреждением почвенно-растительного покрова.
6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на промышленном трубопроводе, сопровождающиеся взрывом или пожаром. Разработка мероприятий по предупреждению аварий.

Дата выдачи раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Костюнина Дарья Александровна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Костюниной Дарье Александровне

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости ресурсов на балластировку промыслового газопровода текстильными контейнерами типа КТ в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет затрат и финансового результата реализации проекта по балластировке промыслового газопровода, проложенного в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, текстильными контейнерами типа КТ
2. Планирование и формирование бюджета мероприятий	Планирование видов и объемов работ, формирование кадрового состава, расчет основных статей расходов
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности при балластировке промыслового газопровода, проложенного в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, текстильными контейнерами типа КТ

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Расчетные формулы
2. Таблицы
3. График сравнения показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Костюнина Дарья Александровна		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.05.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2019	Введение	5
13.02.2019	Обзор литературы	10
15.02.2019	Характеристика объекта исследования	10
01.03.2019	Построение методики анализа	10
22.03.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
03.04.2019	Социальная ответственность	15
20.04.2019	Приложение на иностранном языке	15
28.04.2019	Заключение	5
20.05.2019	Презентация	15
	Итого	100

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Магистерская диссертация включает 98 страницу текстового материала, 10 рисунков, 18 таблиц, 49 источников, 3 приложения.

Ключевые слова. Промысловый газопровод, многолетнемерзлые грунты, опасные геокриологические процессы, надземная прокладка, подземная прокладка, инженерная защита, технологический режим.

Объект исследования. Промысловый газопровод, проложенный на территории распространения многолетнемерзлых грунтов.

Цель работы. Анализ и обоснование технических решений для безопасной эксплуатации промыслового трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Результаты исследования. Подобраны оптимальные технические решения с минимальными затратами материальных ресурсов на строительство и эксплуатацию промыслового трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Методы проведения исследования. Анализ производился по результатам технологических расчетов. Для проведения расчетов были использованы аналитические методики, представленные в действующих нормативных документах, а также численные методы, реализованные в программных комплексах Frost 3D и СТАРТ-Проф.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики. Параметры инженерной защиты промыслового трубопровода, прокладываемого в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Область применения. Проектирование промысловых трубопроводов.

Abstract

Master's thesis includes 96 pages of text material, 10 pictures, 18 tables, 49 sources and 3 app.

Keywords. Commercial gas pipeline, permafrost, dangerous geocryological processes, above-ground laying, underground laying, engineering protection, technological regime.

Object of study. Commercial gas pipeline, laid on the territory of the permafrost.

Objective. Analysis and substantiation of technical solutions for safe operation of the field pipeline in the conditions of permafrost distribution.

The results of the study. Optimal technical solutions have been selected with minimal expenditures of material resources for the construction and operation of the field pipeline under the conditions of permafrost distribution.

Methods of research. The analysis was made according to the results of technological calculations. For the calculations, analytical techniques presented in the current regulatory documents, as well as numerical methods implemented in the Frost 3D and START software systems, Prof.

The main design, technological and technical and operational characteristics. Parameters of engineering protection of the field pipeline laid in the conditions of permafrost distribution.

Application area. Design of field pipelines.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Нормативные ссылки

В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

7-ФЗ	Об охране окружающей среды
ГОСТ Р 55990-2014	Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
ГОСТ 8732-78	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент
ГОСТ 32528-2013	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия
ГОСТ 12.0.003-2015	ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ГОСТ 12.1.008-76	ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.010-76	ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
ГОСТ 12.2.011-2012	ССБТ. Машины строительные, дорожные и землеройные. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.4.011-89	ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
СП 20.13330.2011	Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*
СП 25.13330.2012	Основания зданий и сооружений на вечномёрзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88
СП 131.13330.2012	Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*

Определения

балластировка трубопровода: установка на трубопроводе устройств, обеспечивающих его проектное положение на обводненных участках трассы;

газопровод: трубопровод предназначенные для транспортирования газа;

газопровод-шлейф: трубопровод, предназначенный для транспортирования пластовой смеси (куста скважин) месторождения и подземных хранилищ газа до установок комплексной подготовки газа, установок предварительной подготовки газа, пунктов сбора и от компрессорных станций подземных хранилищ газа, до скважин (куста скважин) для закачки газа в пласт;

грунт мерзлый: грунт, имеющий отрицательную или нулевую температуру, содержащий в своем составе видимые ледяные включения и (или) лед-цемент и характеризующийся криогенными структурными связями;

грунт многолетнемерзлый: грунт, находящийся в мерзлом состоянии постоянно в течение трех или более лет;

морозное пучение грунтов: процесс увеличения объема и деформирования дисперсных грунтов при промерзании;

термокарст: Образование просадочных и провальных форм рельефа и подземных пустот вследствие вытаивания подземного льда или оттаивания мерзлого грунта;

осадка грунта: Понижение поверхности грунта в основании сооружения.

Сокращения

ММГ - многолетнемерзлые грунты;

ТСГ - температурная стабилизация грунтов оснований.

Оглавление

Введение	7
1 Literature review	9
2 Многолетнемерзлые грунты	19
3 Характеристики объекта исследования	24
3.1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях района	24
3.1.1 Инженерно-геологические условия	24
3.1.2 Гидрогеологические условия	25
3.1.3 Метеорологические и климатические условия	26
3.1.4 Сведения об особых природно-климатических условиях района	36
3.1.5 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	37
3.2 Характеристика промышленного трубопровода	38
4 Повышение эксплуатационной надежности промышленного трубопровода	35
4.1 Повышение эксплуатационной надежности промышленного трубопровода с применением технологии термостабилизации грунтов	35
4.2 Балластировка промышленного трубопровода текстильными утяжелителями	37
4.3 Применение тепловой изоляции на промышленном трубопроводе в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов	39
4.4 Замена льдистого грунта	40
5 Расчетная часть	44
5.1 Сравнительная характеристика сталей	44
5.1.1 Классификация сталей по классам прочности	44
5.1.2 Расчет необходимой толщины стенки	45
5.1.3 Классификация сталей по классам прочности	49
5.1.4 Расчет максимально допустимых осадок грунта	52
5.1.5 Расчет горизонтальных компенсаторов	54
5.1.6 Расчет минимально допустимого радиуса упругого изгиба	60
5.2 Экономическое сравнение применения марок сталей	60
6 Социальная ответственность	64
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	64
6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	64
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	65
6.2 Производственная безопасность	66
6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	69
6.3 Экологическая безопасность	72
6.3.1 Анализ влияния на окружающую среду	72
6.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	76
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	74
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	80
Заключение	88
Список использованных источников	89

Приложение А Технологическая схема трубопровода	94
Приложение Б Расчет баллаستировки промышленного трубопровода	95
Приложение В Теплотехнический расчет промышленного трубопровода	96

Введение

Актуальность. Северные районы характеризуются сложными природно-климатическими и геологическими условиями - низкие температура, заболоченность территории и льдисты и пучинистые грунты. Опыт эксплуатации показал, что выше перечисленные условия могут привести к потере проектного положения трубопровода, деформации трубопровода и даже к аварийным ситуациям. В таких специфических условиях обеспечение надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов является довольно актуальной задачей.

Объект исследования. Промысловый газопровод, проложенный на территории распространения многолетнемерзлых грунтов.

Предмет исследования. Выявление и анализ параметров прокладки и инженерной защиты промыслового трубопровода, обеспечивающих ограничение воздействия опасных геокриологических процессов, возникающих при подземной и надземной прокладке промыслового трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Научная или практическая новизна. Комплексный подход к анализу и выбору мер инженерной защиты и параметров прокладки промыслового трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Практическая значимость результатов исследования. Результатом исследования является выбор оптимального способа прокладки промыслового трубопровода и его инженерной защиты. Предложенный алгоритм может быть использован при проектировании аналогичных промысловых трубопроводов.

Цель работы. Анализ и обоснование технических решений для безопасной эксплуатации промыслового трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- характеристика объекта исследования и территории на которой он расположен;
- анализ потенциальных геокриологических рисков при эксплуатации промышленного трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов;
- анализ методов повышения эксплуатационной надежности промышленного трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов;
- определение оптимальных технических решений, исключающих негативные воздействия при эксплуатации промышленного трубопровода.

1. Literature review

The main sources of regulatory technical documentation governing the design, construction and operation of field pipelines, as well as buildings and structures under the conditions of permafrost, are:

- GOST R 55990-2014 “Oil and gas-oil fields. Field pipelines. Design standards”;
- GOST 27751-2014 "Reliability of building structures and bases. The main provisions”;
- VSN 012-88 “Construction of trunk and field pipelines. Quality control and acceptance of work. Part I”;
- VSN 013-88 “Construction of trunk and field pipelines in permafrost conditions”;
- SP 25.13330.2012. Updated edition SNiP 2.02.04-88" Foundations and foundations on permafrost soils”;
- SP 284.1325800.2016 Field pipeline for oil and gas. Rules of design and production works.

Permafrost soils are common in the northern regions of Russian Federation. More than a third of the territory of Western Siberia is covered with permafrost soils, almost half - with soils with deep seasonal freezing (> 2.5 m), almost a third are wetlands and water transitions.

During the construction and operation of pipelines, they are introduced into the natural environment. This is carried out with violation of the dynamic equilibrium in which the natural landscapes were located. As a result, dangerous natural processes that adversely affect the technical condition of pipelines are being activated. Such processes in the natural environment of man-made objects include: swelling and subsidence of freezing, thawing soils, buckling (floating) of pipeline sections, activation of destructive permafrost processes (thermokarst) solifluction, frost cracks, mounds of heaving, etc.), erosion and landslide processes, and processes of watering intrusion and waterlogging of pipelines.

Thermokarst - the process of uneven infiltration and underlying rocks subsidence of the earth's surface, formed during the extraction of underground ice. As a result, the images resemble karst relief forms. Mainly, it is distributed in the development of permafrost.

Solifluction - slow movement of thawed clay rocks along the roof of the frozen layer under the action of gravity.

Frost-breaking cracks are formed in soils and loose rocks as a result of their compression during severe frosts. Formed in high latitudes and in the mountains - in the zones of distribution of seasonally and permafrost rocks. Cracks are filled with soils and / or water, which, when freezing, turns into ice wedge, contributing to further expansion and deepening of frost-breaking crack.

Frost mound, permafrost relief forms of a rounded shape, which are formed during the freezing of a strongly moistened stratum of rocks and an increase in their volume of local accumulation of ice. They are developed in the area of permafrost in tundra and forest tundra.

When laying pipelines in underground wells - swampy, sharpening perennial and underground pipelines - there are many opportunities for pipelines that provide a high degree of stability and access to their surface, the formation of arches and even corrugation.

The main criteria when choosing a pipeline route is the optimality criteria. In general, the following criteria are used as these criteria:

- 1) minimum metal investment – the shortest route;
- 2) minimum labor costs for the construction of the pipeline – the passage of the route through parts of the area where laying requires the lowest labor costs;
- 3) minimum construction time – construction of a new pipeline along the routes of existing pipelines, near which there are already a number of auxiliary facilities (external power supply, a developed network of roads, communication lines, etc.);
- 4) minimum cost of construction and subsequent operation of the pipeline.

There are three main ways of laying pipelines: underground, open and aboveground. Not all of them are optimal for the construction of pipelines in the conditions of the spread of permafrost. The main criterion when choosing a pipe laying method is safety and reliability in the operational period, guaranteed soil stability along the pipeline route during long-term operation.

Experience in the operation of pipelines in the distribution of permafrost soil showed that one of the main factors is the reduction of their operational reliability. Underground laying of the “hot” pipeline in the permafrost areas in accordance with SP 25.13330.2012 leads to the formation of powerful haloes around the pipeline with the formation of extended talik zones along the pipes, their sediment, watering and activation of the development of erosion and suffusion processes:

- thawing of frozen icy rocks will be accompanied by their sedimentation, and with significant precipitation – subsidence of the surface;
- a thin layer of seasonally frozen rocks will form in the backfill soil over the pipe. Its complete thawing will end by the end of May – the beginning of June, when the thawing of rocks of the seasonally frozen and seasonally thawed layers in the surrounding territory is just beginning, and the snow waters can be discharged through the thawed rocks into the trench;
- when defrosting low-power frozen rocks at full capacity, hanging of the groundwater level and flooding of the trench is possible;
- an increase in the depth of seasonal thawing of soils in the construction zone due to the removal of vegetation and an increase in the arrival of solar radiation may lead to the development of thermokarst on icy rocks.

The speed and extent of such movements are determined by the thermal calculation, but their effects are not evaluated anywhere. For example, from SP 25.13330.2012 it is not clear which sizes of halos or which sizes are dangerous for pipelines, in technical or existing conditions. The degree of this danger is uniquely related to strength consonant tubes. The stronger it is, the less dangerous it is for transportation along the ground. The authors of article [44] propose a method for assessing the impact of the resulting sediment on the stress-strain state (VAT) of

the pipeline and, consequently, on the reliability of its operation. The created software package makes it possible to count on ensuring the safe operation of the pipeline during the entire period of operation.

During the construction on the territory of the distribution of permafrost soils, the principle of using OGC (permafrost) as a foundation has been pre-established. Either the choice is the Customer of the project, or the designers offer the best option based on the analysis of the results of engineering-geological surveys, or based on the planned costs for the construction of the object.

Today, most of the published works are devoted to assessing the reliability of pipeline transportation during its operation: monitoring hazardous natural (geocryological) processes, compiling registers of hazardous geological processes with a view to systematizing and analyzing the degree of danger, as well as ways to protect against adverse environmental influences [39– 42].

In [44], a technique based on a verbal-statistical approach to the prediction of the thermal and mechanical interaction of engineering structures with the environment was considered. Based on the solution of the optimization problem, the optimal cost of the route is chosen, as well as the optimal method of laying and the structural parameters of the pipeline. The developed method allows at the modern scientific level to carry out the optimal design of the linear part of the pipelines in the cryolithozone with the lowest risks and reduced total cost.

At the design stage, the substantiation of technical solutions and the assessment of the need and sufficiency of engineering measures are justified by using software systems of numerical modeling tools, with which you can perform a predictive heat engineering calculation of pipelines. Computer simulation of temperature fields, soil-thawing halo around the pipeline and the mechanical properties of the pipeline, the calculation of thermal processes in soils are necessary prediction tools.

The most popular in this area are ANSYS, ABAQUS, NASTRAN, CRIPE, Frost 3D Universal, the main advantages of which are:

- Three-dimensional calculation;

- real object geometry;
- acceptable accuracy of calculations of thermal interaction of the pipeline and the ground;
- taking into account a large number of factors affecting the thermal interaction of the pipeline and the soil (design features of the pipeline, trench parameters, geological section, change in soil properties during thawing, the speed of permafrost processes, weather conditions, temperature and speed of the pumped product, the presence of thermal insulation materials and SOU, etc.);
- the possibility of conducting advanced calculations, etc.

According to SP 25.13330.2012 permafrost can be used as a base:

- by principle I - OGC-bases remain in a frozen state during the entire period of construction and operation of the structure;
- by the II principle - OGC - the bases are used in the thawed or thawing state.

And according to SP 25.13330.2012, linear structures are allowed to be designed using a combination of the above principles on separate sections of the structure.

Most often, the use of OGC with the assumption of thawing during operation - the use of principle II - prevails.

Various methods of protection may be used to protect pipelines. The choice of the method of engineering protection of the pipeline and preservation of the soil in a frozen state depends on a number of factors: the structural design of the pipeline (such as laying), the pumped product, the operating thermal conditions, the type of permafrost soil, etc. Currently, an important stage in the design and construction of pipelines in the cryolitzone is to conduct forecast calculations taking into account all the factors described above.

To preserve the original condition of the soil when laying pipelines in the zone of the spread of permafrost soils, it is possible to use both a passive method of engineering (thermal) protection (thermal insulation of the outer surface of pipes with materials such as polyurethane foam, foam plastics, etc.), and also a combina-

tion of heat-insulating screens and heat stabilizers. It should be borne in mind that when using only heat-insulating materials, it is not possible to eliminate the presence of a thawing aureole, therefore, the probability of loss of stability of the pipeline and violation of the design position is preserved. However, when using devices of active thermal stabilization, the cost of the project increases, but taking into account the advantages of their use and the relatively long lifespan of main pipelines, these devices are widely used in pipeline transportation of gas, oil and petroleum products. They are successfully used in the aboveground laying of pipelines in permafrost soils in our country and abroad. For example, when laying the Trans-Alaska pipeline in the USA, the Zapolyarye-Purpe pipeline in Russia. The results of research into the construction of the Zapolyarye-Purpe oil trunk-line on permafrost soils are widely sanctified in industry scientific journals, where both the design results and the production experience obtained during the project implementation are presented.

To prevent negative effects in the aboveground method of the pipeline device, means of artificial freezing of the soil are used. Seasonally-acting cooling device is designed to maintain the soil in a frozen state, which ensures the stability of the pipeline.

To date, there are a sufficient number of pipelines, structurally performed aboveground with the use of devices for thermal stabilization of the soil. The operation of these facilities makes it possible to note the reliability of operation of the thermopile. One of the first pipelines built by this technology was the Transsylvan-sky Oil Pipeline, built in 1973, which is still in operation. In our country, this technology is also widely used, including in the project "Zapolyarye-Samotlor".

A.N. Sapsay considered in detail in his work the use of thermal stabilization of soils in the aboveground laying of the pipeline. The effectiveness of thermal stabilizers based on two-phase thermosyph was evaluated. In addition, the optimal types of construction and types of refrigerant were determined. Recommendations were given for the installation and operation of equipment for the thermal stabiliza-

tion of soils. The principle of operation of all types of SCD is the same. Each of them consists of a hermetic pipe in which there is a thermophore – refrigerant [32].

At the department "Refrigerating and Compressor Technique and Technologies" of OmTSU, a design of a heat stabilizer with directional action was developed. The peculiarity of this device is that thermal energy is received only from the heat stabilization section, thereby achieving a higher efficiency of the SCD [36].

Overhead laying of the pipeline avoids many of the adverse situations arising from underground laying. Techno-genic transformations of natural landscapes and changes in the soil situation can also occur during the construction of supports under the aerial pipeline. However, these transformations will be local. Above-ground laying is accompanied by freezing of the soil around the piles, since freezing of soils with low bearing capacity (widely distributed along the route) increases their bearing capacity. When this is taken into account, the freezing of soils around the supports in conditions of high water content of the massifs may be accompanied by bulging of blocks of frozen rocks.

To prevent OGC from thawing around pipelines transporting a product with a positive temperature, a heat-insulating coating with a low thermal conductivity of 0.028-0.030 W / (m K) is used. It is a separate shell, the inner diameter of which is equal to the outer diameter of the pipeline. The shells are fastened together with metal belts and hung on the pipeline before laying. For field pipelines applied insulation – shells of steam truck.

In the work of V.I. Surikov described modern methods of thermal insulation of pipelines, given the requirements for materials of thermal and anticorrosive insulation, as well as protective shells. Technical solutions for the insulation of pipelines for both underground and aboveground laying of pipelines were determined; recommendations on the application technology and quality control of the insulation were given [39].

However, not always the use of thermal insulation helps to eliminate the heating effects on the soil from the pipeline. The article [34] gave an example of

the warming effect from the non-insulated pipeline, and the pipeline with factory insulation.

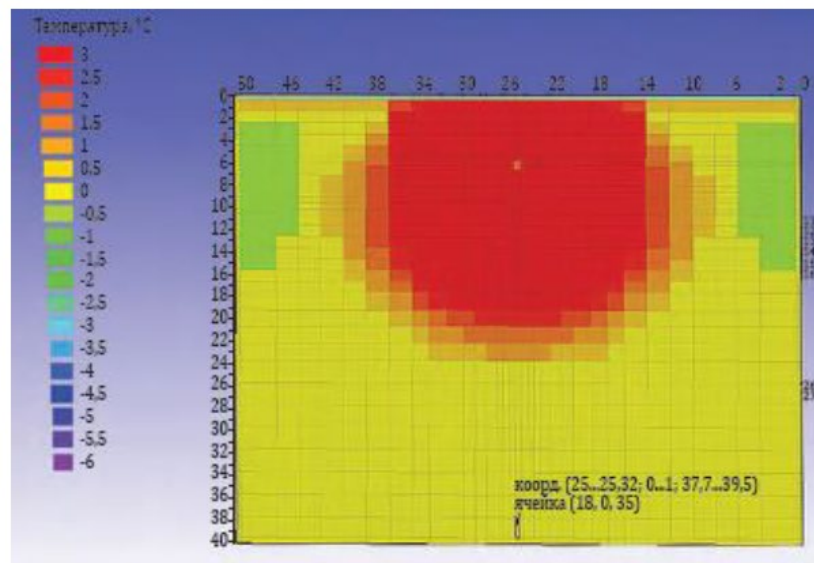


Figure 1 – Insulating impact from the non-insulated underground pipeline on permafrost soils.

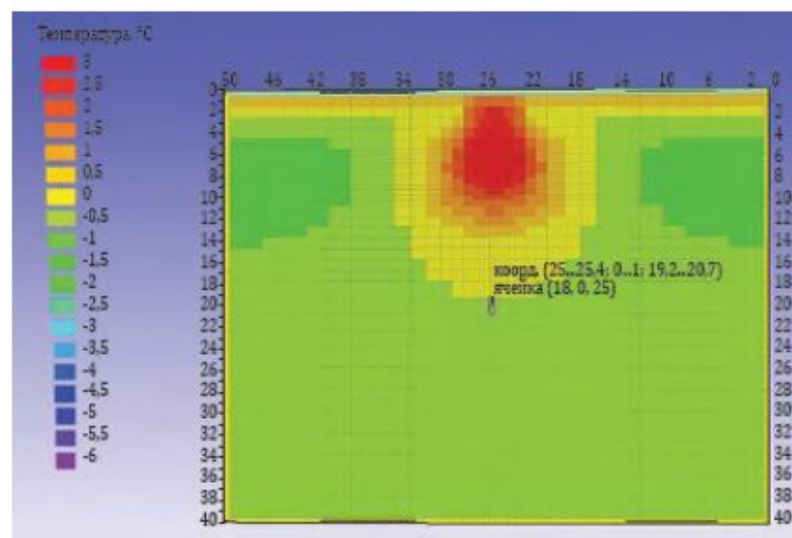


Figure 2 – Thermal effects from the underground pipeline with factory insulation.

One of the ways to stabilize the pipeline is to fix or ballast the pipeline at design elevations in permafrost.

Pipeline ballasting is a method of securing a pipeline with the help of weighting loads when laying on waterlogged or watered soils. The weighting loads are laid on the pipes during the construction of pipelines with the help of the pipe-

layer, the marsh excavator, the amphibian crane. Basically ballasting devices such as TC (textile containers) are used for ballasting field pipelines.

On the Bovanenkovo – Ukhta-2 gas pipeline, the ballasting variant of polymer container ground filling devices PKBU-MK for underground sections was proposed and executed [37]. The design consists of two containers and two cargo belts, used in combination with rigid spacer frames. Polymer-container devices should be filled with brought sand or clay soil or from a trench dump after the device has been installed on a gas pipeline [38].

Equally, effective measure is to replace the soil on the unfiltered (sand pad). Ideally, non-rocky soil should be made to the depth of seasonal freezing, but usually 0.5 m is enough.

Ground laying method is extremely consistent with the principle of least invasion of the soil massif.

As a substantiation of the possibility and feasibility of a ground-based (in an embankment) method of laying pipelines under the conditions of permafrost soil propagation, we consider its main positive aspects. There is no need to develop a trench, vegetation cover is not disturbed; when laying by snake method, there is a self-compensation of possible thermal stresses and strains in pipe; there are no excessive loads (fluctuations from wind load, movement from temperature extremes). Pile or slab foundations and metal supports are not required, there is no need for thermal stabilizers, and there is no need for ballasting of the pipeline. The disadvantages of this method of laying include: in the event of an accident - ensuring the safety of people and the environment, it is necessary to provide places for the migration of animals and the passage of transport. In more detail about all the pros and cons of methods of laying the pipeline, the author described in her article “On the choice of the method of laying pipelines in permafrost regions” [46].

Despite the developed possibilities of forecasting changes in OGC properties, as well as a significant list of developed measures for preserving soil properties of bases in the field of design values, many modern scientific works point out problems. These problems associated with structural deformations and other diffi-

culties arising in the construction and operation of oil and gas facilities and other sectors of the economy in the field of distribution OGC. Consider the reasons that prevent the normal operation of facilities in the cryolithozone. In the article [45], A.A. Gubarkov indicates a lack of objective geological information, despite compliance with the requirements of existing SNiP during survey work in the field of laying the Vankor-Purpe oil pipeline. For the implementation of the construction work, it was necessary to perform additional surveys in the construction process. Conducted pre-design studies of the soil through 150–300 m of the pipeline route, the results of which were used, including for selecting the type of piles, turned out to be insufficient, since the change in the composition of the soil occurred in 30–36 m or less. In [46], several cases of dangerous deformation of structures were noted due to violation of construction standards, not taking into account the properties of the OGC and the failure to implement design solutions. A deep analysis of the causes of the development of deformations and damage to buildings and structures of the gas industry of the enterprise Nadymgazprom, in the field of distribution of OGC is given in the work of Popov A.P. [47]. The author analyzes the significant accumulated factual material of observations on the development of OGC thawing processes and the results of this phenomenon.

2. Многолетнемерзлые грунты

В земной коре существуют такие зоны, в которых на некоторой глубине сохраняется минусовая температура, из года в год. Такое явление - **вечная мерзлота**, а такие зоны грунтов - **криолитозона**.

Учение о явлениях вечной мерзлоты **называется мерзловедением или геокриологией**. В мерзловедении изучаются явления как вечной, так и сезонной мерзлоты, возникающей и исчезающей в зависимости от времени года и климатических условий.

Грунт называется мерзлым, если он имеет нулевую или отрицательную температуру и содержит в своем составе лед. Этот грунт называется **многолетнемерзлым** или **вечномерзлым**, если он находится в мерзлом состоянии в продолжении многих лет (более трех).

Сезонномерзлый грунт не всегда прибывает в мерзлом состоянии, а только в холодный период времени (чаще всего зимой). В мерзлом состоянии он имеет следующие характеристики: отрицательная температура, содержит в себе лед и характеризуется криогенными структурными связями. В теплое время года грунт оттаивает, такое явление - **сезонное промерзание**.

Глубина сезонного промерзания грунтов (d_f) зависит от следующих параметров: климатические особенности района, состав пород, мощность снежного покрова и других параметров. Величина сезонного промерзания колеблется от долей миллиметра и до 3-4 м.

Специфика многолетнемерзлых грунтов в том, что в их составе содержится лед. При повышении температуры выше 0°C мерзлый грунт начинает оттаивать, и его прочность сразу же снижается, качественно изменяются и другие свойства, особенно в пылевато-глинистых грунтах. Под сооружениями образуются своеобразные «чаши» протаивания.

В вертикальном разрезе толщи многолетнемерзлых грунтов различают на три слоя:

- 1) деятельный слой;

- 2) слой многолетней мерзлоты;
- 3) подмерзлотный слой (талые грунты с положительной температурой).

Деятельный слой - самая верхняя часть толщи многолетней мерзлоты летом оттаивает, а зимой замерзает. Это слой сезонно-переменных положительных и отрицательных температур. Его мощность зависит от климатических условий, состава пород и характера растительного покрова. Наибольшая мощность отмечается в песчаных и крупнообломочных грунтах, наименьшая - в органоминеральных. В деятельном слое даже в зимнее время могут находиться талики, т.е. оттаявшие (талые) участки горных пород.

Определение мощности деятельного слоя, его состава и состояния, а также расположения в нем талого грунта имеет большое практическое значение. В связи с этим в геологическом разрезе выделяют два типа мерзлоты:

- I. сливающаяся мерзлота, при которой деятельный слой при замерзании непосредственно переходит в многолетнюю мерзлоту.
- II. несливающаяся мерзлота, когда при замерзании между ними остается слой талого грунта.

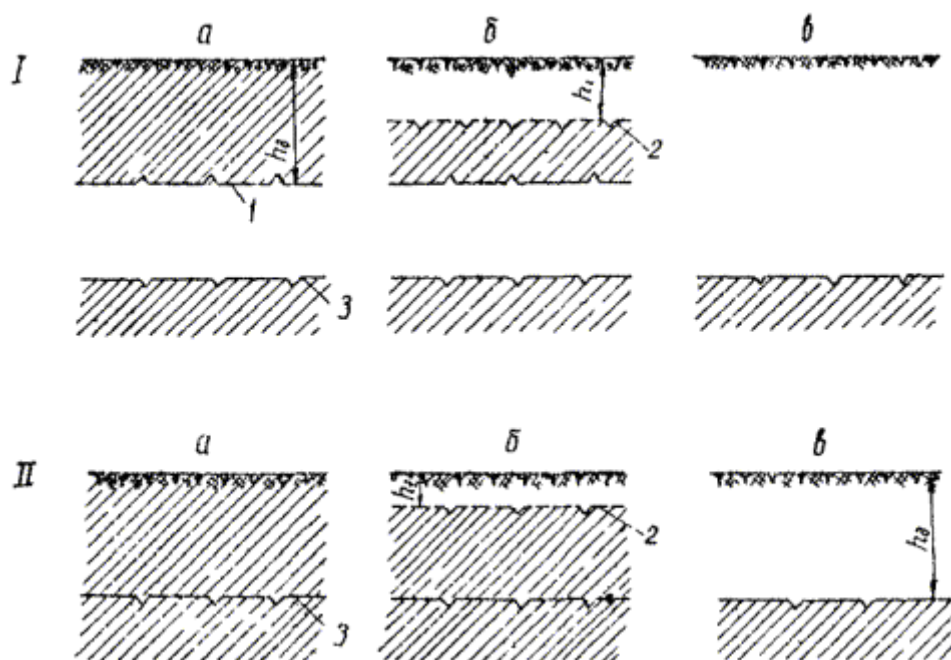


Рис. 3 - Наиболее характерное положение деятельного слоя:

- I - для сезонно промерзающего слоя (несливающаяся мерзлота) в периоды:
- а - максимального промерзания; б - промежуточный; в - максимального оттаивания;

II - для сезонно оттаивающего слоя (сливающаяся мерзлота) в те же периоды.

1 - поверхность вечномёрзлых грунтов;

2 - граница оттаивания;

3 - граница промерзания;

 мерзлый грунт;  талый грунт.

Характеристика мерзлых грунтов по физическому состоянию описана в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Характеристика мерзлых грунтов по физическому состоянию

Тип грунта	Характеристика грунта
<i>твёрдомёрзлый</i>	грунт, в котором дисперсный грунт прочно сцементирован льдом, характеризуется относительно хрупким разрушением и практической несжимаемостью под нагрузками от зданий и сооружений
<i>пластичномёрзлый</i>	грунт, сцементированный льдом, но обладающий вязкими свойствами и характеризуемыми сжимаемостью под нагрузками
<i>сыпучемёрзлый</i>	грунт крупнообломочный и песчаный, не сцементированный льдом вследствие малой их влажности, а потому сохраняющий рыхлость

Сложение мерзлого грунта, обусловленное замерзанием содержащейся в нем воды и характеризуемое формой, размерами и расположением ледяных включений, называется *криогенной текстурой*.

По классификации П. А. Шуйского лед в мерзлых породах образуется тремя основными способами:

- при промерзании увлажненных мерзлых пород – конституционные льды (конституционный лед имеет самое большое значение для формирования текстуры и структуры мерзлых, а также многолетнемерзлых грунтов, является структурообразующим фактором для мерзлых грунтов, образуется как внутрипоровый грунтовый лед);
- при заполнении льдом полостей – жильные и повторножильные льды;
- при погребении снега и льда – погребенные льды.

Различаются массивная (рисунок 4,а) слоистая (рисунок 4,б) и сетчатая (рисунок 4,в) текстуры мерзлого грунта.

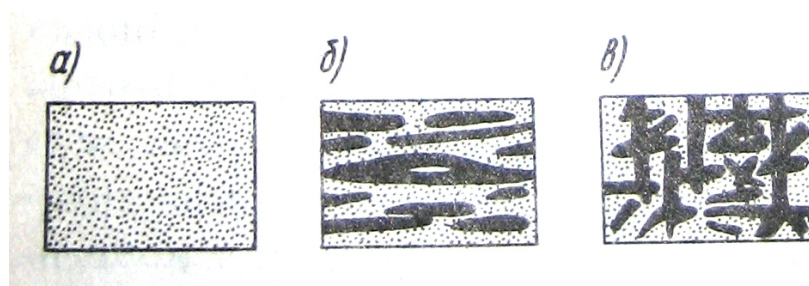


Рисунок 4 - Формы текстур мерзлых грунтов

Согласно ГОСТ 25100-95 [23] подразделение грунтов по льдистости представлено в таблице 1.2:

Таблица 1.2– Классификация грунтов по льдистости

Разновидность грунтов	Льдистость за счет видимых ледяных включений i_i , д.с	
	<i>Скальные и полускальные грунты</i>	<i>Дисперсные грунты</i>
Слабольшедистый	$< 0,01$	$< 0,20$
Льдистый	$0,01 - 0,05$	$0,20-0,40$
Сильнольдистый	$> 0,05$	$0,40-0,60$
Очень сильнольдистый	-	$0,60-0,90$

При оттаивании многолетнемерзлые грунты резко снижают свою прочность и способны давать значительные тепловые осадки (просадки), нередко достигающие 10-15% от мощности оттаявшей толщи. Подобные значительные осадки неизбежно будут приводить к серьезным деформациям и даже разрушениям различных сооружений, возведенных без учета специфических особенностей многолетнемерзлых грунтов.

3 Характеристика объекта исследования

3.1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях района

В административном отношении объект находится на территории Пуровского района в южной части Ямало-Ненецкого автономного округа. Административный центр района - город Тарко-Сале. Пуровский район расположен в бассейне реки Пур.

Ближайшие населенные пункты относительно площадки куста скважин 24 - г. Новый Уренгой находится в 42 км юго-западнее, п.г.т. Уренгой - 56 км юго-восточнее, с. Самбург - в 86 км на северо-восточнее, с. Газ-Сале - в 137 км северо-восточнее п.Ямбург на 212 км северо-западнее.

Сообщение с месторождением осуществляется круглогодично по автомобильным дорогам с твердым покрытием.

Район представляет собой слегка всхолмленное плато с небольшим уклоном на север, отметки высот не превосходят 100 м, углы наклона земной поверхности до 2°.

Гидрографическая сеть района принадлежит бассейну реки Пур (левобережье, среднее течение) и представлена ее притоками разного порядка - реки Малхойяха, Сидэлка, ручьями б/н, а также ложбинами стока, озерами.

Равнинность рельефа, близкое залегание к поверхности многолетней мерзлоты и значительное превышение осадков над испарением обусловили большую заболоченность территории. Болота служат водосбором для многочисленных ручьев, посредством которых осуществляется весенний сток болот.

3.1.1 Инженерно-геологические условия

В орографическом плане Западно-Сибирской плиты исследуемый район расположен на Пурской низменности. С востока ограничен Пур-Тазовской возвышенностью, а с запада Ненецкой возвышенностью.

В геологическом строении фундамента принимают участие породы кембрийской, ордовиской, силурийской, девонской, каменноугольной и пермской систем, представленные глинистыми сланцами, базальтами, известняками, доломитами, песчаниками и аргиллитами.

В пределах описываемой области распространены многолитные и двуслойные по строению многолетнемерзлые тощи, а также глубоко залегающие и несливающиеся. Согласно «Инженерной геологии СССР 2 том» (Пуровская область) мощность ММГ составляет более 100 м, что в десятки раз превышает зону действия инженерных сооружений.

Многолетмерзлые грунты встречены в пределах всей исследуемой площади. В зимний период многолетняя мерзлота соединяется с сезонной (ввиду глубокого сезонного промерзания) и, таким образом, относится к типу «сливающийся», талые грунты на этих участках относятся к типу радиационно-тепловых. Участки «несливающейся» мерзлоты соответствуют распространению гидрогенных тапиковых зон.

В период строительства и эксплуатации возможна деградация многолетней мерзлоты, при оттаивании мерзлых грунтов могут происходить неравномерные осадки грунта, что потребует проведения мероприятий по уменьшению этих осадков и приспособлению конструкций сооружений к повышенным деформациям.

3.1.2 Гидрогеологические условия

Участок работ приурочен к северо-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна, в разрезе которого выделено два гидрогеологических этажа (нижний и верхний), разделенных мощной толщей регионально-выдержанных глинистых водоупорных отложений туронского возраста.

Строительство и эксплуатация сооружений определяется гидрогеологическими условиями самой верхней части разреза толщи пород четвертичного возраста. Особенности залегания, питания и разгрузки, находящихся

близ поверхности грунтовых вод тесно связаны с особенностями распространения многолетнемерзлых пород и расчленяющих таликов.

Надмерзлотные воды описываемой области носят сезонный характер, встречаясь только в летний период. Мощность горизонта надмерзлотных вод определяется величиной слоя сезонного оттаивания. Водопором служат многолетнемерзлые породы. Питание надмерзлотных вод осуществляется в основном за счет инфильтрации атмосферных осадков в летний период. Разгрузка происходит в горизонт грунтовых вод нескваозных таликов, а также в местную эрозионную сеть. Максимальный прогнозируемый уровень грунтовых надмерзлотных вод - до дневной поверхности.

Грунтовые воды в несквазных таликах существуют в течение всего года, их обильность, глубина залегания и химический состав определяются литологическим составом слагающих пород, гидравлической связью водоносных горизонтов с водами озер и водотоков. Грунтовые воды местами обладают слабым напором, его величина может возрастать при формировании слоя сезонного промерзания. Питание происходит за счет атмосферных осадков, протаивания грунтов деятельного слоя и фильтрационного подпора поверхностных вод. Разгрузка происходит в местную эрозионную сеть.

Температура грунтовых вод по замерам в скважинах изменяется от +0,1 до 1,2°C.

По химическому составу воды пресные, гидрокарбонатные кальциево-магниево-натриевые, кальциево-магниево-натриево-магниево-натриевые.

В соответствии с СП 28.13330.2012 таблица Х.3 степень агрессивного воздействия жидких неорганических сред на металлические конструкции по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов - среднеагрессивные.

3.1.3 Метеорологические и климатические условия

Климатическая характеристика района оставлена по данным многолетних наблюдений по ближайшему участку работ метеостанции Уренгой (56 км на юго-восток).

Территория строительства, согласно СП 131.13330.2012, актуализированная версия СНиП 23-01-99*, относится к строительному климатическому району ПГ. По условиям комфортности, территория, в которую входит объект исследования, относится к зоне Крайнего Севера, в соответствии со схематической картой районирования северной строительно-климатической зоны относится к суровым условиям. Небольшие местные различия климатических условий связаны с циркуляцией атмосферы, солнечной радиацией, подстилающей поверхностью.

Термический режим. Среднегодовая температура воздуха равна - 7,8°C, среднемесячная температура самого холодного месяца - января равна - 26,4°C, самого теплого - июля, +15,4°C. Абсолютный минимум приходит на январь - 56°C, абсолютный максимум на июль +34°C.

Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 и 0,98 составляют -50°C и -53°C соответственно. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 и 0,98 составляет - 46°C и -49°C соответственно. Температура воздуха обеспеченностью 0,95 составляет 18,3°C. Температура воздуха обеспеченностью 0,98 составляет 22,7°C.

Осадки. За год здесь выпадет 453 мм осадков, основное количество которых (336 мм) выпадает в теплое время года (с апреля по октябрь). В годовом ходе количество летних осадков значительно преобладает над зимними.

Снежный покров. Продолжительная зима способствует значительному накоплению снега. Средняя дата образования устойчивого снежного покрова 8 октября, средняя дата разрушения устойчивого покрова 25 мая. Снежный покров сохраняется в среднем 235 дней.

Влажность воздуха. Один из основных элементов режима увлажнения территории. Упругость водяного пара дает приближенное значение содержания водяного пара в нижних слоях атмосферы. Относительная влаж-

ность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, в течение года в районе исследования изменяется от 68% до 86%.

Ветер. Характерной чертой для рассматриваемого района является преобладание циклического типа погоды в течение всего года, и, особенно, в переходные сезоны и в начале зимы. Средняя годовая скорость ветра 4,2 м/с. В мае-июне средняя месячная скорость ветра наибольшая и достигает 5,0 м/с. Наименьшая скорость ветра отмечается в марте равна 3,4 м/с. Наибольшее число дней с ветром со скоростью более 15 м/с составляет 72 дня в году. Максимальный порыв ветра составил 28 м/с.

Неблагоприятные погодные явления. К неблагоприятным погодным явлениям относятся сильные морозы, гололед, туманы, грозы и метели.

- наибольшее количество дней (в месяц) с туманами - 10;
- наибольшее количество дней (в месяц) с грозой - 15;
- наибольшее количество дней (в месяц) с метелью - 25;
- наибольшее количество дней (в месяц) с градом - 3.

Максимальная толщина стенки гололеда равна 7 мм. Максимальная толщина отложений кристаллической изморози равна 62 мм.

3.1.4 Сведения об особых природно-климатических условиях района

Согласно сейсмическому районированию (карта сейсмической активности ОСР-2015-А) район отнесен к сейсмичности 5 баллов.

Из опасных инженерно-геологических процессов развито заболачивание, возможно развитие процессов морозного пучения.

Морозное пучение грунтов сезонноталого слоя наиболее активно проявляется на заболоченных и обводненных участках.

Процесс заболачивания развит фрагментарно в районе исследования. Ему способствует общая выравненность поверхности рельефа, значительное превышение осадков над инфильтрацией и испарением, ежегодное оттаивание деятельного слоя с появлением надмерзлотных вод и поднятием их до дневной поверхности, все это способствует формированию сильноувлажнен-

ной среды, попадая в которую живая органическая масса, образованная в результате ежегодного отмирания растений - торфообразователей, не разлагается полностью, а накапливается из года в год. Также встречаются верховые болота на выровненных водоразделах. Болота относятся к I типу (по характеру передвижения по ним строительной техники).

3.1.5 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

В геологическом строении трассы газопровода до исследуемой глубины 17,0 м принимают участие верхнечетвертичные озерно-аллювиальные отложения (IaQIII) и современные биогенные отложения (bQIV).

Озерно-аллювиальные отложения представлены суглинком легким песчанистым мягко-пластичным (ИГЭ-214), мощностью 1,0-6,5 м, суглинком тяжелым, пылеватым, мягкопластичным, с примесью органического вещества (ИГЭ-244), мощностью 1,2-5,3 м, суглинком тяжелым пылеватым, тягучепластичным, с примесью органического вещества (ИГЭ-245), мощность 4,1-7,5 м, супесью песчанистой, текучей (ИГЭ-4429), мощностью 3,3-6,5 м, песком мелким влажным, средней плотности (ИГЭ-4429), мощностью 0,3-2,3 м, песком мелким, водонасыщенным, средней плотности (ИГЭ-4439), мощностью 0,6-3,3 м, глиной легкой, песчанистой, пластичномерзлой слабодистой, слоистой криотекстуры, с примесью органического вещества (ИГЭ-11912), мощностью 1,7 м, глиной легкой, пылевой, пластичномерзлой, льдистой слоистой криотекстуры, с примесью органического вещества (ИГЭ-11922), мощностью 2,5-3,0 м, песком мелким, твердомерзлым, слабодистым, массивной криотекстуры (ИГЭ-44811), мощностью 3,1-4,5 м, песком мелким, твердомерзлым, льдистым, массивной криотекстуры (ИГЭ-44821), мощностью 0,8-2,5 м, суглинком легким, песчанистым, пластичномерзлым, слабодистым, слоистой криотекстуры (ИГЭ-21912), мощностью 0,7-6,0 м, суглинком тяжелым, пылеватым, пластичномерзлым, слабодистым, слоистой криотекстуры, с примесью органического вещества (ИГЭ-

24912), мощностью 2,0-5,3 м, суглинком легким, песчанистым, пластично-мерзлым, льдистым, слоистой криотекстуры (ИГЭ-21912), мощностью 2,5-7,6 м, суглинком тяжелым, пылеватым, пластично-мерзлым, льдистым, слоистой криотекстуры, с примесью органического вещества (ИГЭ-24922), мощностью 0,8-8,5 м, супесью песчанистой, пластично-мерзлой, слабольшдистой, слоистой криотекстуры (ИГЭ-31912), мощностью 0,8-5,9 м.

Современные биогенные отложения (bQIV) вскрыты скважинами №№95, 214, 225, 226,94,242,244,237,87,238,239,216,86,84 и представлены торфом среднеразложившимся, сильнольдистым, атакситовой криотекстуры (ИГЭ-92011). Максимальна мощность торфа 1,9 м вскрыта скв.86, минимальная мощность торфа 0,3 м - скв.242.

С поверхности всеми скважинами вскрыт мохово-растительный слой (слой 60), мощностью 0,2-0,3 м.

Грунтовые воды вскрыты в скважинах №№42,9,98,97,96,93,92,91,90,89,88,85,83,82,81. Максимальный уровень грунтовых вод зафиксирован в скв. 83 на глубине 2,50 м, что соответствует абсолютной отметке 39,93 м. Водовмещающими грунтами являются пески мелкие, водонасыщенные, средней плотности (ИГЭ-4439) и супеси песчанистые, текущие (ИГЭ-317) .

Температура грунтов на глубине нулевых колебаний равна от -0,3°C до - 0,9°C.

3.2 Характеристика промыслового трубопровода

Газопровод-шлейф (данный трубопровод относится к промысловым) предназначен для транспорта добываемого газа от площадки куста скважин №1 до точки врезки в общие сети с дальнейшей транспортировкой газа на установку комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК). Предусмотрена подземная прокладка газопровода-шлейфа от площадки куста скважин №1 до точки врезки, надземные участки предусмотрены на узлах запорной арматуры.

Трубопровод проложен в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов. Принят второй принцип прокладки трубопроводов – многолетнемерзлые грунты основания используются в оттаянном или оттаивающем состоянии. Будет иметь место постоянное локальное оттаивание грунта вокруг газопроводов. На этих участках не будут проявляться действия сил морозного пучения. Температура транспортируемого газа достаточно высокая, около 50 °С, поэтому для уменьшения теплового воздействия на грунт газопроводы-шлейфы выполнены в теплоизоляционной оболочке толщиной 50 мм. В местах растепления ММГ, влекущего за собой чрезмерные напряжения в трубопроводах, предусмотрена замена грунта привозным сухим песком. Данное мероприятие уменьшает радиус оттаивания, соответственно, снижается величина осадки грунта.

Для повышения надежности газопровода-шлейфа на переходе через водную преграду, снижения отрицательного влияния на окружающую среду от воздействия транспортируемых продуктов, предусмотрено проектирование их в защитных футлярах из стальных труб- 530х10.

Проведенный расчет (приложение Б) показал, что при прокладке на болотах, обводненных участках всех трубопроводов в теплоизоляционной оболочке требуется установка утяжеляющих устройств, для того, чтобы обеспечить устойчивое положение против всплытия. Предусматривается применить балластирующие устройства марки КТ: КТ-300, КТ-500. В комплект КТ входят две текстильные мягкие емкости, изготавливаемые из нетканого синтетического материала, соединенные удлиненной связью (0,5 м), которая накладывается на трубопровод. Емкости через загрузочные рукава заполняют сыпучим материалом (привозным песком), затем укладывают на трубопровод. Согласно проведенному расчету, шаг установки утяжелителей КТ принят: 11,0 м для трубопровода 219х12 , 530х10 (в футляре). В расчете шага расстановки КТ на футлярах учтен вес основного трубопровода и вес спейсеров.

Утяжеляющие конструкции охватывающего типа применять не предусмотрено.

Сведения о промысловом трубопроводе, и его протяженности, месторасположения начальных и конечных пунктов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика проектируемых промысловых трубопроводов

Наименование трубопровода	Диаметр, толщина стенки, мм	Протяженность трассы трубопровода, м	Месторасположение начального пункта	Месторасположение конечного пункта
«кустовая площадка №1 - точка врезки кустовой площадки №1»	219х12	3998	ограждение куста №1	узел № 1

С учетом расчета на прочность и устойчивость, глубина заложения трубопровода от поверхности земли до верхней образующей трубы принята для песка, суглинка и супеси – 1,4 м, торф – 1,9 м.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 газопровод-шлейф в зависимости от рабочего давления относится к II классу (рабочее давление свыше 10 до 20МПа включительно).

Газопровод-шлейф соответствует категории «С» (средняя), по ГОСТ Р 55990-2014.

В зависимости от условий прохождения трассы, в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, отдельные участки промыслового трубопровода отнесены к категории «С» (средняя): участки, примыкающие к узлам запорной арматуры, протяженностью 250 м; участки трубопровода на переходе через водную преграду (ручей б/н).

Транспортируемая продукция по газопроводу-шлейфу согласно ГОСТ Р 55990-2014 относится к 4 категории.

Таблица 2.2 – Сведения о пропускной способности проектируемого газопровода-шлейфа

Наименование трубопровода	Пропускная способность трубопровода, газ ст. усл./жидкость, м ³ /сут
«кустовая площадка №1 – точка врезки кустовой площадки №1»	1700000/356,2

Для строительства приняты трубы стальные бесшовные из стали 09Г2С, класс прочности К50. Учтены дополнительные требования по ударной вязкости для труб и деталей: минимальные значения ударной вязкости, замеренные на образцах Менаже при температуре минус 60 °С, составляют для основного металла труб: при толщине стенки до 12 мм – не менее 34,3 Дж/см² (3,5 кгс·м/см²). Для деталей и сварных соединений – 39,2 Дж/см² (4,0 кгс·м/см²). Трубы (детали), не прошедшие испытания ударной вязкости КСУ при минус 60 °С, к покупке и эксплуатации не допускаются.

Трубы поставляются с заводским наружным трехслойным противокоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена и теплоизоляционным пенополиуретановым покрытием (ППУ) толщиной 50 мм с защитным гидроизоляционным покрытием в виде оболочки из стального листа с полиэтиленовым покрытием. Антикоррозионное покрытие изоляции соответствует структуре конструкции усиленного типа защитного покрытия № 4 таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98.

Тепловая изоляция труб обеспечивает уменьшение тепловых потерь транспортируемого продукта, обеспечивает снижение влияния температуры транспортируемой продукции на ММГ. В зависимости от характеристики грунтов и их температуры на глубине прокладки газопроводов в соответствии с расчетом получается различная температура на внешней поверхности тепловой изоляции. На отдельных участках трасс применение только тепловой изоляции недостаточно. С целью уменьшения риска активизации термокарстовых процессов и неравномерной осадки необходимо предусмотреть

замену грунта под трубопроводом на глубину 3м. В соответствии с теплотехническим расчетом самые сложные участки по трассе газопровода-шлейфа: ПК 1+01,00 – ПК 1+68,00, ПК 6+0,00 – ПК 8+57,00, ПК 19+42,00 – ПК 24+34,00.

Запорная арматура установлена надземно. Предусмотрена теплоизоляция узлов арматуры (на газопроводах-шлейфах). Арматуру покрывают разъемными коробами марки SAS. Короба состоят из оболочки (оцинкованная сталь) и теплоизоляционного слоя.

Механические характеристики трубопроводов обеспечивают установленный срок службы при условии соблюдения проектного режима эксплуатации и отсутствия нерегламентированного воздействия (строительного брака, наездов техники и др.).

Режим работы газопровода-шлейфа непрерывный.

Значения давлений и температуры по трассе трубопровода, приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Значения проходных давлений и температуры по трассам проектируемых трубопроводов

Наименование участка трубопровода	Давление (избыточное), МПа		Температура, 0С	
	в начале участка	в конце участка	в начале участка	в конце участка
«кустовая площадка №1 - точка врезки кустовой пло- щадки №1»	14,9	14,6	58,3	56,9

4. Повышение эксплуатационной надежности промышленного трубопровода

В ходе эксплуатации на промышленный трубопровод действуют негативные геокриологические процессы, результатами действия которых являются такие последствия как:

- всплытие трубопровода;
- выпучивание трубопровода.

Во избежание выше перечисленных последствий далее рассмотрены следующие технические решения: балластировка трубопровода текстильными контейнерами (тип КТ), замена льдистого грунта, применение тепловой изоляции.

4.1 Повышение эксплуатационной надежности промышленного трубопровода с применением технологии термостабилизации грунтов

Для сохранения в мерзлом состоянии (термостабилизации) грунтов в свайном основании применяют капсулированные 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 хладоносителя (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 хладоносителя, циркуляция прекращается и процесс приостанавливается с частичным инерционным оттаиванием верхнего слоя грунта до следующего похолодания. По принципу работы принято подразделять термостабилизаторы грунтов (ТСГ) на конвективные (газовые, жидкостные и газожидкостные) и испарительные (двухфазные). По

способу монтажа и конструктиву закладки различают горизонтальную систему (ГСТ), так называемую систему «ГЕТ», и вертикальную – «ВЕТ». Современные ТСГ используют наиболее эффективные по термодинамическим свойствам хладоносители – сжиженные аммиак или диоксид углерода. Керосин и фреоны (обычно R22) не рекомендуются, так как первый пожароопасен 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 ребристом радиаторе-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. Иногда для расширения сезонной эксплуатации ТСГ их снабжают термоэлектрическим модулем, что заметно повышает стоимость ТСГ. Стандартный ТСГ монтируется в скважине и действует как теплообменник. Теплоприток от грунта через металлическую стенку корпуса ТСГ поступает к хладагенту, а затем выносится им в конвективном потоке через конденсатор в атмосферу.

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

В настоящее время существует несколько типов конструкций сезонно-действующих охлаждающих устройств:

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.

4.2 Балластировка промыслового трубопровода текстильными утяжелителями

Для обеспечения устойчивости положения трубопровода в траншее на проектных отметках производится его балластировка или закрепление. Для этой цели используются конструкции, создающие давление на трубопровод (пригрузку), а также конструкции, использующие пассивное давление (отпор) грунта в основании траншеи.

Контейнеры текстильные КТ применяются при балластировке трубопроводов как замена бетонным и чугунным утяжелителям и предназначены

для балластировки трубопроводов диаметром до 1420 мм песком или минеральным грунтом.

Преимущества КТ:

- устраняется потребность в железобетонных утяжелителях;
- исключается возможность повреждения изоляционного покрытия трубопроводов при их строительстве и эксплуатации, в том числе на участках продольных перемещений трубопроводов;
- объем грузоперевозок сокращается в 200 - 250 раз.

Контейнер текстильный КТ представляет собой наполняемый грунтом утяжелитель из высокопрочной, долговечной в грунтовых условиях технической ткани и нетканого синтетического материала и состоит из двух соединённых между собой замкнутых емкостей. Горловины двух цилиндрических емкостей заканчиваются рукавами и имеют четыре грузовых ленты, пришитых к оболочке ёмкости контейнера текстильного. Ёмкости контейнера текстильного из мягкой технической ткани предназначены для насыпки балласта (грунта засыпки). Грузовые ленты изготавливаются из материала контейнера и представляют собой конструктивные элементы, обеспечивающие передачу усилий на текстильный контейнер от трубопровода.

Для заполнения грунтом КТ подвешивают к бункеру за грузовые элементы, расправленные рукава надевают на «насадки» бункера и закрепляют, после чего ведут загрузку контейнера грунтом. На начальной стадии загрузки, дно контейнера должно быть выше пола на 20 – 30 см во избежание образования складок и неравномерной засыпки емкостей.

После заполнения контейнер отсоединяют от бункера, край рукава заворачивают и запасовывают внутрь контейнера между грунтом и оболочкой.

Затем завязывают две тесемки на каждой емкости, которые служат для стягивания торца емкости контейнера. Загруженные контейнеры складывают под навесом на ровной площади на поддоне или настиле в вертикальном положении в один ярус. Загруженные контейнеры доставляют на трассу

к месту балластировки, где при помощи грузоподъемных средств и грузозахватных устройств их монтируют на трубопровод в горизонтальное положение таким образом, что оси цилиндрических емкостей контейнеров располагаются параллельно оси трубопровода, а центральные швы касаются верхней образующей трубопровода.

4.3 Применение тепловой изоляции на промышленном трубопроводе в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов

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 пожаростойкостью и влагопроницаемостью. Такой показатель, как коэффициент теплопроводности будет оставаться одинаковым.

Скорлупа ППУ - это лучший современный теплоизоляционный материал, который обладает самым маленьким коэффициентом теплопроводности из всех известных изоляторов. Пенополиуретан (ППУ) теряет всего 3 % тепла.

Скорлупа ППУ для изоляции труб и отводов - это готовый теплоизоляционный элемент, который состоит из двух полускорлуп с замками. Для изоляции труб скорлупу крепят на голую стальную трубу с помощью термоленты, проволоки или хомутов. Монтаж скорлуп можно проводить в любое время года при сухой погоде.

Трубы ППУ в сборной конструкции состоят из стальной трубы, полиэтиленовой оболочки или оцинкованной оболочки, теплоизоляционного слоя из пенополиуретана (ППУ), медного сигнального провода и центрирующих опор (центраторов). В процессе изготовления трубы теплоизолированной кольцевое пространство между стальной трубой и защитной оболочкой заполняется пенополиуретановой композицией (полиол и полиизоционат).

Основные преимущества труб ППУ (теплоизолированных пенополиуретаном) перед традиционными теплоизоляционными материалами:

- снижение эксплуатационных расходов минимум в 9 раз;
- снижение расходов на ремонт теплотрасс в 3 раза;
- снижение капитальных затрат при строительстве в 1,3-1,5 раза;
- повышение долговечности при эксплуатации (с 10-15 до 30 и более лет);
- снижение тепловых потерь с 25-30% до 2-3 %;
- значительное снижение сроков строительства;
- наличие системы оперативного дистанционного контроля (СОДК) за увлажнением изоляционного слоя теплоизолированных ППУ труб.

В качестве материала для тепловой изоляции применяется двухкомпонентная композиция ППУ-345, или, импортные аналоги, обеспечивающие многолетнюю (до 30 лет) эксплуатацию трубопроводов. Жесткий пенополиуретан - высокомолекулярное органическое соединение, получаемое в результате реакции поликонденсации, происходящей между простыми или сложными полиэфирами (полиолами) и полиизоционатом (MDI) в присутствии катализаторов и поверхностно активных веществ при их смешивании в заданном соотношении. Исходные компоненты - жидкие вещества. Пенополиуретан - твердый вспененный материал с размером ячеек 0.1 - 0.5 мм.

4.4 Замена льдистого грунта

Учитывая большое разнообразие мерзлых грунтов по составу и строению, не представляется возможным ограничиться какой-либо одной методикой для определения той или иной характеристики. Наиболее универсальным является метод совмещенного определения основных физических характеристик. Он позволяет получить наиболее достоверные и согласующиеся между собой значения суммарной влажности, объемной массы, льдистости, количества незамерзшей воды.

Лед, содержащийся в грунтах, разделяют на лед-цемент и лед-прослойку, или сегрегационный. Лед-цемент обычно в грунтах не виден невооруженным глазом, но он цементирует грунт. Придавая ему дополнительную механическую прочность, сегрегационный лед легко обнаруживается невооруженным глазом в виде прослоек, линз, прожилок и других форм сплошных ледяных тел.

Осадки при оттаивании за счет сегрегационного льда могут достигать значительных величин, поэтому его объем учитывается отдельно при расчете осадок.

Мерзлые грунты вследствие их текстурных особенностей могут отличаться большой неоднородностью строения и содержать крупные ледяные тела. В тех случаях, когда в мерзлом грунте имеются крупные линзы или прослойки льда, необходимо замерять их толщину по стенке шурфа или в монолитах, извлеченных из скважин, и рассчитывать объем ледяных тел, выражая его в виде отношения к объему всего мерзлого грунта.

Н. А. Цитович мерзлые грунты по льдистости разделяет на три категории: сильнольдистые, слабольдистые и льдистые.

К сильнольдистым (льдистость более 50%) относятся пылеватые разности суглинков и глин, переходящие при оттаивании в текучее, текуче-пластичное или пластичное состояние, что, как правило, обуславливает их просадочность. Сильнольдистые грунты обладают малой несущей способностью в оттаявшем состоянии и большей сжимаемостью ($a_0 \geq 0,05 \text{ см}^2/\text{кгс}$).

Слабольдистые (льдистость менее 25%) суглинки и глины при оттаивании приобретают обычно тугопластичную или полутвердую консистенцию и обладают малой сжимаемостью ($a_0 < 0,01 \text{ см}^2/\text{кгс}$).

Льдистые грунты (льдистость 25 – 50%) имеют свойства промежуточные между вышеприведенными двумя категориями.

Определение объемной льдистости за счет прослоек сегрегационного льда рекомендуется выполнять в поле. Для этого по всей высоте слоя грунта в шурфе или по высоте керна, извлеченного из скважины, прикладывается мерная линейка и замеряются все ледяные прослойки, линзы и т. д. толщиной более 0,5 мм. Затем суммируется их мощность и относится к высоте всего слоя грунта, в пределах которого измерялись ледяные тела. Измерение рекомендуется производить в двух-трех местах, например, по двум стенкам шурфа, и принимать среднюю объемную льдистость, полученную из нескольких определений.

Льдистость, как и влажность, является очень важной характеристикой физического состояния и свойств мерзлых грунтов. Она используется при теплофизических расчетах, в расчетах несущей способности грунтов в мерзлом состоянии и осадок при оттаивании.

Вытаивающие ледяные тела вызывают дополнительную деформацию грунтов, оттаивающих в основании сооружений, однако полное смыкание макропор при этом не происходит. Поэтому, согласно нормативных документов, рекомендуется при расчете осадок вводить коэффициент k_v , учитывающий неполное смыкание макропор при оттаивании грунтов. В зависимости от средней толщины ледяных прослоев принимается следующая: при толщине ледяных прослоев – менее 1 см – 0,4; от 1 до 3 см – 0,6; более 3 см – 0,8.

При проектировании оснований и фундаментов на сильнольдистых вечномерзлых грунтах и подземных льдах следует предусматривать использование таких грунтов в качестве основания, как правило:

- по принципу I. - случаях необходимости использования сильнольдистых грунтов;

- по **принципу II** должны обязательно предусматриваться мероприятия по их *предварительному оттаиванию* или *замене льдистых грунтов* на непросадочные на расчетную глубину согласно указаниям.

5 Расчетная часть

В процессе проектирования промысловых трубопроводов объектов обустройства газовых месторождений возникает вопрос о выборе конкретной трубной продукции обеспечивающей минимальные затраты на строительство и эксплуатацию с выбором марки стали определенной прочностной характеристики. Выбор основывается исходя из факторов, включая рабочее давление трубопровода, климатические условия эксплуатации, температура транспортируемого продукта, наличие многолетнемерзлых грунтов в основании, коррозионной активности перекачиваемых сред и т.д.

Цель: Провести сравнительную характеристику по прочностным показателям участка трубопровода, протяженностью 1 км, изготовленного из стали различных классов прочности в диапазоне от K48 до K56.

Для проведения сравнительной оценки трубопроводов из стали с различными классами прочности при равных условиях строительства и эксплуатации трубопровода были поставлены следующие задачи:

- Выполнить прочностные расчеты для определения необходимых толщин стенок труб, рассчитать общую металлоемкость на 1 км трубопровода для каждого полученного типоразмера;
- Провести расчет максимально допустимый осадок грунта;
- Рассчитать минимально допустимый радиус упругого изгиба;
- Провести экономическое сравнение и выбор оптимального по соотношению цена/качество варианта.

5.1 Сравнительная характеристика сталей

5.1.1 Классификация сталей по классам прочности

Для выполнения поставленных задач были проанализированы теоретически возможные к применению варианты марок стали, различных классов прочности. Источником для подбора вариантов послужили марки сталей, распространенные в на газовых объектах, стандарт

нефтегазопроводных труб завода-изготовителя, технические условия на трубную продукцию.

Исходные данные для расчета:

Для проведения технических расчетов в качестве исходных были использованы данные:

коэффициент надежности по назначению трубопровода

коэффициент условий работы трубопровода

коэффициент надежности по материалу

коэффициент надежности по нагрузке;

коэффициент несущей способности труб;

расчетное давление, МПа.

Прибавка на коррозионный износ составляет не более 0,1 мм/год.
Расчетный срок эксплуатации трубопровода 20 лет. Прибавка на коррозионный износ составит 2 мм.

Температура транспортируемого продукта 50 °С;

Транспортируемый продукт – природный газ.

Таблица 5.1 - Характеристики использованных сталей

Класс прочности	Характеристики стали	
К48	Нормативное сопротивление (R_{un})	470 МПа
	Нормативное сопротивление (R_{yn})	338 МПа
К50	Нормативное сопротивление (R_{un})	491 МПа
	Нормативное сопротивление (R_{yn})	343 МПа
К52	Нормативное сопротивление (R_{un})	510 МПа
	Нормативное сопротивление (R_{yn})	372 МПа
К54	Нормативное сопротивление (R_{un})	530 МПа
	Нормативное сопротивление (R_{yn})	383 МПа
К56	Нормативное сопротивление (R_{un})	549 МПа
	Нормативное сопротивление (R_{yn})	393 МПа

5.1.2 Расчет необходимой толщины стенки

Для оценки металлоемкости на 1 км трассы требуется провести расчет необходимой толщины стенки трубопровода.

Для расчета использована методика, изложенная в ГОСТ Р 55990-2014.

Расчетная толщина стенки трубы (t_d) определяется как большее из двух значений:

$$t_d = \max \{ t_u; t_y \} \quad (1)$$

Толщина стенки, определяемая по пределу прочности (t_u), мм, вычисляется по формуле:

$$t_u = \frac{\gamma_{fr} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u}, \quad (2)$$

где p – рабочее давление, МПа;

$p = 16$ – максимальное рабочее давление транспортируемого газа, МПа.

D – наружный диаметр трубы, мм;

R_u – расчетное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

γ_{fr} – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению), 1,1 для газообразной среды;

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u \quad (3)$$

σ_u – нормативное сопротивление (временное сопротивление разрыву);

γ_d – коэффициент условий работы трубопровода, равен 0,767 для трубопроводов категории С;

γ_{mu} – коэффициент надежности по материалу труб, 1,4;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, 1,10;

$$R_u = \frac{0,767}{1,4 \cdot 1,1} 491 = 244,5 \text{ МПа};$$

$$t_u = \frac{1,1 \cdot 16 \cdot 219}{2 \cdot 244} = 7,8 \text{ мм};$$

Толщина стенки, определяемая по пределу текучести (t_y), мм, вычисляется по формуле:

$$t_y = \frac{\gamma_{fr} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}, \quad (4)$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y \quad (5)$$

где σ_y – расчетное сопротивление материала труб и сварных соединений по текучести;

γ_{my} – коэффициент надежности по материалу труб, 1,15 для данной формулы;

$$R_y = \frac{0,767}{1,15 \cdot 1,1} 343 = 207,9 \text{ МПа};$$

$$t_y = \frac{1,1 \cdot 16 \cdot 219}{2 \cdot 207,9} = 9,26 \text{ мм};$$

В соответствии с формулой (1) максимальная расчетная толщина стенки для трубы диаметром 219 мм равна 9,03 мм.

Округление полученной толщины стенки ведется в большую сторону до ближайшего значения из сортамента изготавливаемых труб. Расчетные данные сведены в таблицу №4.2.

Таблица 4.2 – Сводная таблица по необходимым толщинам стенок трубы с диаметром 219 мм для сталей с классами прочности в диапазоне от К48 до К56.

Наружный диаметр D, мм	219				
Класс прочности	К48	К50	К52	К54	К56
Расчетная толщина стенки t , мм	9,4	9,3	8,5	8,3	8,0
Прибавка на коррозию, мм*	2	2	2	2	2
Суммарная толщина стенки t , мм	11,4	11,3	10,5	10,3	10,0
Принятая толщина стенки t_{np} , мм	12	12	11	11	10

* - прибавка на коррозионный износ принимается одинаковой, ввиду отсутствия данных о реальных скоростях коррозии для сравниваемых сталей при равных условиях эксплуатации на газопроводах высокого давления, транспортирующих природный газ.

Для полученных типоразмеров трубопровода рассчитана металлоемкость на 1 км трассы. Результаты сведены в таблицу №4.3.

Таблица 4.3 - Результаты расчета металлоемкости

Диаметр Класс прочности	219	
	Толщина (мм)	Масса (т) на 1 км (металлоемкость)
K48	12	61,26
K50	12	61,26
K52	11	56,42
K54	11	56,42
K56	10	51,54

Расчет необходимой толщины стенки трубопроводов показал, что наибольшее значение толщины стенки соответствует наименьшему классу прочности. Сталь с классом прочности K48 и K50 имеет наибольшую металлоемкость.

5.1.3 Классификация сталей по классам прочности

В настоящее время на рынке существует большое количество марок сталей, однако, применить их можно не в каждом проекте, необходимо проводить отбор. Выбор марки стали производят с учетом рабочего давления трубопровода, климатических условий эксплуатации, ограничения по температуре транспортируемого продукта, степени агрессивности транспортируемой продукции и т.д.

Для выполнения поставленных задач проанализированы теоретически возможные к применению варианты марок стали, различных классов прочности. Источником для подбора вариантов послужили марки сталей, распространенные в периметре газовых объектах, стандарт нефтегазопроводных труб завода-изготовителя, технические условия на трубную продукцию.

При проектировании газовых объектов был выявлен ряд критериев ограничений применения трубной продукции, таких как максимальное рабочее давление ($P = 16$ МПа), максимальная температура транспортируемого продукта ($t = 50$ °С), ограничения по номенклатуре расчетной толщины стенки ($s = 8-20$ мм). На основании данных критериев была сделана сводная таблица 4.4.

Таблица 4.4 – Сводная таблица по критериям ограничения применения различных марок сталей

Критерий Марки стали	P, 16 МПа	t, 50 °С	DN 150 s, 8-20 мм	DN200 s, 8-20 мм	DN250 s, 8-20 мм	DN300 s, 8-20 мм	DN400 s, 8-20 мм
K48							
09Г2С ТУ 14-3Р-1128-2007	+	+	+	+	+	+	+
09ГСФ ТУ 1317-204-0147016-01	+	+	+	+	-	-	-
06Х1Ф ТУ 1308-269-0147016-2003	+	+	+ ТОЛЬКО Ø168	+	+	+	+
20Ф ТУ 1308-269-0147016-2003	+	+	+ ТОЛЬКО Ø168	+	+	+	+
05ХГБ ТУ 1380-062-05757848-2014	-	+	-	+	+	-	-
K50							
09Г2С ТУ 14-3Р-1471-2002	-	+	-	-	-	-	-
09ГСФ ТУ 1317-204-0147016-01	+	+	+	+	-	-	-
12ГФ ТУ 1317-204-0147016-01	+	+	-	+	+	+	+

Критерий Марки стали	P, 16 МПа	t, 50 °C	DN 150 s, 8-20 мм	DN200 s, 8-20 мм	DN250 s, 8-20 мм	DN300 s, 8-20 мм	DN400 s, 8-20 мм
05ХГБ ТУ 1380-062-05757848-2014	-	+	-	+	+	-	-
K52							
12ГФ ТУ 1317-204-0147016-01	+	+	-	+	+	+	+
13ХФА ТУ 14-3Р-124-2012	+	+	+	+	+	+	+
08ХМФЧА ТУ 14-3Р-124-2012	+	+	+	+	+	+	+
06Х1Ф ТУ 1308-226-0147016-02	+	-	+	-	-	-	-
06ХФ ТУ 14-3-1972-97	+	+	+	+	+	+	+
20Ф ТУ 1308-226-0147016-02	+	-	+	-	-	-	-
05ХГБ ТУ 1380-062-05757848-2014	-	+	-	+	+	-	-
K54							
20Ф ТУ 1317-214-0147016-02	+	-	+	-	-	-	-
K56							
09ГБЮ ТУ 1381-012-05757848-2005	-	+	-	-	-	-	-
20ФЧА ТУ 1308-226-0147016-02	+	-	+	-	-	-	-

Критерий Марки стали	P, 16 МПа	t, 50 °C	DN 150 s, 8-20 мм	DN200 s, 8-20 мм	DN250 s, 8-20 мм	DN300 s, 8-20 мм	DN400 s, 8-20 мм
06Х1Ф ТУ 1308-226-0147016- 02	+	-	+	-	-	-	-
15ХМФ ТУ 1308-226-0147016- 02	+	-	+	-	-	-	-

При наличии всех «+» (выделено серой заливкой) по каждому из критериев марка стали считается возможной к применению.

5.1.4 Расчет максимально допустимых осадок грунтов

Для оценки влияния прочностных характеристик стали при подземной прокладке на допустимую осадку трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов проведен расчет в специализированном ПО «Старт».

В качестве исходных данных заданы равные эксплуатационные условия. На рисунке 4.1 изображен расчетный прямолинейный участок трубопровода. В процессе расчета задавалась осадка в точке 3. Таким образом, оценена максимальная допустимая осадка трубопровода, при которой выполняются условия прочности для заданного расчетного участка. Результаты расчетов объединены в сводную таблицу № 4.5.

Дополнительные исходные данные: температура монтажа - 30 °C;

Грунт засыпки – песок крупный;

Грунт основания – суглинки с консистенцией от 0,3 до 0,75;

Глубина заложения – 0,8 м до верха трубопровода.

Таблица 4.5 – Сводная таблица результатов расчета максимально допустимых осадок при подземной прокладке

Класс прочности	Dxs, мм	осадка, см
K48	219x12	45
K50	219x12	50
K52	219x11	55
K54	219x11	58
K56	219x10	64

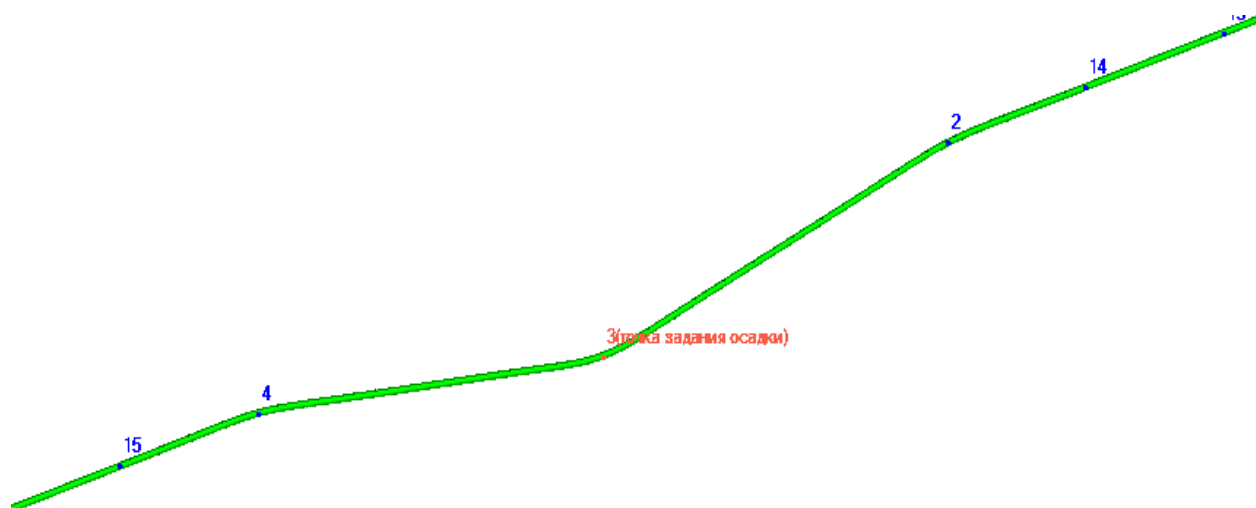


Рисунок 4.1 – Схема прямолинейного расчетного участка

При оценке применимости стали по критерию максимально допустимой осадки стоит руководствоваться данными инженерно-геологических изысканий. Необходимо оценивать наличие или отсутствие пучинистых грунтов по трассе трубопровода, которые вследствие растепления будут давать значительную осадку. В случае наличия таковых необходимо выбирать класс прочности стали, который выдержит нагрузку, возникающую при осадении грунта под трубопроводом. Тем самым исключается необходимость дополнительных мероприятий по предотвращению чрезмерных осадок. К таковым могут относиться: дополнительное увеличение толщины заводской

теплоизоляции, устройство теплоизоляционных экранов в профиле траншеи, замена грунта привозным непучинистым или же применение термостабилизирующих устройств.

По результатам тепловых расчетов, осадка грунта в результате теплового воздействия трубопровода на грунт в среднем по трассе была в диапазоне 20-30 см, соответственно, теоретически возможными к применению и наиболее выгодными с точки зрения сокращения дополнительных мероприятий являются стали с классом прочности от K50, K52.

5.1.5 Расчет горизонтальных компенсаторов

Для участка трубопровода из стали различных классов прочности, уложенного на эстакаду, был проведен расчет максимальной длины компенсируемых участков для трубопровода DN200. Результаты расчетов приведены на рисунках 4.2-4.6 и в таблице №4.6.

Диаметр трубы, D	219	мм	Наличие подушек	Нет
Толщина стенки трубы, S	13	мм	Тип изоляции	Пенополиуретан
Радиус отвода	1000	мм	Шифр грунта засыпки	03
Наружный диаметр кожу-ха (равен 0 если ...)	315	мм	Шифр грунта основания	03
Толщина кожу-ха	4.9	мм	Рабочее давление	160 кгс/кв.см
Глубина заложения, Z	1	м	Марка стали	09Г2С(48/27)
Температура монтажа	-40	°C	Длина спинки, В	10 м
Расчетная температура	50	°C	Длина вылета, Н	6 м
Вес трубы ... Вес продукта ... Вес изоляции ...	56.07 кгс/м	0 кгс/м	Допускаемая нагрузка на концевую опору	0 кгс
Категория трубопровода	II			
Коэффициент надежности K2 (СНиП табл.10)	1.15			
Транспортируемый продукт	газ			
Кнадежности по давлению (СНиП табл.13)	1.1			

☒ Компенсируемые длины L1 43.4 м
L2 43.4 м

Условия прочности выполнены.

Узел А

Осевая сила, кгс 45645.03

Поперечная сила, кгс 0

Изгибающий момент, кгс·см -0.01

Узел В

Осевая сила, кгс -45645.03

Поперечная сила, кгс 0

Изгибающий момент, кгс·см 0.01

Макс.напряжение, кгс/кв.см 2179.49

Доп.напряжение, кгс/кв.см 2180.56

Макс.попер.перемещение, мм 31.51

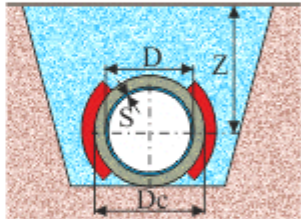
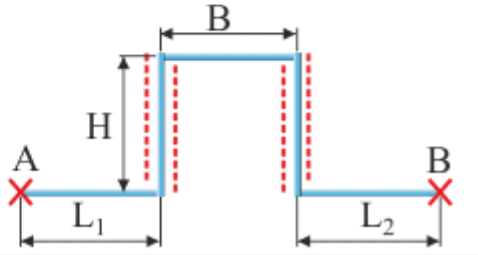



Рис. 4.2 - Результаты расчета компенсатора из стали класса прочности К48

Диаметр трубы, D	219	мм	Наличие подушек	Нет
Толщина стенки трубы, S	12	мм	Тип изоляции	Пенополиуретан
Радиус отвода	1000	мм	Шифр грунта засыпки	03
Наружный диаметр кожуха (равен 0 если ...)	315	мм	Шифр грунта основания	03
Толщина кожуха	4.9	мм	Рабочее давление	16 МПа
Глубина заложения, Z	1	м	Марка стали	09Г2С(50/35)
Температура монтажа	-40	°C	Длина спинки, B	10 м
Расчетная температура	50	°C	Длина вылета, H	6 м
Вес трубы ... Вес продукта ... Вес изоляции ...	61.26 кгс/м	0 кгс/м	9.25 кгс/м	Допускаемая нагрузка на концевую опору
Категория трубопровода	II		0	кгс
Коэффициент надежности K2 (СНиП табл.10)	1.15			
Транспортируемый продукт	gas			
Коэффициент надежности по давлению (СНиП табл.13)	1.1			

☒ Компенсируемые длины L1 76.8 м
L2 76.8 м

Условия прочности выполнены.

Узел А

Осевая сила, кгс 73756.50

Поперечная сила, кгс 0

Изгибающий момент, кгс·см 0

Узел В

Осевая сила, кгс -73756.50

Поперечная сила, кгс 0

Изгибающий момент, кгс·см -0

Макс.напряжение, МПа 283.33

Доп.напряжение, МПа 283.33

Макс.попер.перемещение, мм 48.55

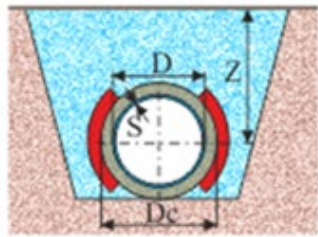
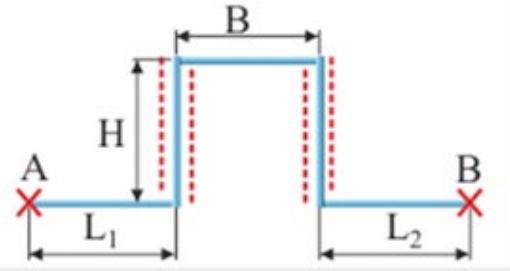



Рис. 4.3 - Результаты расчета компенсатора из стали класса прочности К50

Диаметр трубы, D	219	мм	Наличие подушек	Нет
Толщина стенки трубы, S	11	мм	Тип изоляции	Пенополиуретан
Радиус отвода	1000	мм	Шифр грунта засыпки	Шифр грунта основания
Наружный диаметр кожу-ха (равен 0 если ...)	315	мм	03	03
Толщина кожу-ха	4.9	мм	Рабочее давление	160 кгс/кв.см
Глубина заложения, Z	1	м	Марка стали	13ХФА
Температура монтажа	-40	°C	Длина спинки, B	10 м
Расчетная температура	50	°C	Длина вылета, H	6 м
Вес трубы ... Вес продукта ... Вес изоляции ...	56.07 кгс/м	0 кгс/м	9.25 кгс/м	Допускаемая нагрузка на концевую опору
Категория трубопровода	II		0	кгс
Коэффициент надежности K2 (СНиП табл.10)	1.15			
Транспортируемый продукт	газ			
Коэффициент надежности по давлению (СНиП табл.13)	1.1			

☒ Компенсируемые длины L1 90.4 м
L2 90.4 м

Условия прочности выполнены.

Узел А

Осевая сила, кгс 84099.45

Поперечная сила, кгс -0

Изгибающий момент, кгс·см 0

Узел В

Осевая сила, кгс -84099.45

Поперечная сила, кгс -0

Изгибающий момент, кгс·см -0

Макс.напряжение, кгс/кв.см 3041.21

Доп.напряжение, кгс/кв.см 3041.67

Макс.попер.перемещение, мм 52.43

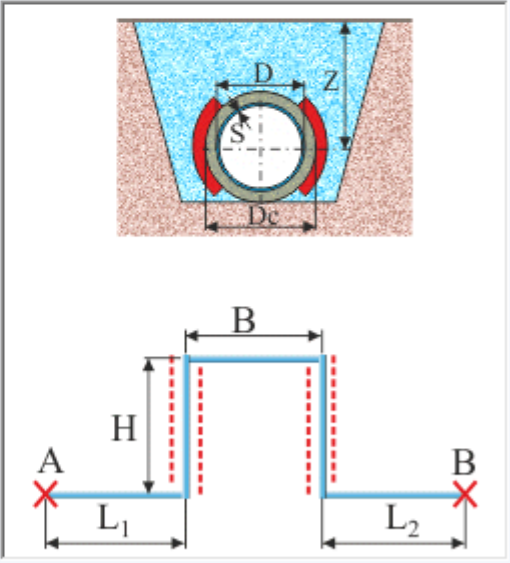


Рис. 4.4 - Результаты расчета компенсатора из стали класса прочности K52

Диаметр трубы, D	219	мм	Наличие подушек	Нет
Толщина стенки трубы, S	11	мм	Тип изоляции	Пенополиуретан
Радиус отвода	1000	мм	Шифр грунта засыпки	Шифр грунта основания
Наружный диаметр кожу-ха (равен 0 если ...)	315	мм	03	03
Толщина кожу-ха	4.9	мм	Рабочее давление	16 МПа
Глубина заложения, Z	1	м	Марка стали	13Г2АФ
Температура монтажа	-40	°C	Длина спинки, В	10 м
Расчетная температура	50	°C	Длина вылета, Н	6 м
Вес трубы ... Вес продукта ... Вес изоляции ...	56.43 кгс/м	0 кгс/м	9.25 кгс/м	Допускаемая нагрузка на концевую опору
Категория трубопровода	II		0	кгс
Коэффициент надежности K2 (СНиП табл.10)	1.15			
Транспортируемый продукт	газ			
Кнадежности по давлению (СНиП табл.13)	1.1			

☒ Компенсируемые длины L1 81 м
L2 81 м

Условия прочности выполнены.
Узел А
Осевая сила, кгс 76597.88
Поперечная сила, кгс -0
Изгибающий момент, кгс·см 0
Узел В
Осевая сила, кгс -76597.88
Поперечная сила, кгс -0
Изгибающий момент, кгс·см -0
Макс.напряжение, МПа 294.21
Доп.напряжение, МПа 295.83
Макс.попер.перемещение, мм 48.60

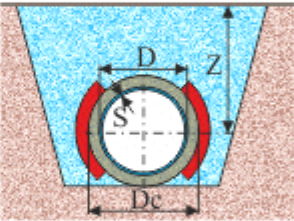
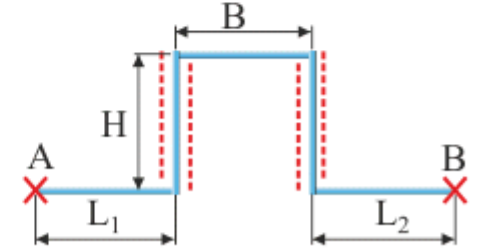



Рис. 4.5 - Результаты расчета компенсатора из стали класса прочности К54

Диаметр трубы, D	219	мм	Наличие подушек	Нет
Толщина стенки трубы, S	11	мм	Тип изоляции	Пенополиуретан
Радиус отвода	1000	мм	Шифр грунта засыпки	03
Наружный диаметр кожу-ха (равен 0 если ...)	315	мм	Шифр грунта основания	03
Толщина кожу-ха	4.9	мм	Рабочее давление	16 МПа
Глубина заложения, Z	1	м	Марка стали	09гбю
Температура монтажа	-40	°C	Длина спинки, B	14 м
Расчетная температура	50	°C	Длина вылета, H	6 м
Вес трубы ... Вес продукта ... Вес изоляции ...	56.43 кгс/м	0 кгс/м	Допускаемая нагрузка на концевую опору	0 кгс
Категория трубопровода	II			
Коэффициент надежности K2 (СНиП табл.10)	1.15			
Транспортируемый продукт	газ			
Кнадежности по давлению (СНиП табл.13)	1.1			

☒ Компенсируемые длины L1 121.5 м
L2 121.5 м

Условия прочности выполнены.

Узел А

Осевая сила, кгс 108144.85

Поперечная сила, кгс -0

Изгибающий момент, кгс·см 0

Узел В

Осевая сила, кгс -108144.85

Поперечная сила, кгс -0

Изгибающий момент, кгс·см -0

Макс.напряжение, МПа 316.07

Доп.напряжение, МПа 316.67

Макс.попер.перемещение, мм 53.51

Рис. 4.6 - Результаты расчета компенсатора из стали класса прочности К56

Таблица 4.6 - Результаты расчетов компенсаторов

Класс прочно-сти	D, мм	Компенсируемая длина, м	Кол-во компенсато-ров, шт.
K48	219x12	86,8	12
K50	219x12	153,6	7
K52	219x11	180,8	6
K54	219x11	162	6
K56	219x10	243	4

Таким образом, на 1 км трассы из условной стали с классом прочности K48 дополнительно потребуется установка наибольшего количества компенсаторов температурных линейных расширений

5.1.6 Расчет минимально допустимого радиуса упругого изгиба

Для сравнительной оценки классов прочности был произведен расчет минимально допустимого радиуса упругого изгиба для выбранного участка трубопровода. В качестве наглядной модели был взят участок трубопровода DN=200, проходящий через водную преграду (ручей б/н). Если величина минимально допустимого упругого изгиба позволяет проложить, таким образом, участок трубопровода, то это исключает необходимость в дополнительных фасонных деталях.

Расчет минимально допустимого радиуса упругого изгиба произведен согласно Л.А. Бабину и др. «Типовые расчеты при сооружении трубопроводов».

Результаты расчета минимально допустимых радиусов изгиба для сравниваемых классов прочностей сталей приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Радиусы минимального упругого изгиба

Класс прочности	D, мм	Упругий изгиб, м
K48	219x12	523
K50	219x12	486
K52	219x11	356
K54	219x11	386
K56	219x10	364

По результатам расчетов трубопровод из стали с классом прочности K52 имеет минимальный радиус упругого изгиба. Это означает, что при переходе в стесненных условиях, например, при переходах через водные преграды, сокращенный радиус упругого изгиба позволит исключить применение фасонных деталей.

5.2 Экономическое сравнение применения марок сталей

Завершающим и определяющим этапом является экономическое сравнение отобранных марок сталей по результатам технических расчетов.

Расчет был проведен на 1 км трассы. Вариант с ингибированием был исключен из расчета, т.к. подача ингибитора не предусмотрена на газопроводах-шлейфах, а также в рассмотрении не участвует вариант использования дополнительной антикоррозионной внутренней защиты, т.к. транспортируемая среда не является агрессивной.

В ходе работы был проработан подход к сравнению четырех вариантов по стоимости работ при различных условиях прокладки. Результаты экономических расчетов в зависимости от условий прокладки приведены в таблице 4.8.

Вариант 1. С соблюдением I принципа использования ММГ. Прокладка газопроводов надземно на опорах.

Вариант 2. Комбинированный с подземной прокладкой, с соблюдением I и II принципов использования ММГ на разных участках. В данном способе прокладки учтена стоимость работ по установке термостабилизаторов грунта (ТСГ). В расчете принято, что 500 м трассы идет с установкой ТСГ, 500 м - без ТСГ и без замены грунта.

Вариант 3. С соблюдением II принципа использования ММГ. Прокладка газопроводов подземно при осадке грунта до 1 м с дополнительными мероприятиями по уменьшению деформаций оснований. В качестве дополнительных мероприятий приняты работы по замене грунта, т.е. 500 м замена грунта и 500 без замены грунта. Для уменьшения участков с заменой грунтов необходимо выполнение теплотехнических расчетов по материалам инженерных изысканий.

Данный подход позволяет провести только качественную оценку сравниваемых способов прокладки и марок сталей.

Таблица 4.8 – Результаты экономических расчетов в зависимости от условий прокладки

Марка стали	Всего затрат, тыс. руб.		
	Вариант 1 (Эстакада)	Вариант 2 (ТСГ)	Вариант 3 (замена грунта)
09Г2С	70 123	53 214	20 712
13ХФА	70 909	54 000	21 498
Ст.20А	70 087	53 178	20 676
Ст.20ФА	69 397	52 488	19 985
Ст.20С	68 845	51 936	19 433
08ХМФБЧА, 08ХМФЧА, 08ХМФА	71 747	54 838	22 335

Выводы

Расчет максимально допустимой осадки прямолинейного участка трубопровода показал, что наименьшее значение допустимой осадки соответствует стали с классом прочности К48. По опыту, при проектировании в условиях многолетнемерзлых грунтов данный показатель должен быть выше, для исключения дополнительных мероприятия по снижению осадок трубопровода. Стали с классом прочности К50-К56 имеют примерно одинаковый диапазон максимально допустимых осадок.

Расчет максимальных компенсируемых длин для труб, уложенных на эстакаде, показал, что сталь с классом прочности К50, К52, К54 имеет примерно одинаковый порядок длин компенсируемых участков. Сталь с классом прочности К48 имеет наименьшую компенсируемую длину, количество необходимых компенсаторов в 2 раза больше по сравнению с остальными классами прочности.

По результатам расчета радиуса минимально допустимого упругого изгиба для трубопровода из стали с классом прочности К52 имеет минимальный радиус упругого изгиба. Это означает, что при переходе в стесненных условиях, например, при переходах через водные преграды, сокращенный радиус упругого изгиба позволит исключить применение фасонных деталей.

По результатам технико-экономических расчетов сталь классом прочности K50 имеет с точки зрения цена/качество самые оптимальные характеристики.

По результатам экономических расчетов в зависимости от условий прокладки к применению на промышленном газопроводе выигрывает сталь 09Г2С с классом прочности K50. Следует отметить, что разница в затратах между сталями 09Г2С 13ХФА составляет менее 3 %, что делает использование данных материалов практически равноценными.

6 Социальная ответственность

При прокладке и эксплуатации трубопровода в многолетнемерзлом грунте вредные и опасные факторы сопутствуют на протяжении всего времени. Социальная ответственность обеспечивает безопасную жизнедеятельность человека, которая в основном зависит от правильной оценки производственных факторов. Производственные факторы могут вызвать изменения в организме человека. Факторами служат производственная среда, умственная и физическая нагрузка, нервное напряжение, эмоциональное напряжение, климат и сочетание причин.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

При выполнении строительства и технологического обслуживания в районах Крайнего Севера, рабочие имеют дополнительные льготы, отражённые в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

Запрещается проводить работы без оформления необходимых разрешительных документов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

Работников, выполняющих работы по замене дефектных участков промысловых газопроводов необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими защитными средствами, согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам», имеющих соответствующие сертификаты соответствия [1].

Также если работник получил профессиональное заболевание или пострадал из-за несчастного случая на производстве, выплачивается единовременная компенсационная выплата.

Компания обязана направлять на лечение согласно медицинским показаниям работающих инвалидов, получивших трудовое увечье во время работы.

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Разработка ремонтного котлована осуществляется экскаваторами. Длину котлована определяют по расчету:

$$L=l+(2-3)$$

где – l длина ремонтируемого участка газопровода, но не меньше диаметра трубы [2].

Не менее 0,6 м должно быть расстояние от дна котлована до нижней образующей газопровода. Для предотвращения обвала грунта в котлован отвал необходимо располагать на расстоянии не менее одного метра. Для возможности быстрого спуска и выхода рабочих, котлован оснащается двумя инвентарными приставными лестницами на каждую сторону торца котлована, длиной не менее 1,25 глубины котлована и шириной от 75 см. Для работы в ночное время в котловане необходимо использовать светильники во взрывозащищенном исполнении.

6.2 Производственная безопасность

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве промышленного газопровода

Наименование видов работ	Факторы <i>ГОСТ 12.0.003-2015</i>		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Земляные работы; погрузочно-разгрузочные работы; очистные работы; сварочно-монтажные работы; работа с герметиком, композитным составом и растворителем; изоляционные работы.	1.Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 2.Повышенный уровень шума на рабочем месте. 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). 2.Электрический ток; 3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке. 4.Пожаровзрывобезопасность.	СанПиН 2.2.4.3359-16; ГОСТ 12.4.011-89; ГОСТ 12.1.011-78; ГОСТ 12.4.310-2016; ГОСТ 20010-93; ГОСТ 12.4.137-2001; ГОСТ 12.4.004-74; ГОСТ 12.1.046-2014; ГОСТ Р 50571.3-2009; Правила по охране труда при работе на высоте (с изменениями на 17 июня 2015 года); ГОСТ Р 12.1.019-2009; ГОСТ 12.1.019-79; РД 25.160.10-КТН-050-06

Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны

К метеоусловиям относятся: температура, влажность, скорость движения воздуха, атмосферное давление, интенсивность радиационного излучения солнца. Так как эксплуатация и строительство промышленных газопроводов выполняются на открытой местности, то на рабочих оказывает действие атмосферных осадков, сильный ветер, повышенная и пониженная температура воздуха от минус 50°С до плюс 40°С, в зависимости от времени года и географического расположения объекта.

Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабоче-

го времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Различная техника (бульдозеры, экскаваторы, автокраны, тягачи) при своём передвижении и работе издаёт большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБА не влияет на органы слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше 80 дБА происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления [3]. К основным методам борьбы с шумом относят:

- снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука;
- разумное размещение оборудования;
- использование средств индивидуальной защиты;
- соблюдение режима труда и отдыха [4].

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться природный газ, растворитель, герметик и композитный состав. Растворитель и нефть содержат углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Смола, входящая в композитный состав и герметик, а также пары растворителя и природного газа токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи ли-

ца и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже. Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать допустимую концентрацию газа в воздухе рабочей зоны, в газопроводе при выполнении газоопасных работ – не более 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени [5].

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Работы по эксплуатации промышленного газопровода проводятся непосредственно в трассовых условиях и при аварийных ситуациях ремонт ведется в темное время суток без обеспечения достаточного освещения рабочих мест и рабочей зоны.

Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены:

- при производстве земляных работ, производимых сухим способом землеройными и другими механизмами, наименьшая вертикальная освещенность по всей высоте забоя и по всей высоте разгрузки (со стороны машиниста) должна составлять 10 лк;
- при сборке и монтаже строительных грузоподъемных механизмов – 50 лк;
- при разработке грунта бульдозерами, скреперами, катками и др. – 10 лк;
- – в местах разгрузки, погрузки и складирования заготовленной арматуры при проведении бетонных и железобетонных работ – 2 лк;
- при работе стационарных сварочных аппаратов, механических ножниц, гибочных станков для заготовки арматуры – 50 лк; – подходы к рабочим местам – 5 лк [3].

Освещенность должна быть равномерной, без ослепляющего действия осветительных приборов на рабочих.

При проведении сварочно-монтажных работ на рабочих местах в темное время суток необходимо применять стационарные светильники напряжением 220В во взрывозащищенном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5 м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12В [1].

6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

Работами на высоте считаются все работы, выполняемые на высоте более 1,8 м от поверхности грунта или настила [5]. При прокладке промышленового газопровода раскапывается траншея. Существует риск с получением производственного травматизма в результате падения с высоты.

Для защиты головы все работники, находящиеся в рабочей зоне, при выполнении работ должны быть обеспечены касками.

Приставные лестницы по конструкции должны соответствовать требованиям и быть оборудованы несколькими опорами.

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

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

Электрический ток

Источники электрического тока, которые создают опасность поражения током: электрический привод насосного оборудования электрооборудование очистных установок, генераторы, сварочные аппараты.

Электрический ток может оказывать термический, электролитический и биологический вид воздействий на организм человека.

При термическом действии тока на теле появляются ожоги разных форм, происходит нарушение функциональности внутренних органов и перегревание кровеносных сосудов.

При электролитическом действии происходит расщепление крови и другой органической жидкости в тканях организма, что в свою очередь вызывает существенные изменения ее физико-химического состава.

При биологическом действии нарушается нормальная работа мышечной системы. Появляются непроизвольные судорожные сокращения мышц, данное влияние опасно для органов дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, оно может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к полному прекращению их функциональности.

Все применяемые электроинструменты и электрооборудование должны быть заземлены.

Электробезопасность труда и оборудования регламентируется ГОСТ Р 12.1.019-2009 [3].

Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

При осуществлении сварочно-монтажных работ возможны брызги металла, поражения электрическим током. При производстве процесса сварки существуют опасные факторы, которые воздействуют на сварщика: поражение глаз и открытой поверхности кожи лучами сварочной дуги; поражение электрическим током, при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи; взрыв в результате проведения сварки вблизи взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ; ожоги от брызг металла при резке и сварке металла; травмы механического характера при подготовке и в процессе монтажа ремонтных конструкций промышленного газопровода.

К проведению электросварочных работ допускаются электросварщики, прошедшие установленную аттестацию и имеющие соответствующие разре-

шающие удостоверения. Огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности выполняются только с оформлением наряда-допуска.

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

Электросварщику необходимо работать в диэлектрических перчатках на резиновом коврике. На рабочем месте должны быть индивидуальные средства пожаротушения и индивидуальные аптечки. Для тушения электроустановок необходимо применять углекислотные огнетушители [2].

Пожаровзрывобезопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход. Предельно – допустимая концентрация паров газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать допустимую концентрацию газа в воздухе рабочей зоны, в газопроводе при выполнении газоопасных работ – не более 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени [5].

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

6.3 Экологическая безопасность

Строительство и эксплуатация промысловых газопроводов, должны выполняться в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением её устойчивого экологического равновесия.

6.3.1 Анализ влияния на окружающую среду

Воздействие на атмосферу

При проведении ремонта и технологического обслуживания газопроводов в атмосферу попадают пары углеводородов. В таблице 2 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти и газа, а также паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воздухе рабочей зоны.

Таблица 5.2 – Предельно-допустимая концентрация в воздухе и классы опасности

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Нефть	300	4
Метан	300	4
Пропан	300	4
Бутан	300	4
Бензол	5	2
Метанол	5	3
Этиловый спирт	1000	4
Ацетон	200	4
Керосин	300	4
Окислы азота	5	2
Метилмеркаптан	0,8	2
Ртуть	0,01	1
Серная кислота	1	2
Тетраэтилсвинец	0,005	1
Толуол	50	3
Окись углерода	20	4
Дихлорэтан	10	2
Сероводород	10	2

Воздействие на литосферу

При выполнении технологического обслуживания и ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники

и оборудования. На всех этапах строительства и эксплуатации промышленного газопровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;
- загорание торфяников и естественной растительности.

6.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

С целью снижения количества испарений паров газа необходимо своевременно устранить утечку. Природный газ не имеет запаха. Для придания запаха, в газ добавляют этилмеркаптан. Процесс одоразации, позволяет придать газу специфический запах, что позволяет почувствовать его, органами дыхания. Также, для обнаружения утечек используют газоанализаторы, позволяющие определить количество метана в воздухе.

Воздействие на литосферу

На период проведения строительных работ и ремонта промышленного газопровода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных газопроводов.

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий. Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности.

Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и строительными отходами. На всех участках восстановлен растительный слой.

Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по строительству и ремонту газопровода.

Воздействие на гидросферу

Для восстановления существовавшей до начала выполнения строительства и проведения ремонтных работ системы местного водостока, следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов.

При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС

При проведении строительных работ и работ по промислового газопровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

- взрыв или возгорание газовоздушной смеси;
- разрушение газопровода;
- падение автокрана в котлован.

В связи с этим, инженерно-технический персонал и рабочие проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного

инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Одной из наиболее частых аварий при работе с горючими газами и легковоспламеняющимися жидкостями являются взрывы. При взрыве выделяют зоны полных, сильных, средних и слабых разрушений, которые соответствуют величине избыточного давления ударной волны 50, 30, 20 и 10 кПа соответственно (рисунок 5).

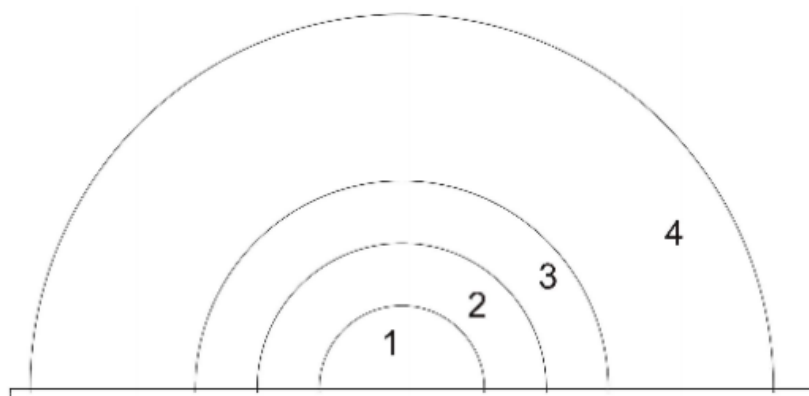


Рисунок 5 – Схема взрыва: 1 – зона полных разрушений; 2 – зона сильных разрушений; 3 – зона средних разрушений; 4 – зона слабых разрушений

Для обеспечения пожаровзрывобезопасности производств в Федеральном законе от 22.07.2008 N 123-ФЗ [8] был введен новый критерий – ПДВК (предельно допустимая взрывобезопасная концентрация), обеспечивающий на каждом рабочем месте безопасность 10^{-6}

$$ПДВК = \frac{C_n t}{K''_{б.э}}$$

$K''_{б.э}$ - коэффициент безопасности к нижнему концентрационному пределу воспламенения.

C_n - нижний концентрационный предел воспламенения газа или пара в воздухе при атмосферном давлении и температуре 25°C, % об; t – температура пара или газа, °C.

Взрыв от горения отличается ещё большей скоростью распространения огня. Так, скорость распространения пламени во взрывчатой смеси, находящейся в закрытой трубе, 2000–3000 м/с. Сгорание смеси с такой скоростью называется детонацией. Возникновение детонации объясняется сжатием, нагревом и движением несгоревшей смеси перед фронтом пламени, что приводит к ускорению распространения пламени и возникновению в смеси ударной волны. Образующиеся при взрыве газовойздушной смеси воздушные ударные волны обладают большим запасом энергии и распространяются на значительные расстояния. Оценка опасности воздушных ударных волн для людей и различных сооружений производится по двум основным параметрам – давлению во фронте ударной волны и сжатию. Под фазой сжатия понимается время действия избыточного давления в волне.

При ведении взрывных работ колебания грунта могут быть опасными для зданий и сооружений, а взрывная волна – опасной для человека и оконного остекления зданий.

Руководителем проведения работ определяются средства индивидуальной защиты для каждого из членов рабочего персонала (противогазы, спасательные пояса и т.д.). На него возлагается ответственность по обеспечению средствами пожаротушения (огнетушителем, ящиком с песком и лопатой, ведром с водой) места работ, а также по назначению ответственного за непрерывный контроль параметров газовойздушной среды, что отражается в виде подписи руководителя объекта в наряде-допуске.

Разрушение или разрыв газопровода сопровождается резким хлопком, напоминающим взрыв с последующим сильным шумом, выбросом фунта, кусков металла в радиусе до 250 - 300 метров. Как правило происходит с возгоранием потока газа. Зона термического воздействия при горении составляет 300 метров и представляет наибольшую опасность для людей, объектов и сооружений.

При разрыве без возгорания опасность представляет взрывная волна и возможность возгорания (взрыва) потока газа в любой момент. Поэтому ка-

тегорически запрещается приближаться к месту разрыва газопровода до полного прекращения выхода газа ближе 500 метров.

При значительном расстоянии от места аварии разрыв трубопровода определяется по резкому и прогрессирующему падению давления в газопроводе с обеих сторон от места разрыва.

Обнаруживший аварию должен немедленно сообщить о ней начальнику смены газового промысла и принять меры к локализации аварии.

До подъезда аварийно-ремонтной бригады к месту аварии для взятия проб воздуха и выяснения обстановки пешком должна направляться бригада из трех человек. Транспорт движется вслед за бригадой с интервалом не менее 100 м. Продвижение возможно до тех пор, пока бригада не обнаружит в воздухе углеводородные пары, содержание которых превышает 20% от нижнего предела взрываемости.

После этого средства транспорта должны быть остановлены (по сигналу старшего бригады). Если ветер от загазованной зоны направлен в сторону транспортных средств, они должны быть отведены назад.

Бригада путем замеров должна определить границы загазованной зоны и установить на ней соответствующие знаки.

Бригада путем замеров должна определить границы загазованной зоны и установить на ней соответствующие знаки.

После определения характера аварии и принятия решения о способе её ликвидации работы продолжают в соответствии с существующим планом ликвидации аварий и конкретно сложившейся обстановкой.

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

ными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Вскрытие промышленного газопровода производят экскаватором в соответствии с проектной документацией с соблюдением следующих условий безопасности:

- для исключения повреждений газопровода минимальное расстояние между ковшом работающего экскаватора и стенкой трубы должно быть в пределах от 150 до 200 мм [6];
- запрещается нахождение людей и проведение других работ в зоне действия рабочего органа экскаватора.

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на газопроводе следует производить в соответствии с требованиями п. 8 РД 39-00147105-015- 98.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению газопровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий [7].

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике безопасности, начальника пожарной части, начальника аварийно восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером РНУ.

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части нефтепровода, подъездных путей. В случае изменения

фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т. д. в план в течение месяца должны быть внесены соответствующие дополнения и изменения.

Заключение

В данном разделе были рассмотрены основные понятия вредных и опасных факторов влияющие на состояние здоровья сотрудников при строительстве и эксплуатации промышленного газопровода.

Были приведены меры и рекомендации по обеспечению безаварийной работы промышленного газопровода. В случае возникновения чрезвычайных ситуаций рассмотрен план ликвидации аварии.

Для сотрудников, производящих обслуживание промышленного газопровода или производящих какие либо работы предусмотрены бесплатные средства индивидуальной защиты, обеспечены условия безаварийной работы.

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Для закрепления промыслового газопровода в районе распространения многолетнемерзлых грунтов на проектных отметках и предотвращения всплытия на обводненных участках в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», ВСН 007-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкция и балластировка» предусмотрен способ балластировки текстильными контейнерами типа КТ.

В данном разделе рассчитаны затраты на проведение балластировки 1 км промыслового газопровода.

Расчет времени на проведение мероприятия

В состав работ по балластировке газопроводов текстильными контейнерами типа КТ входят: доставка, разгрузка утяжелителей и раскладка их в местах, предусмотренных проектом производства работ, подача утяжелителей к месту монтажа, сборка и установка комплектов утяжелителей на уложенный в проектное положение трубопровод.

Определим время для балластировки газопровода утяжелителями типа КТ-200.

Время на проведение мероприятия при балластировке утяжелителями типа УТК представлено в таблице 1 согласно СП 107-34-96.

Таблица 6.1 - Время на проведение балластировки трубопровода на 1 км

Операция	Общее время, ч
Привоз УТК на место проведения работ	10
Выгрузка	8
Установка трапа и переходного мостика	5
Заполнение контейнеров минеральным грунтом	15
Монтаж КТ на трубопровод	30
Итого:	68

Так как основные и вспомогательные операции могут выполняться одновременно, то общее время на мероприятие будет равно наибольшему значению из этих двух времен. Как видно из таблицы, время на выполнение балластировки газопровода текстильными контейнерами занимает менее трех суток.

Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе осуществления данного метода потребуется следующая техника: кран-трубоукладчик. Он необходим для погрузки текстильных контейнеров, что позволит с помощью автомобиля-самосвала доставить их на объект. В качестве такого крана был выбран кран-трубоукладчик Komatsu D355C-3, являющийся высокопроходимым, и имеющий грузоподъемность 92 тонны. В качестве автомобиля-самосвала выступает "Урал-IVECO- 6539-01" с максимальной скоростью 78 км/ч и грузоподъемностью 40 тонн. Доставка рабочего персонала осуществляется вездеходами ДТ-30, предназначенными для транспортировки в сложных климатических условиях, на грунтах с низкой несущей способностью (болото, снежная целина, бездорожье, пересечённая лесистая местность) при температуре окружающей среды от плюс 40 до минус 60 50°С. На газопроводе для разгрузки утяжелителей, раскладки и монтаже на проектных отметках используется трубоукладчик KOMATSU D355C-3. Установка комплектов утяжелителей и засыпка траншеи производится экскаватором Volvo EC-290B, имеющий высокую производительность и низкий расход топлива.

Таблица 6.2 - Перечень необходимой техники

Объект	Назначение
Автомобиль-самосвал Урал-IVECO-6559-01	Привоз материала к месту производства работ
Вездеход ДТ-30	Доставка персонала к месту производства работ
Бульдозер Б170М1.03ВР	Производство земляных работ

Экскаватор Volvo EC-290B	Заполнение текстильных контейнеров песком
Кран-трубоукладчик Komatsu D355C-3	Монтаж балластировочных материалов, укладка плети

Для выполнения основных работ по погрузке утяжелителей, доставке материала, раскладке и монтажу и установке комплектов потребуется 6 единиц техники. Вся техника и оборудование необходимы на протяжении всего времени производства работ.

Затраты на амортизационные отчисления

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая линейную амортизацию их активной части.

Расчет амортизационных отчислений производится по формуле:

$$K=1/n*100\%$$

K – норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта;
n – срок полезного использования объекта.

Расчет амортизационных отчислений при установке текстильных контейнеров типа КТ можно свести в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 - Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в час, руб	Норма амортизации в год, руб	Кол-во ед. техники	Время работы, час	Сумма амортизации за время на выполнение работ, руб
Автомобиль-самосвал Урал-IVECO-6559-01	1530000	10	17,47	153000	2	68	9503,68
Вездеход ДТ-30	5995000	8	54,75	479600	2	68	7446
Бульдозер Б170М1.03BP	2190000	10	25	219000	1	68	1700

Экскаватор Volvo EC-290B	2700000	10	30,82	270000	1	68	2095,76
Кран-трубоукладчик Komatsu D355C-3	12000000	10	136,98	1200000	2	68	18629,28
Итого	39374,72						

Расчет амортизационных отчислений показал, что при балластировки текстильным контейнерами амортизационные отчисления составляют 39374,42 рубля.

Затраты на материалы

Расчет стоимости материалов на проведение работ установки текстильных контейнеров сведен в таблицу 6.4. Материалы для строительных работ закупаются по рыночной цене, без каких-либо скидок.

Таблица 6.4 - Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия

Наименование материалов	Единица измерений	Количество	Цена за единицу в руб.	Сумма, руб.
Текстильные контейнеры КТ-200	шт	90	500	45000
Минеральный грунт	м ³	36	590	21240
Масло моторное	л	250	80	20000
Дизельное топливо	л	3200	47	150400
Всего за материалы				236640
Транспортно-заготовительные отчисления (3-5%)				11832
Итого				248472

Из таблицы следует, что затраты на материалы для балластировки газопровода составляют 248472 рублей.

Расчет фонда оплаты 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; надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Для осуществления метода балластировки бетонными утяжелителя необходима бригада в составе 10 человек. Ответственный за проведение работ – исполнитель работ. Стропальщики и машинисты трубоукладчиков выполняют основную работу по раскладке и монтажу комплектов оборудования. Заработную плату каждому члену бригады можно свести в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 - Расчет фонда оплаты труда

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Водитель вездехода	6	2	100	68	13600	13600	27200
Машинист экскаватора	6	1	149	68	10132	11230	21362
Стропальщик	5	2	98	68	6664	6701	13365
Машинист крана, трубоукладчика	6	2	140	68	9520	9603	19123
Трубопро-	5	2	85	68	5780	5799	11579

водчик линейный							
Исполни- тель рабо- ты	7	1	189	68	12852	13420	26272
Итого		10			80512	82456	162968

Полученные значения заработной платы с учетом надбавок составляют 162968 руб.

Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд России, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования при установке текстильных контейнеров представлены в таблице 6.6.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.6).

Таблица 6.6 - Расчет страховых взносов при проведении балластировки газопровода

Показатель	Водитель вездехода	Машинист экскаватора	Стропальщик	Машинист крана, трубоукладчика	Трубопроводчик линейный	Исполнитель работы
Количество работников	2	1	2	2	2	1
ЗП, руб.	27200	21362	26730	38246	23158	26272
ФСС (2,9%)	788,8	619,48	775,16	1109,12	671,58	761,89
ФОМС (5,1%)	1387,2	1089,46	1363,22	1950,54	1181,06	1339,87
ПФР (22%)	5984	4699,64	5880,6	8414,12	5094,76	5779,84
Страхование	244,8	192,25	240,56	344,2	208,42	236,44

от несчаст. случаев (тариф 0,9%)						
Всего, руб.	8404,8	6600,83	34989,54	11817,98	7155,82	8118,04
Общая сумма, руб.	77087,01					

Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 6.7).

Таблица 6.7 - Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Наименование расходов	Затраты, руб.	Структура затрат, %
Амортизационные отчисления	39374,72	5
Материальные затраты	248472	38
Основная заработная плата	162968	25
Страховые взносы во внебюджетные фонды	77087,01	12
Накладные расходы (20%)	105580,346	20
Итого:	633482,076	100



Рисунок 6 – Диаграмма общих затрат на мероприятие

В данном разделе был проведен расчет затрат на проведение балластировки 1 км промышленного газопровода текстильными контейнерами типа КТ-200. Вместе с этим рассчитали затраты на технику и топлива, амортизационные отчисления, затраты на материалы и затраты на оплату труда специалистов.

Подводя итоги, можно сделать вывод, что на проведение мероприятия балластировки промышленного газопровода потребуется 633482,076 рублей. Наибольший удельный вес (38%) в структуре затрат на проведение работ занимают расходы на материальные затраты.

Заключение

В магистерской диссертации были проанализированы параметры прокладки и инженерной защиты промышленного трубопровода, обеспечивающие ограничения воздействия опасных геокриологических процессов, возникающие при подземной и надземной прокладке промышленного трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Была проведена сравнительная характеристика по прочностным показателям участка трубопровода, протяженностью 1 км, изготовленного из различных классов прочности в диапазоне от K48 до K56 и марок сталей, а также способам прокладки.

Для проведения сравнительной оценки промышленного трубопровода были проведены следующие дополнительные расчеты:

- расчет толщины стенки трубопровода;
- расчет максимально допустимой осадки грунта;
- расчет минимально допустимого радиуса упругого изгиба;
- спрогнозирован вероятный ореол оттаивания трубопровода.

После проведения расчетов и сравнительной характеристики классов прочности и различных марок сталей, был выбран оптимальный способ прокладки трубопровода, а также способы инженерной защиты промышленного трубопровода.

Таким образом, предложенный в работе подход показал свою эффективность и может быть использован при проектировании промышленных газопроводов, прокладываемых в районах распространения многолетнемерзлых грунтов.

Список использованных источников

1. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах;
2. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
3. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
4. ГОСТ 12.4.310-2016. Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты работающих от воздействия нефти, нефтепродуктов. Технические требования;
5. ГОСТ 12.1.011 – 78. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний;
6. ГОСТ 12.4.137-2001. Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия;
7. ГОСТ 12.1.046-2014. Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок;
8. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования;
9. ГОСТ 10704-91. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент;
10. ГОСТ 32528-2013. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия;
11. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
12. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования;
13. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования;

14. ГОСТ 12.2.011-2012. ССБТ. Машины строительные, дорожные и землеройные. Общие требования безопасности;
15. ГОСТ 27751-2014 «Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения»;
16. СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85;
17. СП 25.13330.2012. Основания зданий и сооружений на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88;
18. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*;
19. СП 284.1325800.2016 «Трубопровода промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»
20. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности";
21. Федеральный закон от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
22. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
23. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ от 12.03.2013г. № 101);
24. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов»(Приказ от 30.11.2017 г. № 515);
25. ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»;
26. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;
27. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I»;

28. ВСН 013-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты»;
29. МУК № П1-01.05 М-0133 Методические указания Компании «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» и его обществ группы»;
30. СП 36.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»;
31. СП 48.13330.2011 «Организация строительства». Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004;
32. Конструктивные решения термостабилизаторов грунтов и оценка их эффективности для обеспечения твердомерзлого состояния грунтов оснований фундаментов при наземной прокладке трубопровода / А.Н. Сапсай, А.Е. Сощенко, Ю.Б. Михеев [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1 (13). – С. 36–41;
33. Шамилов Х.Ш., Гулин Д.А., Хасанов Р.Р., Султанмагомедов С.М. . Обеспечение проектного положения подземных магистральных трубопроводов на талых участках многолетнемерзлых грунтов;
34. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е., Павлов В.В. и др. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье - НПС Пурпе научный журнал "Наука и техника трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов" 2015г.;
35. А.В. Тишков, А.Д. Сим Использование средств термостабилизации грунта при прокладке трубопроводов в вечномерзлых грунтовых условиях;
36. В.С.Евдокимов, В.В. Пфафенрот, В.А. Максименко, В.В.Максименко Исследование работы термостабилизатора грунта направленного действия;
37. Обеспечение работоспособности магистральных газо-проводов с рабочим давлением свыше 9,8 МПа при эксплуатации в условиях распространения многолетне-мерзлых грунтов [Текст] : учеб. пособие / А. В. Саль-

ников, И. Н. Бирилло, А. С. Кузьбожев, Э. З. Ягубов. – Ухта: УГТУ, 2017. – 96 с.;

38. Полимерконтейнерное балластирующее устройство ПКБУ-МК для балластировки магистральных трубопроводов ТУ 4834-1002-17179339-2005 (с изм. № 1, 2). Руководство по эксплуатации ПКБУ-МК-0000 00.00РЭ;

39. Суриков В. И. Система геотехнического мониторинга и безопасного управления магистральными нефтепроводами, проложенными в сложных природно-климатических условиях // Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2. С. 20–23;

40. Лободенко И. Ю. Действовать на упреждение // Трубопроводный транспорт нефти. 2016. № 5. С. 40–41;

41. Лободенко И. Ю., Федоренко А. А. Методы инженерной защиты объектов магистральных трубопроводов от опасных природных процессов и явлений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 6. С. 72–78.;

42. Голофаст С. Л., Влагова А. Ю., Лободенко И. Ю. Проектирование, разработка и сопровождение информационной системы геотехнического мониторинга магистрального трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2. С. 80–87;

43. С.С. Примаков, В.Е. Вершинин, И.А.Жолобов "Теплосиловое взаимодействие горячих подземных трубопроводов с многолетнемерзлыми грунтами";

44. П.В. Бурков, О.В. Ключ, С.П. Буркова. Исследование напряжённо-деформированного состояния подземных трубопроводов проложенных в условиях вечной мерзлоты // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2011. — № ОВ2. — С. 184—190;

45. Губарьков А.А. Инженерно-геологические изыскания и строительство нефтепровода «Ванкорское месторождение — НПС Пурпе». Известия вузов. Нефть и газ. — 2011 — № 5. — стр. 25—28;

46. Долгих Г.М. Строительство на вечномёрзлых грунтах: проблемы качества / Г.М. Долгих, С.П. Вельчев // Международный журнал «Геотехника». — 2010. — № 6. — С. 23—29;

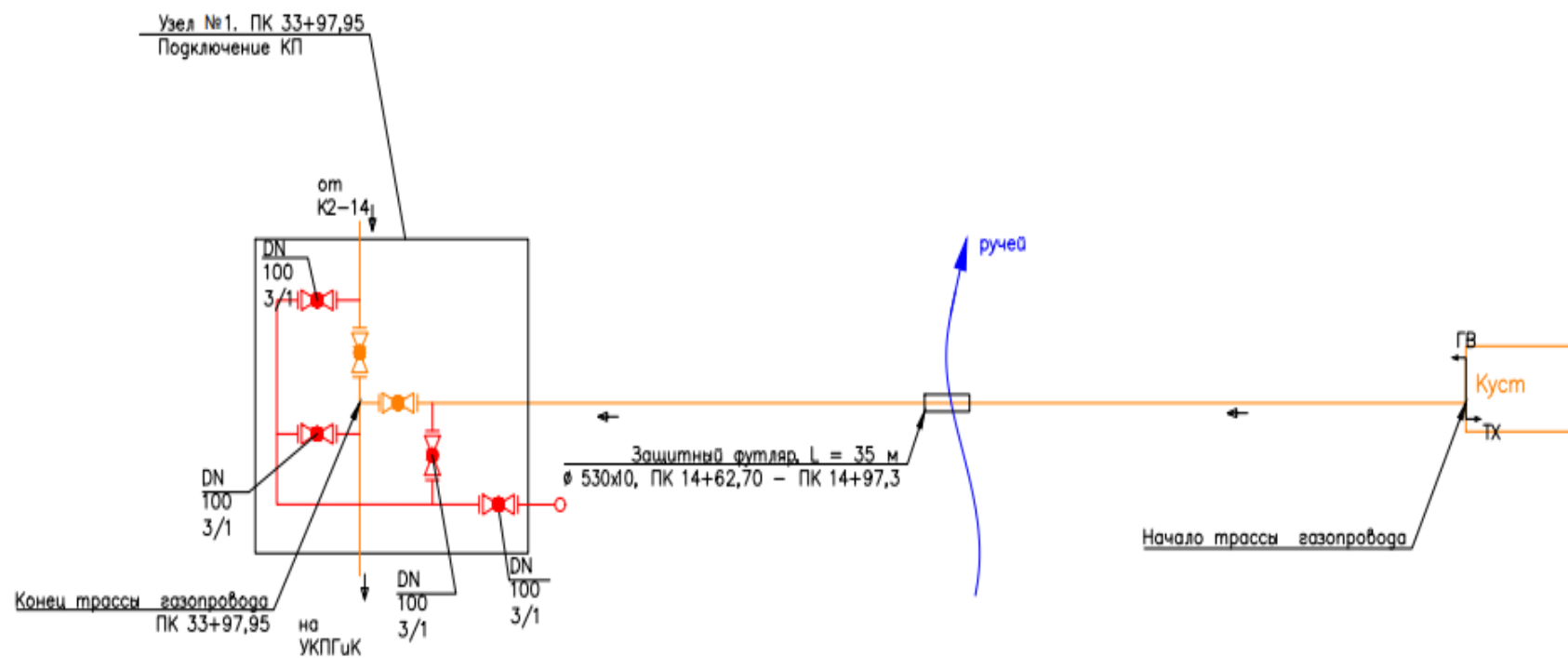
47. Попов А.П. Управление геотехническими системами газового комплекса в криолитозоне. Прогноз состояния и обеспечение надежности. Дис. док. техн. наук. Тюмень: 2005. — 713 с;

48. Официальный сайт программного комплекса для тепловых расчетов грунтов Frost 3D Universal [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://frost3d.ru/> (дата обращения: 20.05.19).

49. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008. – 488с.

Приложение А

Технологическая схема трубопровода



Приложение Б

Расчет балластировки промыслового трубопроводов

Расчет произведен по ГОСТ Р 55990-2014

Расчетные данные для вычисления шага расстановки утяжелителей марки КТ (контейнеры, заполняемые грунтом), принятых в качестве балластирующих утяжеляющих конструкций.

Исходные данные:

Наружный диаметр трубы D, мм	219;
Внутренний диаметр трубы, мм	195;
Тип изоляции: заводское полиэтиленовое покрытие на всех трубах толщиной – 2 мм;	
Тепловая изоляция на трубе толщиной	50 мм;
Коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия ($k_{н.в.}$)	1,05;
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей и частиц грунта (ρ_v), кг/м ³	1015;
Плотность песка для заполнения пригруза КТ ($\rho_{гр}$), кг/м ³	1100;
Плотность частиц песка для заполнения пригруза КТ ($\rho_{част.гр}$), кг/м ³	2660;
Объем комплекта утяжелителей КТ - 300,500(НС) ($V_{гр}$), м ³	0,5;1,2;
Расчетная нагрузка от массы трубы с изоляцией $q_{тр}$ складывается из нагрузок от массы неизолированной трубы $q_{м.тр}$ и массы нанесенной на трубу изоляции $q_{из}$. Масса неизолированной трубы $m_{м.тр}$ выбирается согласно сортаменту, содержащемуся в ТУ на трубы.	

$$q_{м} = n_{с.в} \cdot m_{м.тр} \cdot g = 0,95 \cdot m_{м.тр} \cdot 9,81 \text{ Н/м}, \quad (\text{Б.1})$$

где $n_{с.в}=0,95$ – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса (трубы), принимаемый по таблице 13 СП 36.13330.2012.

Масса изоляции вычисляется, исходя из ее минимальной толщины: для ленточной изоляции $\delta_{из}=2,0$ (2,2) мм и плотности $\rho_{из} \approx 1000$ кг/м³; для теп-

ловой изоляции $\delta_{из}=50$ мм, плотность – 100 кг/м^3 .

$$q_{из} = n_{с.г} \cdot \rho_{из} \cdot \frac{\pi}{4} [(D + 2\delta_{из})^2 - D^2] \cdot g, \text{ Н/м} \quad (\text{Б.2})$$

Выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, определяется законом Архимеда

$$q_в = \rho_в \cdot g \frac{\pi \cdot (D + 2\delta_{из})^2}{4}, \text{ Н/м} \quad (\text{Б.3})$$

Нормативная интенсивность балластировки рассчитывается по формуле

$$q_{бал}^н = \frac{1}{n_б} (k_{нв} \cdot q_в - q_{тр}) \frac{\rho_{част.гр}}{\rho_{част.гр} - \rho_в \cdot k_{н.в}} \text{ Н} \quad (\text{Б.4})$$

Коэффициент надежности по нагрузке $n_б$ для пригрузов КТ нормами не определен. Для расчета принимаем $n_б$ равным 0,8 (для железобетонных утяжелителей он равен 0,9), чтобы в большей степени обезопасить трубопровод от возможного всплытия. В расчетной формуле используется плотность частиц песка, поскольку при обводнении окружающего трубопровод грунта песок в пригрузе также обводнится, поры между частицами заполнятся водой, и усилие на трубу будет создаваться непосредственно частицами песка.

Шаг расстановки пригрузов определяется соотношением

$$l_2 = \frac{V_{гр} \cdot \rho_{гр} \cdot g}{q_{бал}^н}, \text{ м} \quad (\text{Б.5})$$

В этом соотношении для определения массы пригруза используется плотность сухого песка.

Выполненный расчет показал, что для трубопровода с теплоизоляцией требуется установка утяжелителей, а так же балластировка требуется, когда трубопровод прокладывается в футляре на переходах через водную преграду. Результаты расчетов приведены в таблице Б.1.

Таблица Б.1 – Результаты расчета балластировки трубопроводов, прокладываемого на обводненном участке

Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Расчетная нагрузка от массы трубы с изоляцией, Н/м	Выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, Н/м	Нормативная интенсивность балластировки - вес в воздухе Н/м	Максимально допустимое расстояние между пригрузами, м	Принятый шаг установки пригрузов КТ, м
219х12 (с оболочкой теплоизоляции 50 мм)	623,38	388,69	485,68	11,11	11,0
219х12 (с оболочкой теплоизоляции 50 мм) в футляре 530х10	1813,24	2232,22	1106,61	11,70	11,0

Приложение В

Теплотехнический расчет промышленного трубопровода

Целью данного расчета является определение опасных участков проектируемых трубопроводов, на которых наблюдается неравномерная осадка трубопроводов вследствие их теплового воздействия на многолетнемерзлые грунты (ММГ). На основании проведенных теплотехнических расчетов, выявить необходимость предусмотреть защитные мероприятия.

Теплотехнические расчеты выполнены на основании следующих исходных данных:

- отчет по инженерным изысканиям (характеристики мерзлых грунтов);
- конструктивные характеристики проектируемого трубопровода;
- данные гидравлического расчета.

В специализированном программном комплексе «Frost 3D Universal» выполнен ряд сравнительных прогнозных тепловых расчетов. Прогнозный период принят 20 лет в соответствии с расчетным сроком службы трубопровода.

Исходные данные:

Таблица В.1 – Исходные данные по трубопроводам

Диаметр и толщина стенки труб*	Толщина основной тепловой изоляции, мм	Сталь	Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, МПа
Газопровод 219х12	50	K50	485	343

Таблица В.2 - Температура воздуха, °С

Температура воздуха, °С	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Уренгой													
Ср. месячная	-26,4	-26,4	-19,2	-10,3	-2,6	8,4	15,4	11,3	5,2	-6,3	-18,2	-24	-7,8

Ожидаемое повышение средней годовой температуры воздуха на ближайшие 25 лет составит около 1,0 °С. Эту величину можно принять при прогнозной оценке изменений инженерно-геокриологических условий на участке настоящего строительства.

Таблица В.3 - Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/с)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Уренгой												
3,9	3,8	3,4	4,6	5,0	5,0	4,0	3,8	4,2	4,6	4,1	3,9	4,2

Таблица В.4 – Средняя декадная высота снежного покрова (см) по постоянной рейке

Месяцы	X			XI			XII			I			II			III			IV			V		
Декады	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Средняя декадная	2	8	15	16	27	32	36	40	44	48	51	55	58	50	62	64	66	68	66	66	62	54	42	42

На основании результатов гидравлических расчетов температура продукта в газопроводе принята в соответствии с таблицей В.5.

Таблица В.5 – Температурный режим газопровода

Год	03.2024	01.2026	12.2026	07.2029	08.2029	01.2041	01.2044
Температура, °С	58,3	58,4	50,6	48,5	57,1	27,5	27,5

Многолетнемерзлые грунты встречены в пределах всей исследуемой площади. В зимний период многолетняя мерзлота соединяется с сезонной (ввиду глубокого сезонного промерзания) и, таким образом, относится к типу «сливающейся», талые грунты на этих участках относятся к типу радиационно-тепловых. Участки «несливающейся» мерзлоты соответствуют распространению гидрогенных таликовых зон.

По величине льдистости за счет видимых ледяных включений на изыскиваемом участке изысканий встречены слабольшдистые (грунты ИГЭ-11912, 31912, 21912, 24922), льдистые (грунты ИГЭ-11922, 21922, 24922, 92010) и сильнольдистые (грунты ИГЭ-92011) грунты. По величине суммарной льдистости на изыскиваемом участке изысканий встречены слабольшдистые (грунты ИГЭ-44811) и льдистые (грунты ИГЭ-44821) грунты. Физико-механические характеристики грунтов представлены в таблице В.6.

Таблица В.6 – Физико-механические характеристики грунтов

Номер ИГЭ	Плотность сухого грунта, г/см³		Природная влажность грунта (для талых суммарная влажность (для мерзлых), д.ед.		Льдистость суммарная, д.е.	Кэф. водонасыщения	Засоленность, д.ед.	Зольность торфа	Относительная деформация морозного пучения, д.е.	Теплопроводн. в талом состоянии, Вт/м²град	Теплопроводн. в мерзлом состоянии, Вт/м²град	Объемн. теплосемж. в талом сост., Дж/м³/град	Объемн. теплосемж. в мерзлом сост., Дж/м³/град	Кэф.коэффициент оттаивания	Кэф.ф. сжимаемости оттаявшего грунта	Расчетные значения при доверительной											
	ρd	W	Itot	Sr												Dsal, %	ε _{th}	l _r	l _m	C _r	C _m	Ath д.ед.	m, МПа ⁻¹	Кэф.фициент оттаивания, Ath (д.ед.)		Кэф.ф. сжимаемости оттаявшего грунта, m (МПа ⁻¹)	
																								0,85	0,95	0,85	0,95
214	1,61	0,212	-	0,86	0,006	-	0,072	1,38	1,62	2,96	2,60	-	-	-	-	-	-										
244	1,45	0,305	-	0,95	0,019	-	0,076	1,46	1,66	3,23	2,76	-	-	-	-	-	-										
245	1,40	0,317	-	0,93	0,006	-	0,085	1,49	1,69	3,19	2,65	-	-	-	-	-	-										
317	1,55	0,243	-	0,90	0,003	-	0,092	1,72	1,93	2,90	2,28	-	-	-	-	-	-										
4429	1,55	0,140	-	0,52	0,001	-	0,007	1,63	1,95	2,07	1,62	-	-	-	-	-	-										
4439	1,56	0,247	-	0,93	0,002	-	0,037	2,36	2,81	2,79	1,98	-	-	-	-	-	-										
70	1,65	0,152	-	0,66	-	-	0,004	1,93	2,28	2,29	1,77	-	-	-	-	-	-										
11912	1,25	0,399	0,224	0,92	0,014	-	0,075	1,57	1,80	3,28	2,86	0,053	0,185	0,057	0,060	0,192	0,197										
11922	1,01	0,547	0,371	0,88	0,016	-	0,084	1,57	1,87	3,28	2,59	0,135	0,303	0,146	0,155	0,320	0,333										
21912	1,48	0,254	0,252	0,84	0,007	-	0,076	1,41	1,66	2,98	2,51	0,039	0,184	0,041	0,043	0,204	0,219										
24912	1,32	0,346	0,292	0,89	0,011	-	0,078	1,56	1,75	3,17	2,62	0,049	0,183	0,055	0,060	0,198	0,209										
21922	1,17	0,418	0,403	0,87	0,008	-	0,080	1,57	1,81	3,17	2,41	0,114	0,291	0,121	0,126	0,317	0,335										
24922	1,18	0,422	0,364	0,89	0,007	-	0,082	1,570	1,81	3,21	2,53	0,133	0,294	0,147	0,157	0,317	0,333										
24822	1,21	0,400	0,382	0,89	0,009	-	-	1,570	1,80	3,18	2,46	-	-	-	-	-	-										
31912	1,62	0,204	0,236	0,84	0,004	-	0,074	1,660	1,82	2,77	2,32	0,044	0,174	0,047	0,050	0,181	0,186										
44811	1,65	0,200	0,367	0,87	0,003	-	0,037	2,28	2,64	2,62	1,94	0,044	0,059	0,046	0,047	0,061	0,063										
44821	1,44	0,268	0,430	0,84	0,003	-	0,039	2,03	2,57	2,70	1,90	0,048	0,068	0,050	0,051	0,070	0,072										
92011	0,09	9,138	0,658	0,87	-	0,278	0,011	0,81	1,34	3,61	2,34	-	-	-	-	-	-										
92010	0,21	3,907	0,399	0,95	-	0,153	-	0,78	1,29	3,80	3,03	-	-	-	-	-	-										

Относительная осадка при растеплении 1 м грунта представлена в таблице В.7.

Таблица В.7 – Категории ММГ по просадочности при оттаивании

Номер ИГЭ	Категория просадочности	Разновидность грунтов по просадочности при оттаивании	Суммарная влажность грунта, д.ед	Льдистость за счет ледяных включений д.ед.	Составляющая осадки грунта при оттаивании на 1 м
11912	II	малопросадочный	0,399	0,139	0,05
11922	III	просадочный	0,547	0,301	0,14
21912	II	малопросадочный	0,254	0,114	0,04
24912	II	малопросадочный	0,346	0,165	0,05
21922	III	просадочный	0,418	0,297	0,12
24922	III	просадочный	0,422	0,263	0,14
31912	II	малопросадочный	0,204	0,096	0,04
44811	II	малопросадочный	0,200	0,000	0,04
44821	II	малопросадочный	0,268	0,000	0,05
92011	IV	сильнопросадочный	9,138	0,547	-

На основании анализа инженерно-геологических условий и температурного режима мерзлых грунтов, для теплового расчета ореола растепления выделено 3 типа геологических разрезов.

Тип 1 характеризуется наличием в основании трубопровода суглинка.

Тип 2 характеризуется наличием в основании трубопровода песка и суглинка, над трубопроводом расположен слой торфа от 1 м до 2 м.

Тип 3 характеризуется наличием в основании трубопровода супеси и суглинка, над трубопроводом расположен слой торфа до 1 м.

Термометрию скважин см. таблицу В.8. Геологические разрезы см. рисунки В.1-В.3.

Геологический разрез тип 1
скв. 42, ПК 0+00

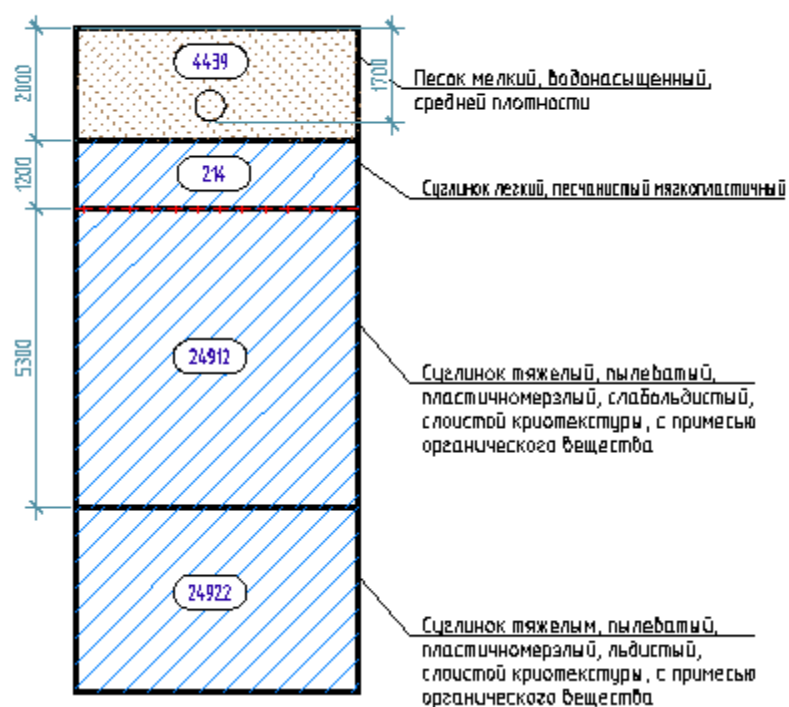


Рисунок В.1 – Геологический разрез тип 1

Геологический разрез тип 2
скв. 95, ПК 8+13,00

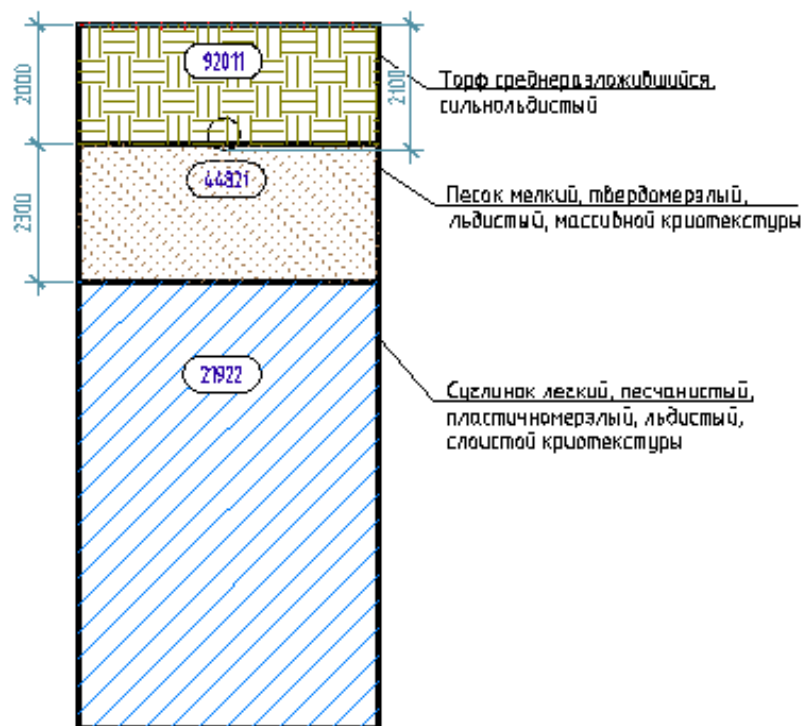


Рисунок В.2 – Геологический разрез тип 2

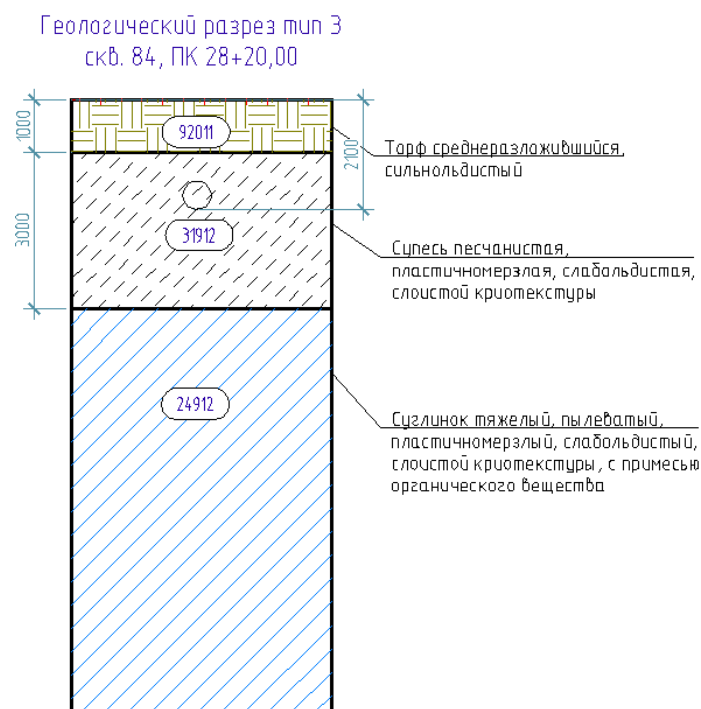


Рисунок В.3 – Геологический разрез тип 3

Таблица В.8 – Термометрия по скважинам

Скв. 42 ПК 0+0,00		Скв. 95 ПК 8+13,00		Скв. 84 ПК 28+20,00	
13.10.2018		13.10.2018		13.10.2018	
Глубина, м	t, °C	Глубина, м	t, °C	Глубина, м	t, °C
0	0	0.0	-0,2	0.0	-0.1
0.5	0,1	0.5	-0,2	0.5	-0,2
1.0	0,3	1.0	-0,2	1.0	-0,2
1.5	0,1	1.5	-0,3	1.5	-0,2
2.0	0,1	2.0	-0,3	2.0	-0,2
2.5	0	2.5	-0,4	2.5	-0,3
3.0	-0,3	3.0	-0,4	3.0	-0,3
3.5	-0,3	3.5	-0,4	3.5	-0,3
4.0	-0,4	4.0	-0,4	4.0	-0,3
4.5	-0,4	4.5	-0,4	4.5	-0,4
5.0	-0,5	5.0	-0,6	5.0	-0,6
6.0	-0,5	6.0	-0,7	6.0	-0,7
7.0	-0,6	7.0	-0,8	7.0	-0,8
8.0	-0,6	8.0	-0,8	8.0	-0,8
9.0	-0,6	9.0	-0,8	9.0	-0,8
10.0	-0,7	10.0	-0,8	10.0	-0,9
12.0	-0,7	12.0	-0,9	12.0	-0,9
14.0	-0,8	14.0	-0,9	14.0	-0,9
16.0	-0,8	16.0	-0,9	16.0	-0,9
17.0	-0,9	17.0	-0,9	17.0	-0,9

Для оценки допустимых осадок была проведена серия прочностных расчетов в специализированном ПО «Стар», версия 4.83.

Для оценки соблюдения условий прочности для обоих трубопроводов рассчитана допускаемая осадка, по допустимым значениям для газопровода, исходя из наихудших условий (высокая температура продукта). Для различной длины осаживаемых участков трубопровода рассчитаны значения допустимых осадок.

Принято, что термопросадка, составляющая более 0,5 м требует противокарстовых мероприятий. Данное значение для оценки осадки принято предельным.

На рисунке В.4 представлена расчетная модель в ПО «Старт». В таблице В.9 представлены полученные результаты. На рисунке В.5 схематично представлен трубопровод с участками, испытывающими осадку.

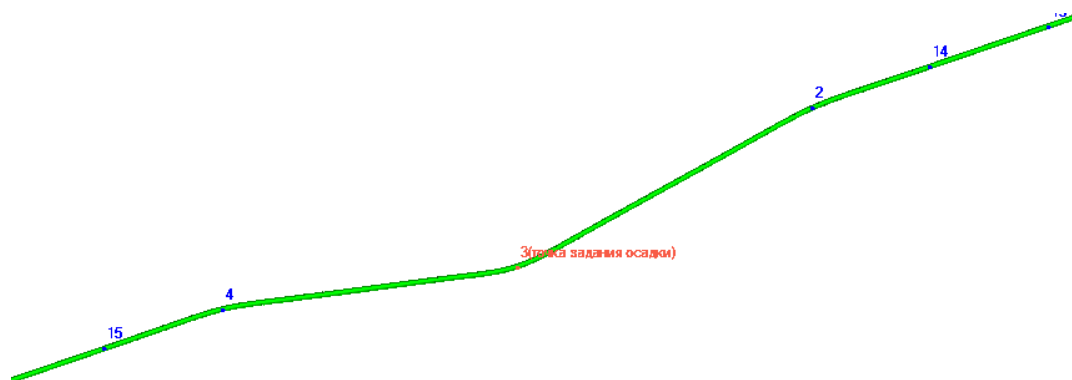


Рисунок В.4 – Расчетная модель для определения допустимых осадок

Таблица В.9 – Допускаемые осадки

Длина осаживаемого участка, м	Допустимое значение осадки, см
10	Условия прочности соблюдаются при любых значениях осадки
50	16
100	26
200	44
300	64

Результаты расчетов

Таблица В.8 - Результаты расчетов по трассе трубопроводов

Пикет	Протяженность осаживаемого участка, м	Тип разреза	Величина растепления, м	Расчетная осадка, см	Примечание
0+0,00- 0+60,00	60	1	4,5	19	
0+60,00- 1+01,00	41	1	4,5	38	
1+01,00- 1+23,00	22	1	4,5	49	Есть риск активизации термокарстовых процессов и неравномерной осадки. Необходимо предусмотреть замену грунта под трубопроводом на 3 м на ПК 1+0,00-ПК 1+80,00. Расчетная осадка 26 см.
1+23,00- 1+68,00	45	1	4,5	54	
1+68,00- 2+06,00	38	1	4,5	29	
2+06,00- 2+30,00	24	1	4,5	15	
2+30,00- 5+44,00	314	Заглубленная кровля ММГ с 7-8 м	-	-	
5+44,00- 6+0,00	56	1	4,5	35	
6+0,00- 6+33,00	33	1	4,5	80	Есть риск активизации термокарстовых процессов и неравномерной осадки. Необходимо предусмотреть замену грунта под трубопроводом на 3 м на ПК 6+0,00-ПК 8+50,00. Расчетная осадка 26 см.
6+33,00- 6+95,00	63	1	4,5	76	
6+95,00- 7+30,00	35	1	4,5	59	
7+30,00- 7+58,00	28	1	4,5	66	
7+58,00- 8+0,00	42	2	5,3	56	

Пикет	Протяженность осаживаемого участка, м	Тип разреза	Величина растепления, м	Расчетная осадка, см	Примечание
8+0,00- 8+57,00	57	2	5,3	46	
8+57,00- 9+0,00	43	2	5,3	37	
9+0,00- 9+94,00	94	2	5,3	35	
9+94,00- 10+23,00	29	1	4,5	35	
10+23,00- 11+0,00	77	1	4,5	37	
11+0,00- 12+0,00	100	1	4,5	32	
12+0,00- 12+30,00	30	1	4,5	16	
12+30,00- 13+27,00	97	1	4,5	8	
13+27,00- 14+08,00	81	Заглубленная кровля ММГ с 8 м	-	-	
14+08,00- 14+63,00	55	Заглубленная кровля ММГ с 8 м	4,5	15	
14+63,00- 14+97,00	34	Заглубленная кровля ММГ с 5 м	5,0	26	Пересечение с ручьем, защитный футляр
14+97,00- 18+60,00	363	талый	-	-	
18+60,00- 19+0,00	40	1	4,5	26	
19+0,00- 19+42,00	42	1	4,5	28	
19+42,00- 19+95,00	53	1	4,5	78	Есть риск активизации термокарстовых процессов и неравномерной

Пикет	Протяженность осаживаемого участка, м	Тип разреза	Величина растепления, м	Расчетная осадка, см	Примечание
					осадки. Необходимо предусмотреть замену грунта под трубопроводом на 3 м на ПК 19+60,00-ПК 23+70,00. Расчетная осадка 29-11 см.
19+95,00- 21+13,00	118	3	4,7	78	
21+13,00- 22+17,00	104	3	4,7	54	
22+17,00- 23+0,00	83	3	4,7	76	
23+0,00- 24+34,00	134	2	5,3	50	
24+34,00- 24+89,00	64	2	5,3	27	
24+89,00- 25+42,00	54	1	4,5	22	
25+42,00- 26+35,00	93	1	4,5	11	
26+35,00- 27+22,00	87	1	4,5	16	
27+22,00- 27+90,00	68	1	4,5	26	
27+90,00- 28+84,00	94	3	4,7	28	
28+84,00- 29+31,00	47	1	4,5	14	
29+31,00- 32+47,00	316	Талый	-	-	
32+47,00- 33+97,95	150,95	Заглубленная кровля ММГ с 8 м	-	-	Узел №1, ПК 33+97,95

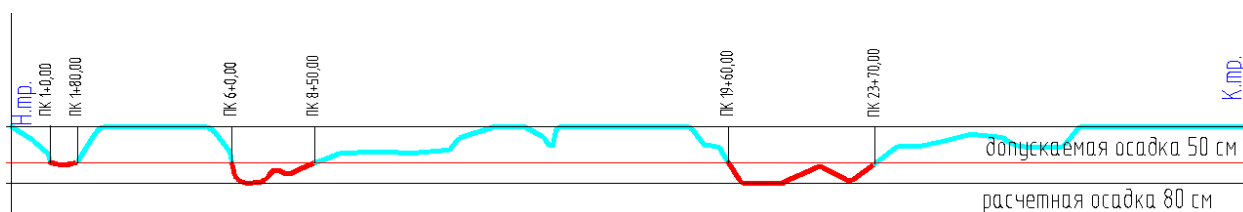


Рисунок В.5 – Профиль трубопровода с учетом осадки

Вывод. По результатам расчетов относительная осадка трубопровода с учетом дополнительных защитных мероприятий по замене льдистого грунта не превышает допустимой осадки на соответствующие протяженности участков, условия прочности трубопровода выполняются.