TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Институт природных ресурсов Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Исследование особенностей эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера для обеспечения надежности»

УДК 622.691.4.053.345-049.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б21	Букарин Артем Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Томск – 2017 г.

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Институт природных ресурсов Направление подготовки (специальность)
21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль
«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти,
газа и продуктов переработки»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
И.О. Зав.кафедрой

_____ _____ Бурков П.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б21	Букарину Артему Анатольевичу

Тема работы:

«Исследование особенностей эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера для обеспечения надежности»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

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.).*	Объектом исследования является участок магистрального газопровода в условиях Крайнего Севера. Режим работы непрерывный. Объект относится к технологическим сооружениям повышенной опасности, требующих особых условий эксплуатации. Анализ и подбор технологий, с целью повышения надежности газопровода.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выявления 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).	Объекты и методы исследования. Сбор и обработка статистических данных по отказам магистральных газопроводов выявление наиболее характерных причин отказов магистральных газопроводов. Анализ и выбор наиболее актуальных технических решений по обеспечению повышения надежности магистральных газопроводов. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т.С., старший преподаватель кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Гуляеев М.В., к.т.н., доцент

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

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б21	Букарин А.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б21	Букарину Артему Анатольевичу

Институт	**Природных ресурсов**	**Кафедра**	**Транспорта и хранения нефти и газа**
Уровень образования	бакалавриат	**Направление/специальность**	210301«Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	*Стоимость материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов.*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*Сборники сметных норм, сборники отраслевых норм, отраслевые регламенты, инструкции.*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*Нормативно-правовые акты различной юридической силы.*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	*Формирование видов затрат для проведения работ по замене дефектного участка газопровода и дефектной запорной арматуры при эксплуатации в условиях Крайнего Севера*
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*	*Расчет суммарных затрат на монтаж нового участка газопровода и запорной арматуры.*
3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования*	*Выводы о ресурсоэффективности замены дефектного участка газопровода и дефектной запорной арматуры.*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*:	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б21	Букарин Артем Анатольевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б21	Букарину Артему Анатольевичу

Институт		Кафедра	
Уровень образования	бакалавриат	**Направление/ специальность**	210301 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. *Характеристики объекта исследования*	*Открытая площадка трассы магистрального газопровода, эксплуатируемого в условиях Крайнего Севера, газопровод подземного исполнения. Местность приравнена к условиям Крайнего Севера, При эксплуатации газопровода используется тяжелая техника, и дополнительное оборудование (сварочное оборудование, газовые резаки). Работы производятся при повышенном уровне шума и загазованности. Проходка траншей магистральных газопроводов Крайнего Севра локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растепляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры. При работе с газом есть риск возникновения пожароопасных и взрывоопасных ситуаций.*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность	
1.1 Анализ выявленных вредных факторов при исследовании магистрального газопровода в условиях Крайнего Севера	*1.Неудовлетворительные метеорологические.* *2. Повышенные шума и вибрации* *3. Токсичные и вредные вещества*
1.2 Анализ выявленных опасных факторов при исследовании магистрального газопровода в условиях Крайнего	*1. Поражения электрическим током* *2. Пожаро и взрывоопасность* *3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*
2. Экологическая безопасность	*При ликвидации утечек МГ воздействия оказывают производственные процессы.* *Авария на трубопроводе сопровождается:* *- загрязнением атмосферного воздуха;* *- нарушением гидрогеологического режима;* *- уничтожением лесных массивов.*
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	*1. Лесные пожары, аварии, ошибки персонала, старение оборудования, удар молнии, а так же нарушение целостности нефтепровода, возникновение утечки.* *2. Нарушение его целостности, возникновение утечек в больших объемах;* *3. Мероприятия по ликвидации ЧС*
4. Правовые и организационные	*В области охраны труда и безопасности жизнедея-*

вопросы обеспечения безопасности:	*тельности, трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы.*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2014г

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б21	Букарин Артем Анатольевич		

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Институт природных ресурсов Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки» Уровень образования бакалавриат
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Период выполнения _____

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.04.2017	*Обзор литературы*	*7*
14.04.2017	*Введение*	*13*
17.04.2017	*Общая часть*	*20*
26.04.2017	*Анализ существующих технологий, техники и организаций*	*9*
01.05.2017	*Расчетная часть*	*10*
11.05.2017	*Технологическая часть*	*10*
06.06.2017	*Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение*	*10*
07.06.2017	*Социальная ответственность*	*10*
09.06.2017	*Заключение*	*6*
14.06.2017	*Презентация*	*5*
	Итого:	*100*

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.М.	д.т.н, профессор		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями	
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
Р4	Грамотнорешатьпрофессиональныеинженерныезадачис использованием современных образовательных и информационных технологий
в области производственно-технологической деятельности	
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатироватьи обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
Р6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
в области организационно-управленческой деятельности	
Р7	Эффективноработатьиндивидуальноивколлективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
Р8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
в области экспериментально-исследовательской деятельности	
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
Р10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
в области проектной деятельности	
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 98страниц; 17 рисунков; 16 таблиц; 39 источников.

Ключевые слова: магистральный газопровод, эксплуатация, вечномерзлый грунт, условия Крайнего Севера, пучение, температурный режим, эксплуатационная надежность.

Объект исследования – магистральные газопроводы, расположенные в условиях Крайнего Севера.

Целью работы является исследование особенностей эксплуатации и разработка рекомендаций для обеспечения надежности магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера.

В процессе работы проводился анализ нормативно-технической литературы по вопросам особенностей эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера, в т.ч. негативного влияния геокриологических процессов на устойчивость оснований и надежность МГ, а также изучение существующих методик балластировки МГ расчета теплового и механического взаимодействия МГ с многолетнемерзлыми грунтами. Также был проведен анализ взаимодействия подземных газопроводов с многолетнемерзлыми грунтами, температурного режима магистральных газопроводов при эксплуатации в условиях Крайнего Севера. Были произведены расчеты: расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков; расчет толщины стенки газопровода; проверка газопровода на прочность; проверка газопровода на пластические деформации. Разработаны рекомендации по обеспечению эксплуатационной надежности магистральных газопроводов.

ABSTRACT

Final qualification work contains: 98 pages; 17 figures; 16 tables; 39 sources.

Key words: main gas pipeline, operation, permafrost, conditions of the Far North, punching, temperature regime, operational reliability.

The object of the research is the main gas pipelines located in the Far North.

The aim of the work is to study the features of operation and development of recommendations to ensure the reliability of the main gas pipelines in the Far North.

In the process of work, an analysis of normative and technical literature on the specifics of operation of main gas pipelines in conditions of the Far North, incl. The negative influence of geocryological processes on the stability of bases and the reliability of MG, as well as the study of existing MB ballasting techniques for calculating the thermal and mechanical interaction of MG with permafrost soils. An analysis was also made of the interaction of underground gas pipelines with permafrost soils, and the temperature regime of main gas pipelines during operation in the Far North. Calculations were made: calculation of stationary thermal operating modes of linear sections; Calculation of wall thickness of the gas-wire; Check the gas pipeline for durability; Checking the gas pipeline for plastic deformation. The recommendations on maintenance of operational reliability of the main gas pipelines are developed.

Обозначения и сокращения

МГ – магистральный газопровод;

НДС – напряженно-деформационное состояние;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ВАУ – винтовое анкерное устройство;

УБО – утяжелитель бетонный охватывающий;

УБК – утяжелитель бетонный клинковидный;

НСМ – нетканевые синтетические материалы;

ПКБУ – полиммерно-контейнерные балластировачные устройства;

КТ – контейнер текстильный;

ГТМ – геотекстильные материалы;

ММП – многолетнемерзлая порода;

ПДВК – предельно-допустимая взрывоопасная концентрация;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СКЗ – средства коллективной защиты

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ 13
Обзор литературы 15
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ 18
1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ 18
1.2 Климатическая характеристика района работ 18
1.3 Физико-механическая характеристика района работ 19
1.4 Краткая экономическая характеристика района работ 20
1.5 Организация строительства 20
2. АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА 21
2.1 Конструктивно-технологические особенности газопроводов в условиях Крайнего Севера 21
Эксплуатационные особенности магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера 21
2.3 Температурный режим подземных газопроводов в условиях Крайнего Севера 25
2.4 Оценка влияния геокриологических процессов в грунтах на эксплуатацию магистральных газопроводов Крайнего Севера 26
2.4.1 Влияние пучения грунтов на газопровод. 27
2.4.2 Влияние термокарста на газопровод. 29
2.4.3 Влиние солифлюкции на газопровод. 29
2.5 Требования к строительству магистрального газопровода в условиях Крайнего Севера 30
2.6 Способы прокладки газопроводов в вечномерзлых грунтах 31
2.7 Методы балластировки газопроводов в условиях Крайнего Севера 35
3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ 52
3.1 Определение пропускной способности и производительности магистральных газопроводов 53
3.3 Расчет толщины стенки газопровода 57
3.4 Проверка газопровода на прочность 61
3.5 Проверка газопровода на пластические деформации 62
4.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 65
5. Социальная ответственность 77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 95
Список используемой литературы 96

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение числа риска аварий и повышение отказов объективно связаны с обеспечением надежной эксплуатации магистральных газопроводов Крайнего Севера. Это приводит к серьезным экономическим потерям и значительным экологическим последствиям. Решение данной проблемы заключается в исследовании природно-климатических факторов и количественной оценке линейной части магистральных газопроводов (МГ), с целью создания условий нормативной эксплуатации.

Эксплуатация магистральных газопроводов, находящихся на территории Крайнего Севера, проходит в зоне многолетнемерзлых грунтов. Эксплуатационный ресурс этих газопроводов практически исчерпан, так как техническое состояние линейной части ухудшается из года в год.

Природно-климатические условия Крайнего Севера крайне суровы. Это обуславливается широким интервалом перепада температур от плюс 40 оС, в летний, до минус 60оС в зимний периоды, а также присутствие криогенных процессов, переходы через реки создают нестабильное напряженно-деформированное состояние.

Обеспечение безопасной и надежной эксплуатации магистральных газопроводов в сложных рельефных и природно-климатических условиях

является несомненно актуальной задачей.

Цель данной работы – исследование особенностей эксплуатации и разработка рекомендаций для обеспечения надежности магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера.

Для реализации поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- изучение нормативно-технической документации по эксплуатации магистральных газопроводов;

- изучение методов повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов;

- разработка рекомендаций для обеспечения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов.

Обзор литературы

При выполнении исследования были использованы следующие основные источники литературы и нормативно-правовая документация:

СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. М.: Стройиздат, 1985. – 97 с;

СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. − М.: Интститут ОАО «НИЦ «Строительство», 1990. – 117 с;

Худякова А.А Совершенствование строительства нефтепроводов в северных регионах. – М.: Архангельск, 2010;

Общая пояснительная записка. Книга 1. Магистральный газопровод Средне-Вилюйское месторождение – «М» (Шнитка). – Киев: Укргазпроект, 2004. – 179 с;

СП 107-34-96 Свод правил по сооружению линейной части газопроводов. Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. − М., ВНИИСТ, 1996. – 26 с;

ВСН 39-1.9-1.9.003-98 Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов. − М.: ВНИИСТ, 1998. – 46 с;

ВСН 007-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка. М.: ВНИИСТ, 1990. – 30 с;

Мухаметдинов Х.К. Почему газопроводы всплывают // Газовая промышленность. – 1999. − № 8. – С. 20−22;

Яковлев А.Я., Филиппов А.И., Шарыгин В.М. Перспективные конструктивно-технологические решения по прокладке и балластировке газопроводов // Газовая промышленность. – 2012. − №10. – С. 18−21;

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85:2013;

Ершов Э.Д. Общая геокриология. М.: Изд-во МГУ, 2002;

Голубин С.И., Великоднев В.Я., Каленкий В.С. Тепловое и механическое взаимодействие подземного газопровода с многолетнемерзлыми грунтами и методы геотехнического мониторинга. Всероссийский научно-аналитический журнал «Инженерные изыскания». М.: ПНИИИС, сентябрь 2011, №9;

ВРД 39-1.10-049-2001 «Правила технической и безопасной эксплуатации конденсатопродуктопроводов»;

СНиП II-90-81 «Производственные здания промышленных предприятий»;

СНиП II-33-75 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Нормы проектирования»;

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»;

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.1.019-79 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;

ВРД 39 10-006-2000 «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов»;

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ;

Закон РФ от 19.02.1993 N 4520-1 «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях»;

Закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;

Федеральный закон от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

ГОСТ 12.0.003-74 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;

ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»;

ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;

ГОСТ 12.1.010-76 «Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования»;

ГОСТ 12.1.011-78 «Смеси Взрывоопасные. Классификация и методы испытаний»;

ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»;

ОНТП 51-1-85 «Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы»;

Зубарев В.Г. Магистральные нефтегазопроводы / Зубарев В.Г. – Тюмень 1998 г.;

СНиП 2.05.06-85*. «Магистральные трубопроводы»;

Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов;

ОНТП 51-1-85 «Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы»;

Дедешко В.Н. Основные направления диагностического обследования магистральных газопроводов /В.Н. Дедешко, В.В.Салюков//«Газовая промышленность» - 2006,№8;

Голубин С.И. Мерзлотные процессы и деформации газопроводов. Энергия : ЭТЭ 2007. - №8. - С. 60-62;

Бабин Л.А. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин.- М.: Недра, 1995. – 246 с.;

Березин В.А. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В.А. Березин, К.Е. Ращепкин и др.- М.: Недра, 1978.-364 с.;

Роман JT.T. Механика мерзлых грунтов. М.: Изд-во «МАИК» «Наука /Интерпериодика», 2002.;

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ

Район производства работ относится к Республике Саха(Якутия), входящий в состав Дальневосточного Федерального округа. Участок газопровода расположен на трассе Средневелюйского газоконденсатного месторождения до Якутска. Протяженность магистральных газопроводов в районе составляет 2270 км.

На трассе газопровода располагаются 16 вантовых и 14 подводных переходов, вдоль газопровода находятся 27 газораспределительных станций и 5 опорных пунктов.

Возьмем к примеру газотранспортную систему СВГКМ-Мастах-Якутск двухниточного типа с диаметром труб 530мм. Эксплуатация газопроводов осуществляется с 1967 года.

Территория Якутии расположена в пределах трех часовых поясов. В транспортном отношении эта территория является одним из самых изолированных и труднодоступных регионов во всем мире. Большую часть занимают горы и плоскогорья. Самой высокой точкой является гора «Победа». Почти вся континентальная территория состоит из многовековой мерзлоты.

Рассматриваемый район входит в четыре гаографические зоны: тундры, лесотундры, таежные леса(занимают почти 80% площади) и арктические пустыни.

1.2 Климатическая характеристика района работ

Климат района резко-континентальный, отличается коротким летним и продолжительным зимним периодами. Апрель и октябрь являются зимними месяцами. Самым холодным месяцем считается январь, а самым теплым июль. Температура воздуха колеблется от +40°С летом и до -60°С зимой.

Сумма осадков около 238 мм.

Относительная влажность воздуха – 68%

Средняя скорость ветра – 1,8 м/с

Среднегодовая температура окружающей среды – -10,2°С

Самая низка температура зафиксирована в 1891 – -64,4°С, а самая высокая – +38,4°С(2011 год).

Суммарная продолжительность неблагоприятного периода от 6,5 до 9 месяцев в год. Выполнение работ проходит неблагоприятный период.

1.3 Физико-механическая характеристика района работ

Лед является главным компонентом многолетнемерзлых грунтов. Многолетнемерзлые грунты – это четырехфазная система, состоящая из воздуха или иного газа, незамерзшей воды, твердых частиц, и льда. От содержания льда и незамерзшей воды, в некоторой степени, зависят характеристики мёрзлых грунтов. В 1945 году И.А. Цытович на основе исследований и проделанных опытов выявил основные принципы механики многолетнемерзлых грунтов: «Количество, состав и свойства незамерзшей воды и льда, содержащихся в мерзлых грунтах, не остаются постоянными, а изменяются с изменением внешних воздействий, находясь в динамическом равновесии с последними». Из этого принципа следует, что имеется прямая зависимость между температурой и незамерзшей водой в грунте: количество льда уменьшается при увеличении температуры мерзлого грунта, а количество воды возрастает, и наоборот. Так же было выявлено, что количество незамёрзшей воды в грунте зависит от давления. Количество воды в грунте увеличивается при повышении давления. Физическое состояние грунта определяется при помощи эксперимента, который определяет основные его характеристики:

- плотность твердых частиц
- плотность мерзлого грунта
- содержание незамерзшей воды
- влажность грунта

1.4 Краткая экономическая характеристика района работ

Якутия - одна из богатейших территорий Российской Федерации. За счет работы обширного нефтегазового производства обеспечивается устойчивое развитие экономики нашей страны.

Большое значение в экономике приходится на угле-, газо-, нефте-, золото, алмазно-добывающую промышленность и перерабатывающее производство(ювелирная, гранильная, деревообрабатывающая, нефте-газоперерабатывающая, производство строительных материалов и др.).

По среднему показателю валового регионального продукта занимает 7 место среди субъектов Российской Федерации. В районе работ промышленность составляет 45,2%, а в сфере общественного питания и торговли 9,3%. На долю строительства приходится 8,1% от всего оборота предприятий, на связь и транспорт– 5,6%, сельское хозяйство всего 3,9%, на другие отрасли 28,5%.

1.5 Организация строительства

Строительная техника доставляется на участок проведения работ разнообразными видами транспорта.

Кроме этого техника и материалы доставляются из ближайших городов и поселков. Немало важное значение представляет авиационный способ доставки грузов. Необходимые материалы и оборудование для строительства газопроводов в труднодоступные места доставляют на вертолетах. Рабочие проживают специализированных жилых вагонах в месте базирования. График работы в основном вахтовый.

Вывоз строительного мусора, а также твердых и жидких бытовых отходов осуществляется на специализированный полигон.

Работники получают медицинское обслуживание за счет медицинского персонала, который проживает на жилой базе. Строительные бригады должны иметь аптечки с перевязочными материалами, медикаментами и средствами оказания первой помощи.

2. АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

2.1 Конструктивно-технологические особенности газопроводов в условиях Крайнего Севера

Эксплуатация магистральных газопроводов обуславливает решение вопросов, которые заключают в себе меры по обеспечению надежности, прочности и способность выполнять заданные задачи в заданный промежуток времени. Это можно определить по особенностям местности предполагаемого сооружения трубопровода, экологической, экономической и других важных сторон. Обеспечение нормативного функционирования газопроводов в процессе эксплуатации и воздействия на них природно-климатических условий показывает критерии качества трубопроводов. При проектировании формируются все уровни защиты для надежной эксплуатации, учитывающие спектр особенностей, факторов и проектно-регламентирующих решений [12].

Для необходимого уровня надежного функционирования газопроводов необходимо проводить научно-исследовательские работы, которые занимают не мало важную роль.

Эксплуатационные особенности магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера

Возраст эксплуатации газопроводов достигает 20 и более лет. При повышении срока эксплуатации техническое состояние линейной части усугубляется, так как ресурс эксплуатации снижен практически до нулевой отметки. Такой серьезный износ газопровода приводит к серьезному увеличению затрат на последующий ремонт трещин сварных швов, вырезку гофров, свищей, обвалку и подсыпку отдельных участков эксплуатированного газопровода, замену антикоррозийной

защиты. Резко увеличивается число отказов газопровода, за счет длительного накопления дефектов в результате столь большого срока эксплуатации. Характеристики механических свойств и трещиностойкости падают в результате разрушения основного металла труб и сварных соединений.

В данных условиях риск разрушений участков трубопроводов, возраст которых достигает 30 лет и более, с длиной участков около 200 км, возрастает. Происходит это из-за того, что скорость разрушения в конструкциях такого типа намного больше, нежели в конструкциях с большим запасом прочности. Нужно учитывать тот факт, что газопровод проектировался и был смонтирован во времена, когда уровень опыта по эксплуатации газопроводов в условиях Крайнего Севера еще не был высок [11].

Рабочие условия металла, а также сварных соединений газопровода обладают своей спецификой. Существуют следующие факторы, действующие на сопротивление разрушению [12]:

- Трубный металл постоянно работает в напряженном состоянии;
- Присутствуют начальные технологические дефекты в конструкции и сварных соединениях, эти дефекты обладают разными механизмами роста в процессе эксплуатации;
- Энергия, аккумулируемая газопроводом, перекачиваемого продукта может спровоцировать хрупкие или квазихрупкие разрушения, совершающиеся при высоких динамических нагрузках. в газопроводах накопляется энергия упругой деформации металла, далее вызывающая осложнения условий его работы;

Газопроводы Крайнего Севера эксплуатируются в сложных условиях сурового климата, металл работает в большом интервале температур от +40°C летом и до -60°C зимой.

Район, в котором проложены трассы газопроводов, обладает экстремальными природными условиями. В основном присутствие многочисленных болот и заболоченной местности, речных переходов, наличие низких температур, создающих нестабильные НДС. Большую часть времени линейная часть газопровода взаимодействует с мерзлыми грунтами, в остальное со слабонесущими грунтами

(обводненные, замерзающие, оттаивающие).

Присутствие в грунтах существенных сжимающих продольных нагрузок, которые воздействуют на газопровод, эксплуатируемый в теплое время года, имеют место быть немалые поперечные перемещения упругой оси газопровода, особенно в местах искривления. Эти перемещения приводят к подъему газопровода из траншеи с образованием выпученных участков-арок. В зимнее время года газопроводы подвергаются немалым продольным нагрузкам растяжения, в обводненных участках происходит частое явление всплытия газопровода.

Нагрузки, которым подвергается газопровод, по характеру воздействия и длительности подразделяются на временные (кратковременные, длительные), особые и постоянные. К постоянным нагрузкам относят выталкивающую силу воды, давление грунта засыпки, вызванные монтажом и кладкой силы и собственную массу трубопровода. К временным нагрузкам относят внутреннее давление, масса продута, деформационные силы грунта и другие климатические воздействия.

Основным силовым воздействием является внутреннее давление, оно определяет НДС газопровода. Под действием внутреннего давления в трубах возникают кольцевые растягивающие напряжения, вычисляются они по безмоментной теории тонкостенных цилиндрических оболочек. В расчетах пренебрегают переменой радиальных напряжений по толщине стенки труб и напряжениями, которые обусловлены несовершенством формы поперечного сечения трубы. Продольные напряжения появляются при воздействии внутреннего давления транспортируемого продукта, при перепаде температур и взаимодействии трубопровода с окружающей средой.

При расчете газопроводов в условиях Крайнего Севера на прочность и устойчивость предусматривается температурный перепад, так как температура газопровода изменяется в широком диапазоне. При эксплуатации температура трубы определяется как температура продукта, а при сооружении - как температура окружающего воздуха. Разность между эксплуатационной и расчетной температурами стенок газопровода является величиной температурного перепада.

Температурный перепад, регламентируется нормами предельного состояния газопровода.

Газопроводы, которые проложены в условиях Крайнего Севера подвергаются факторам взаимодействия со средой в которой находятся. К примеру, на подземный газопровод, находящийся на обводненных участках, действуют массы засыпки и выталкивающая сила, которая увеличивается с увеличением диаметра трубы.

При подземной укладке трубопроводов деформации трубы, вызванные температурными перепадами достигают существенных величин. Деформации такого типа могут возникать в результате прироста продольной силы возникающей в газопроводе. во время изменений сезонных характеристик грунтов как для обвалованного участка газопровода, так и для подземной укладки.

Факторы, связанные с воздействием на несущую способность газопровода, появляются при изменении инженерно-геокриологических условий, а также их ориентированности в период строительства и дальнейшей эксплуатации.

Основными нарушениями естественных условий являются прокладка траншеи, вырубка леса, создание временных притрассовых дорог, уничтожение напочвенного покрова, и т.д. Такие нарушения меняют естественную инженерно-геокриологическую обстановку, степень ее интенсивность восстановления и изменения достаточно различна.

На пути трассы газопровода Крайнего Севера встречаются различные мерзлотные ландшафты, долины ручьев и рек, многочисленные депрессии – мари, которые характеризуются слабой дренирующей способностью. В настоящее время на трассах северных газопроводов, пересекающих пониженные места, не редко происходит обводнение территории, а также образование большого количества мелких озерков. Обваловка и срезка грунта для ее создания, которые затрудняют сток поверхностных вод, являются основной причиной образования этих обводнений. Появление мелких озерков и обводненных территорий резко изменило инженерно-геокриологические условия, процессы пучения и термокарста активизировались, а слой сезонного оттаивания увеличился. Это существенно повлияло на

образование деформаций газопровода, таких как выпучивание, осадку, опрокидывание пригрузов, всплытие и т.д.

На сегодняшний день применяются различные способы прокладки трубопровода, которые пересекают аласы и мари. Наиболее применимым в условиях Крайнего Севера является подземный, характеризующийся стабильным температурным режимом, который исключает вероятность глубокого оттаивания грунтов.

2.3 Температурный режим подземных газопроводов в условиях Крайнего Севера

Эксплуатационные условия подземных газопроводов в условиях Крайнего Севера напрямую связаны с их температурным режимом. Опираясь на множественные исследования эксплуатации отечественного и зарубежного исполнения, можно сделать вывод, что рационально применять подземную прокладку газопроводов с контролируемым охлаждением газа, которое формируется исходя из типа грунтов.

Взаимодействие грунта, трубы и транспортируемого газа расценивается и предусматривается понятием «тепловой или температурный режим» газопровода. От Данного понятия зависит их пропускная способность, поэтому это очень важно для газопроводов. Наибольшая часть газопроводов Крайнего Севера располагается в зоне многолетнемерзлых грунтов, отсюда следует, что температурное взаимодействие с грунтами непосредственно влияет на их состояние, а также на надежность и механическую устойчивость линейной части газопровода.

Для территорий Крайнего Севера, обладающих низкой несущей способностью, транспортировка газа с термостабилизацией (охлаждение газа до температур, соответствующих сезонным температурам грунта) по мнению многих специалистов – один из наиболее общераспространенных способов обеспечения проектного положения газопровода.

При наличии на компрессорных станциях специальных холодильных установок(АВО), охлаждение газа до температур, совпадающих с сезонными температурами грунта возможно. Создание таких установок требует дополнительных капиталовложений и затрат на эксплуатацию. Аппарат воздушного охлаждения создан с целью охлаждения или конденсации технологических потоков газа и конденсата.

2.4 Оценка влияния геокриологических процессов в грунтах на эксплуатацию магистральных газопроводов Крайнего Севера

Надежность – «свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств».

Безотказность – «свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки».

Долговечность – «свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта».

Ремонтопригодность – «свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта».

Сохраняемость – «свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способности объекта выполнять требуемые функции, в течении и после хранения и (или) транспортирования» (ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Основные термины и понятия»).

2.4.1 Влияние пучения грунтов на газопровод.

Руководствуясь правилами и нормами при проектировании магистральных газопроводов не учитывают дополнительные продольные деформации, которые могут появиться при прокладке и эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера. К примеру, СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы» не учитывая продольно-перечные перемещения, обусловленные просадками и пучением мерзлых грунтов дает определение продольных напряжений. В процессе эксплуатации газопровода возникают неравномерные деформации, которые при проектировании учесть напрямую невозможно. К развитию неравномерных деформаций при

водят многочисленные геокриологические процессы. Главной задачей геотехнического мониторинга является прогнозирование и учет данных дополнительных деформаций.

В процессе прокладки газопровода плотность грунтов уменьшается. В зоне разуплотненных грунтов происходит возрастание миграции влаги к пространству вокруг трубы под отепляющем воздействием трубопровода. Процесс пучения развивается при промерзания влажных грунтов (Рисунок 1).

Рисунок 1 – Нарушение проектного положения газопровода в процессе пучения

грунта. Пучение развивается двумя путями: при промерзании сверху зимой, при промерзании из-за холодного трубопровода при отрицательных температурах транспортируемого продукта (газа). Из-за значительного увлажнения пространства вокруг трубы, при наличии грунтов, подвергаемых пучению, и промерзанию от трубы уже в начале зимнего периода процесс пучения может приводить к нарушению проектного положения трубопровода. Также усилению процесса пучения может воздействовать удаление снежного и растительного покрова, ввиду понижения температуры грунтов. На свайные основания и ростверки надземных трубопроводов, зданий, сооружений абсолютно также воздействую силы пучения.

При сезонном промерзании-оттаивании из-за неоднородности условий среды по диаметру и длине подземного трубопровода, зачастую, возникают две неблагоприятные схемы, обуславливающие возникновение изгибных деформаций (Рисунок 2):

- Из-за промерзания сверху массив льда, образовавшийся и смерзший с верхней образующей трубопровода, продавливает трубопровод вниз, в талые грунтовые слои;
- В весенний период, во время оттаивания при условии нахождения верхней образующей в нижних талых грунтах избыточное давление на нижнюю образующую, образующееся из-за мерзлых грунтов, выдавливает трубопровод на дневную поверхность.

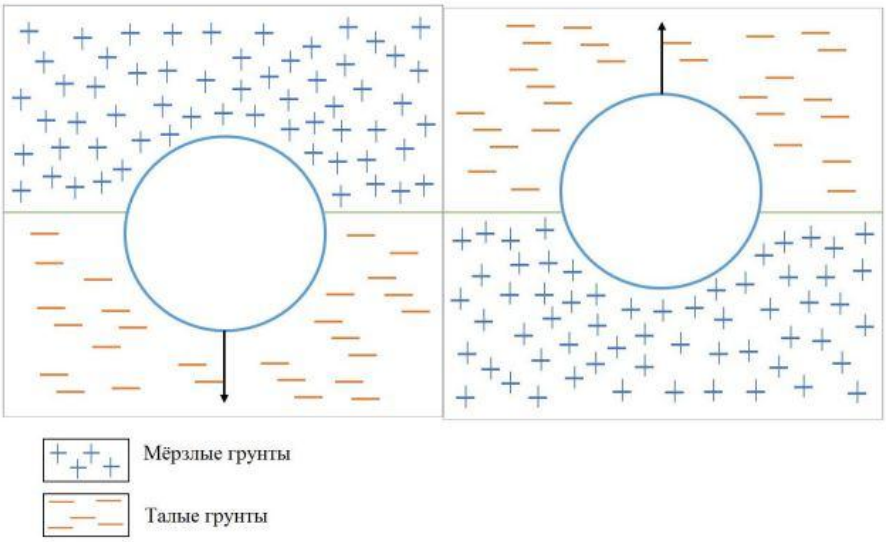

Рисунок 2 – Схема реализации изгибных напряжений трубопровода во время промерзания-оттаивания грунтов

2.4.2 Влияние термокарста на газопровод.

При эксплуатации трубопроводов с «теплым» режимом продукта возникает смена температурных условий в мерзлом грунте. Газопровод своим отепляющим воздействием приводит к обводнению и осадке грунтов, т.е. к термокарсту. По мере увеличения ореола оттаивания вокруг трубы увеличивается и выталкивающая (архимедова) сила, в результате этого пропадает связь трубопровода с грунтом, и трубопровод всплывает (Рисунок 3).

2.4.3 Влиние солифлюкции на газопровод.

При воздействии тепла и сил гравитации на склонах, как правило, развивается процесс солифлюкции. Из-за кинетики огромной массы оплываемого грунта этот процесс приводит к разрушению обваловки и оголению газопровода. Оплывающие массы грунта, со своей стороны, приводят к сложному напряженно-деформируемому состоянию трубы.

Рисунок 3 – Изгибные деформации газопровода при всплытии под действием термокарста

2.5 Требования к строительству магистрального газопровода в условиях Крайнего Севера

Проектирование газопроводов, предназначенных для районов Крайнего Севера, осуществляют в соответствии с требованиями СНиП 2.02.04-88[2], специальных нормативных документов, утвержденных Мингазпромом, Миннефтепромом и Миннефтегазстроем, по согласованию с Минстроем РФ.

В зависимости от режима эксплуатации, способа прокладки и возможности изменения свойств грунтов, принцип их использования в качестве основания газопровода принимается в соответствии СНиП 2.02.04-88[2].

Магистральные газопроводы подразделяются на два класса по своей функциональной значимости.

К первому классу относятся газопроводы с рабочим давлением от 2.5 до 10 Мпа, а ко второму – от 1.2 до 2.5 Мпа.

Магистральные газопроводы, по способу прокладки, разделяют на три способа: надземный, подземный и наземный. Выбор способа зависит от типа местности и температуры транспортируемого продукта. Участки газопровода разделяют на холодные (среднегодовая температура продукта находится в отрицательных значениях), теплые (среднегодовая температура продукта положительна) и горячие (температура положительная весь год). Выделяют четыре типа местности:

I – очень сложный;

II – сложный;

III – нормальный;

IV – простой.

С учетом нижеперечисленных особенностей способ прокладки выбирают на основании технико-экономического сравнения.

На местности II – IV типа применяют подземный способ.

В глинистых и песчаных грунтах трубу покрывают битумным лаком и укладывают на дно траншеи.

В крупнообломочных и скальных грунтах под трубой делают подсыпку

(10см) из песчаных грунтов, затем укладывают трубу и засыпают грунтом на высоту 20 см, от верха трубы.

Засыпку в пучинистых грунтах осуществляют привозным непучинистым материалом.

Применение наземного способа происходит в тех же условиях, что и подземный, отличием являются ограниченные участки трассы с сильной заболоченностью и резко пересеченным рельефом.

Наземный способ используется при прокладке горячих участков газопроводов, теплые – на местности III и IV, а холодные на II (трубы обваловывают непучинистым грунтом), III и IV.

На местности II типа для теплых участков в конструкции используется тепловая изоляция в виде дополнительной отсыпки грунта или плоского экрана под трубой. Горячие участки на местности II – IV типов прокладывают с термоохладителями и теплоизоляцией.

Надземная прокладка осуществляется в местности I и II типов на высоких и низких опорах. Теплые и горячие участки газопровода прокладывают на низких опорах в пределах II типа местности и теплые на местности I типа.

На высоких опорах прокладываются горячие участки газопровода в пределах I типа местности. Металлическая или железобетонная конструкция считается опорой, расположенная между фундаментом и трубой.

Опоры бывают в виде эстакад, рам, ригелей и т.п. Подразделяются на подвижные (роликовые, катковые, скользящие и др.) и неподвижные (мертвые), обеспечивающие свободное перемещение газопровода при температурном сокращении или удлинении трубы.

2.6 Способы прокладки газопроводов в вечномерзлых грунтах

При строительстве газопровода важно учитывать изменчивость физико-

механических характеристик в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов. К разрушению и потере устойчивости ведет образование ореолов оттаивания грунта вокруг газопровода, снижающих его несущую способность. Повторное замерзание оттаявшего грунта происходит при отрицательных температурах, приводящее к пучению мерзлых пород, которое несет разрушительный характер.

При отдалении от станции перекачки температура продукта уменьшается. Отсюда следует, что даже при однородном типе мерзлоты условия работы газопровода, по его длине, будут различными. На горячем участке происходит периодическое оттаивание, а на теплом – замерзание.

На основании теплотехнических расчетов проектируются мероприятия по ограничению промораживания сезонноталого слоя грунта в основании газопровода и зоны оттаивания.

На многолетнемерзлых грунтах применяют все существующие конструктивные схемы укладки газопроводов, а именно: надземная, наземная и подземная[3].

В связи со сложными геоморфологическими, геокриологическими и геологическими условиями прохождения трассы газопровода рассматривают два типа прокладки газопровода в соответствии с требованиями СНиП III-42-80 и СНиП 2.05.06-85 [1]: надземный и подземный. Схемы наземной и подземной прокладки газопровода представлены на рисунках 4 и 5 [4].

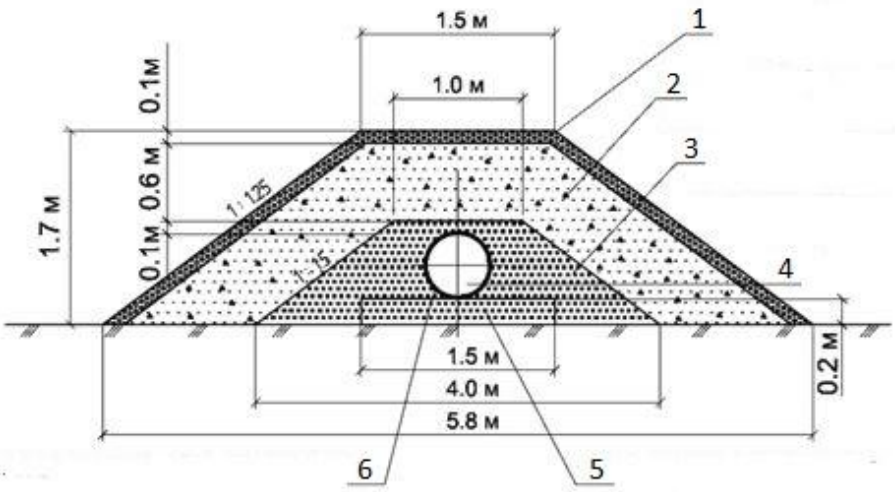

Рисунок 4 – Наземная прокладка газопровода

1 – крепление обсыпки трубопровода мохово-дерновым слоем; 2 – обсыпка привозным минеральным грунтом; 3 – обсыпка привозным песчаным грунтом; 4 – трубопровод; 5 – основание трубопровода из песчаного грунта; 6 – теплоизоляция пенополистероловыми экранами ППУ 308 Н.

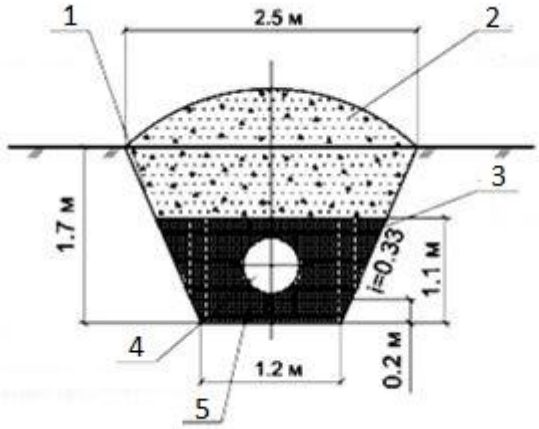

Рисунок 5 – Подземная прокладка трубопровода

1 – засыпка грунтом от разработки траншеи; 2 – устройство валика из грунта от разработки траншеи; 3 – обсыпка привозным песчаным грунтом; 4 – трубопровод; 5 – основание под трубопровод из привозного песчаного грунта.

Подземная укладка трубопроводов предусмотрена преимущественно параллельно рельефу местности с заглублением до верхней образующей трубы или балластирующей конструкции не менее:

–0,8 м – на участках прокладки по землям Гослесфонда;

– на переходах через водные преграды глубина укладки принята не менее 0,5 м до верха балластирующей конструкции от линии возможного размыва, но не менее 1,0 м от отметок дна русла реки до верха трубы.

На переходах через естественные и искусственные препятствия глубина заложения увеличивается в зависимости от вида препятствия, инженерно-геологических характеристик грунтов и конструктивных решений.

В зависимости от геокриологических условий многолетнемерзлых грунтов, трубопровод укладываются:

– в грунтах, не теряющих при оттаивании несущей способности, и мал опрос ад очных грунтах, дающих небольшую осадку, при оттаивании не превы-

шающую 10% мощности оттаявшего слоя (I категория просадочности) – на глубину не менее 1.5 м (с учетом подушки 0,1 м);

– в льдонасыщенных грунтах II и III типов просадочности – с укладкой трубопровода на устойчивое основание (коренные породы, ММГ I типа про
садочности) ниже грунтов, подверженных пучению. При этом максимальная глубина траншеи не должна превышать четырех метров.

На участках распространения криогенных грунтовых явлений (просадочность II-III типов, солифлюкция. термокарст и т.п.) прокладка трубопровода выполняется в многолетнемерзлом грунте ниже границы сезонно-талого слоя.

Разработка траншеи осуществляется роторными или одноковшовыми экскаваторами с предварительным рыхлением грунта механическим способом или взрывом мелкошпуровыми зарядами.

Наземная укладка предусмотрена на участках трассы, сложенных подземными «погребенными» льдами с наличием повторно-жильных льдов.

Укладка трубопровода предусмотрена наземно, в обваловке. При прокладке газопровода в обваловании должны быть соблюдены следующие условия:

– использование разведанных песчаных карьеров мягкого и минерального грунта на стадии строительства I и II ниток действующих газопроводов для выполнения обвалования наземных участков;

– предусмотреть устройство водопропусков в местах понижения рельефа местности;

– устройство постоянных переездов через газопровод, из расчета, в среднем 1 переезд на каждые 2 км трассы.

Производство земляных работ, сборку, сварку и контроль качества сварных швов, изоляционные и трубоукладочные работы при строительстве газопровода следует выполнять в соответствии с действующими нормативными документами - СНиП Ш-42-80*, СНиП 3.02.01-87. ГОСТ
16037-80, ВСН 004-88, ВСН 005-88, ВСН 006-89, ВСН 011-88, ВСН 012-88 [10].

Для обеспечения уровней напряжений и деформаций в металле труб в допустимых пределах, установлена минимальная температура воздуха минус 40 °С,

ниже которой не допускается укладка в траншею плетей протяженностью более 300 м, замыкание захлестов и засыпка уложенного трубопровода [4].

2.7 Методы балластировки газопроводов в условиях Крайнего Севера

Для обеспечения эксплуатационной надежности и трубопровода на проектных отметках производится его закрепление или балластировка.

Для этого используют конструкции, использующие пассивное давление (отпор) грунта в основании траншеи и конструкции, создающие давление на трубопровод (пригрузку)

В зависимости от конкретных условий участка трассы трубопровода, уровня грунтовых вод, характеристик грунтов и схемы прокладки

трубопровода применяются следующие способы и конструкции балластировки и закрепления трубопроводов:

- анкерные устройства винтового, раскрывающего типа (ВАУ, АР), а также вмораживаемые;
- групповой способ установки железобетонных утяжелителей и анкерных устройств;
- повышенное заглубление трубопровода.
- железобетонные утяжелители охватывающего типа УБО и клиновидные типа 1-УБКм;
- минеральный грунт, в том числе с применением рулонных нетканых синтетических материалов (НСМ);
- полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ); Железобетонные утяжелители охватывающего типа УБО

изготавливаются по ТУ 102-300-81. Утяжелители типа УБО (рисунок 6, а) состоят из двух железобетонных блоков, двух металлических, защищенных изоляционным покрытием, или мягких, изготовленных из долговечного синтетического материала, соединительных поясов.

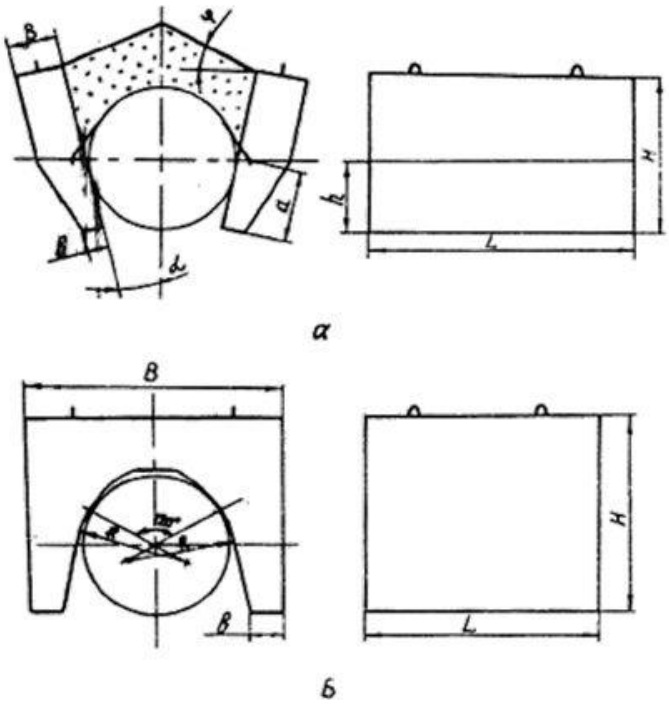

Рисунок 6 – Схемы конструкций железобетонных утяжелителей: а - утяжелитель типа УБО; б - утяжелитель типа 1-УБКм

Техническая характеристика утяжелителя типа УБО приведена в табл. 1. Железобетонные утяжелители клиновидного типа 1-УБКм изготавливаются по ТУ 102-421-86. Утяжелитель представляет собой седловидный железобетонный блок (рисунок 6, б), поверхность которого, примыкающая к трубопроводу, образована двумя взаимно пересекающимися цилиндрическими поверхностями с радиусом больше, чем радиус трубы.

Техническая характеристика утяжелителя типа УБК приведена в табл.2[7].

Таблица 1 – Техническая характеристика утяжелителя типа УБО [5]

Диаметр трубопровода, мм	Марка утяжелителя	Габаритные размеры блока, мм						Объем бетона, м³	Масса утяжелителя, кг
		H	*a*	*B*	*L*	*h*	*b*		
1420	УБО-1420-12	1600	600	600	1200	800	150	1,88	4324
1220	УБО-1220-13,5	400	550	600	1350	700	150	1,84	4232
1020	УБО-1020-15	1100	450	550	1500	600	150	1,46	3358
820	УБО-1020-15	1100	350	550	1500	600	150	1,46	3358
720	УБО-1020-15	1100	300	550	1500	600	150	1,46	3358
530	УБО-530-10	700	230	300	1000	300	100	0,36	828

Примечание. Масса утяжелителя определена для плотности бетона, равной 2300 кг/м^3.

Таблица 2 -Техническая характеристика утяжелителя типа УБК [5]

Диаметр трубопровода, мм	Марка утяжелителя	Габаритные размеры утяжелителя, мм					Объем бетона, м^3	Масса утяжелителя, кг
		L	*H*	*B*	*R*	*b*		
1420	1-УБКм-1420-10	1000	1760	2400	1100	400	2,51	6020
1220	1-УБКм-1220-9	900	1570	2000	1100	290	1,69	4060
1020	1-УБКм-1020-9	900	1370	1840	1100	300	1,49	3580
820	1-УБКм-820-9	900	1120	1600	1000	300	1,12	2690
720	1-УБКм-720-9	900	1030	1500	800	310	1,03	2470
630	1-УБКм-720-9	900	1030	1500	800	310	1,03	2470
530	1-УБКм-529-9	900	760	1300	800	310	0,69	1660
478	1-УБКм-529-9	900	760	1300	800	310	0,69	1660
426	1-УБКм-426-9	900	690	1100	800	250	0,55	1320
377	1-УБКм-426-9	900	690	1100	800	250	0,55	1320

Примечание. Масса утяжелителя определена для плотности бетона 2400 кг/м^3.

Полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ) с грунтовым заполнителем (рисунок 7) изготавливаются по ТУ 6-19-210-82 и представляют

собой соединенные четырьмя силовыми лентами два контейнера из мягкого долговечного синтетического рулонного материала с металлическими распорными рамками.

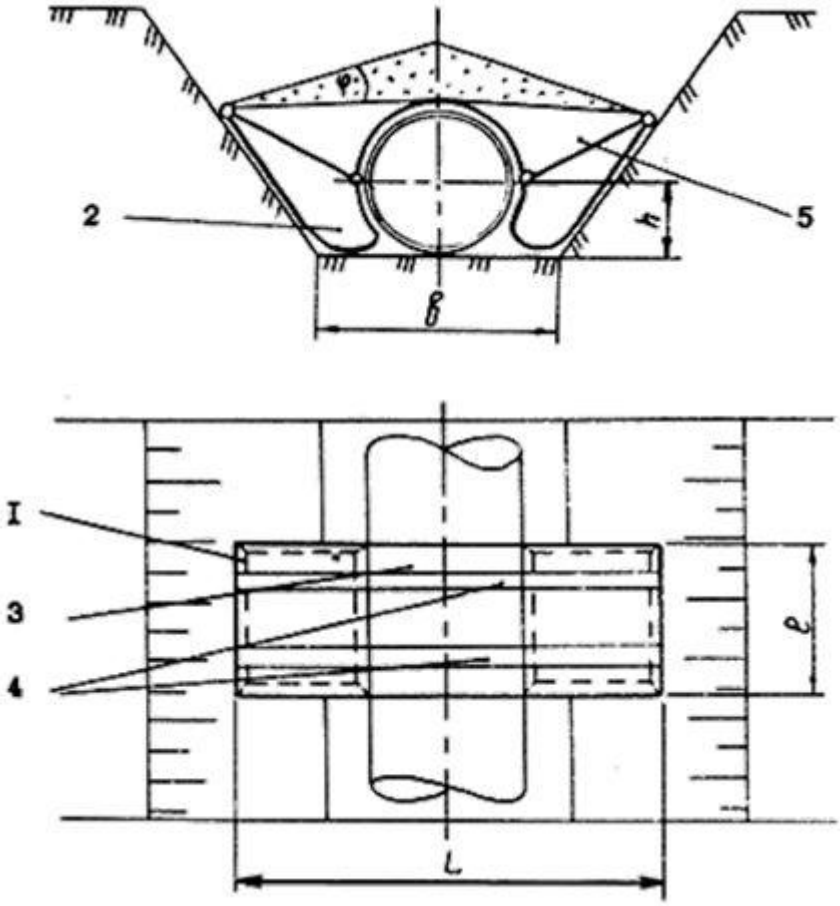

Рисунок 7 – Схема конструкции полимерно-контейнерного балластирующего устройства: 1 - рамка жесткости; 2 - емкость из мягкой ткани; 3 - нижняя грузовая лента; 4 - верхняя грузовая лента; 5 - противоразмывная перегородка

Ленты изготавливаются из синтетического материала. Между лентами вшиты вертикальные противоразмывные перегородки.

Для увеличения производительности труда и учета в балластировке массы грунта засыпки траншеи железобетонные утяжелители и ПКБУ устанавливают групповым способом.

Балластировка трубопроводов грунтом производится путем увеличения глубины траншеи. В зависимости от характеристик грунтов обратной засыпки и диаметра трубопровода достигается частичная или полная величина нормативной

интенсивности балластировки.

Таблица 3 – Техническая характеристика ПКБУ

Диаметр трубопровода, мм	Габаритные размеры устройства, мм			Объем грунта в комплекте, мм
	L	*h*	*l*	
1420	4200	600	1500	5,1
1220	3800	600	1500	4,1
1020	3000	450	1500	2,6
820	2400	350	1500	1,7
720	2300	350	1500	1,4

Балластировка трубопроводов грунтом с применением нетканого синтетического материала (НСМ) выполняется по схемам рисунока 8. В зависимости от характеристик грунта балластировка осуществляется по всей длине трубопровода или отдельными участками.

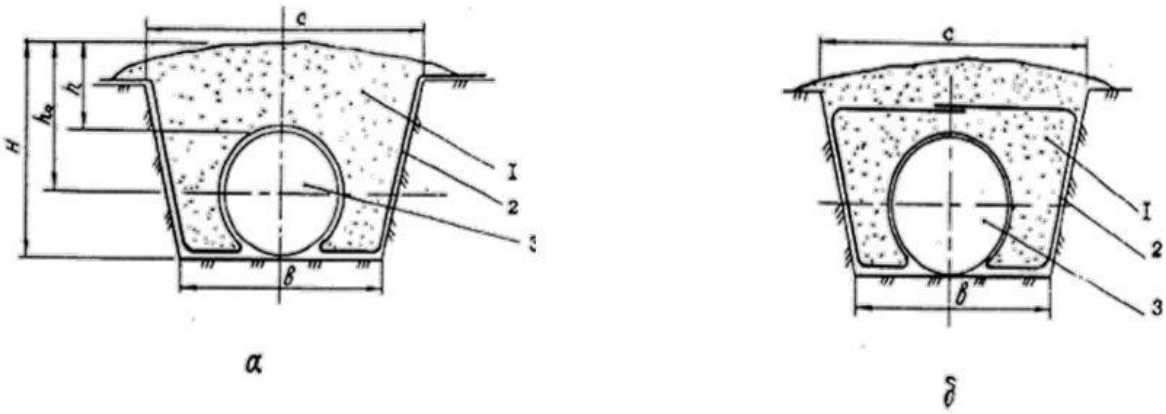

Рисунок 8 – Схемы балластировки трубопроводов грунтом с применением НСМ: а - для песчаных; б - для глинистых; 1 - минеральный грунт; 2 - полотно из НСМ; 3 - трубопровод

В качестве балластирующего устройства может применяться грунт, закрепленный добавками вяжущих компонентов по ТУ 38-101960-83 (тяжелые крекинг-остатки, битумы и т. д.). Балластировка трубопроводов закрепленным грунтом выполняется в виде перемычек совместно с железобетонными утяжелителями или анкерными устройствами (рисунок 9) [7].

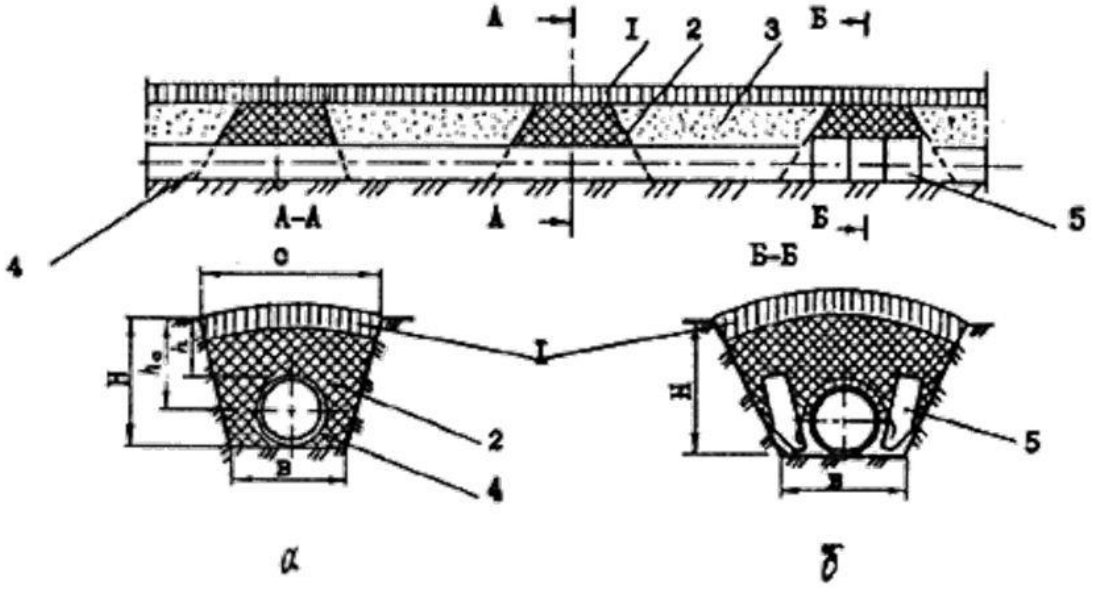

Рисунок 9 – Схема конструкций балластных перемычек:

а - балластная перемычка из закрепленного грунта; б - комбинированный способ балластировки; 1 - рекультивируемый слой грунта; 2 - закрепленный грунт; 3 - минеральный грунт; 4 - трубопровод; 5 - утяжелители типа УБО

Винтовые анкерные устройства типа ВАУ-1 (рисунок 10) изготавливают по ТУ 102-164-80 и рабочим чертежам ВНИИСТа. ВАУ-1 состоит из двух винтовых анкеров, двух анкерных тяг и силового пояса.

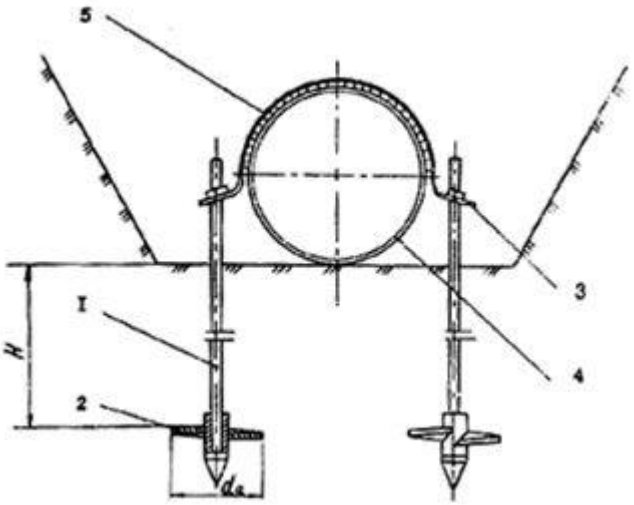

Рисунок 10 – Схема конструкции винтового анкерного устройства типа ВАУ: 1 - тяга анкерная; 2 - винт анкера; 3 - силовой пояс; 4 - трубопровод; 5 - прокладка

Свайные анкерные устройства раскрывающегося типа АР-401 и АР-401В изго

тавливаются по ТУ 102-318-82 и рабочим чертежам Тюменского филиала СКБ “Газстроймашина”. Анкерные устройства типа АР состоят из двух свайных анкеров и силового пояса (рисунок 11). Свайный анкер состоит из тяги, выполненной из трубы диаметром 168 мм или металлической полосы, к которой шарнирно крепятся лопасти, расположенные попарно в два яруса.

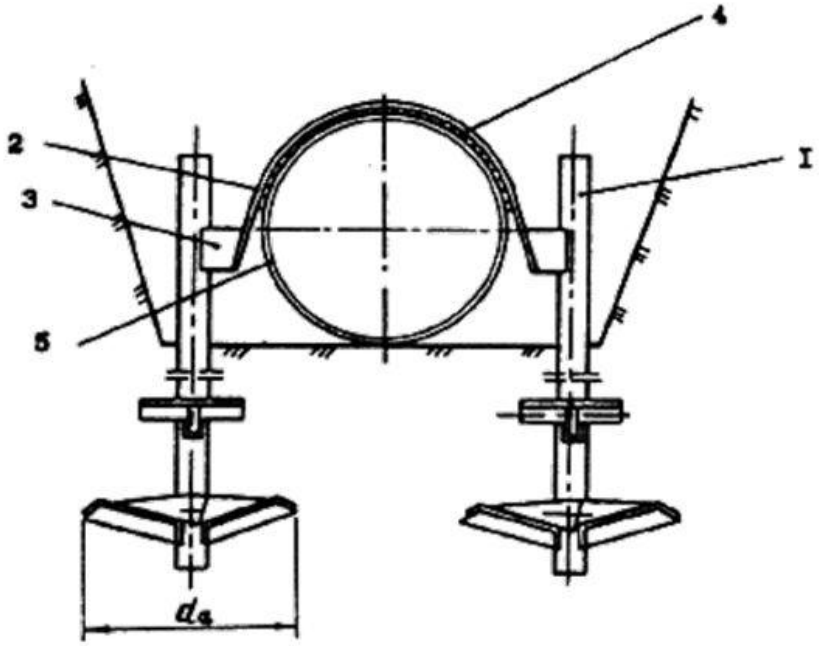

Рисунок 11 – Схема конструкции раскрывающегося анкерного устройства типа АР-401:

1 - анкер раскрывающийся; 2 - прокладка; 3 - хомут; 4 - мат; 5 - трубопровод

Вмораживаемые анкерные устройства дискового и стержневого типов изготавливаются по ТУ 102-455-88 и рабочим чертежам ВНИИСТа, ССО Центртрубопроводстрой.

Анкерное устройство дискового типа (рисунок 12) состоит из двух тяг с круглыми дисками, расположенными на определенном расстоянии друг от друга, двух ограничителей усилий и силового пояса.

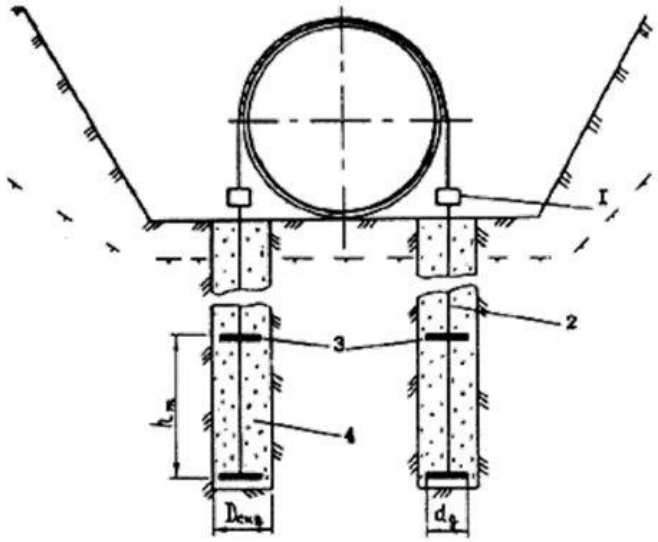

Рисунок 12 – Схема конструкции вмораживаемого анкерного устройства дискового типа:

1 - ограничитель усилий; 2 - тяга; 3 - металлические диски; 4 - грунтовый раствор

Анкерное устройство стержневого типа (рисунок 13) отличается от предыдущего тем, что в нем о тсутствуют диски, а тяги выполнены из арматуры периодического профиля. Ограничители усилий в анкерном устройстве применяются в случае закрепления трубопроводов, прокладываемых в пучинистых грунтах.

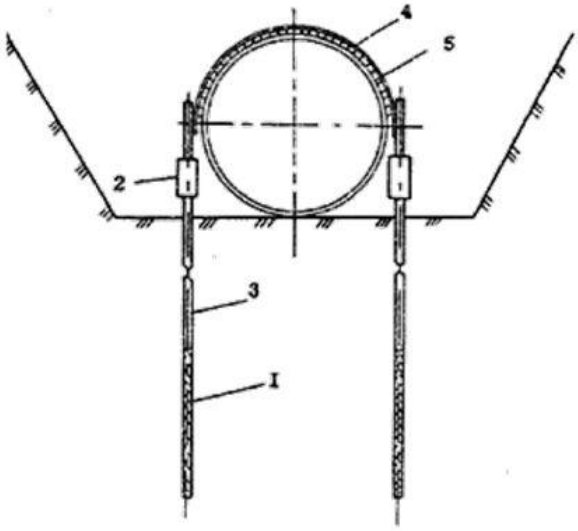

Рисунок 13 – Схема конструкции стержневого анкерного устройства: 1 - стержневой анкер; 2 - компенсатор; 3 - тяга; 4 - силовой пояс; 5 - футеровочный мат

Применяемые конструкции и способы балластировки и закрепления трубопроводов определяются проектной организацией и отражаются в проекте (рабочем проекте), исходя из следующих основных факторов:

- характера и типа грунтов (их прочностных и деформационных характеристик);
- глубины траншеи;
- уровня грунтовых вод;
- глубины и типа болот;
- условий рельефа местности;
- схемы прокладки;

методов и сезона производства строительно-монтажных работ;

экономической целесообразности.

Балластировку трубопроводов железобетонными утяжелителями типов УБО и УБК можно производить на болотах всех типов, независимо от их глубины, вечномерзлых грунтах, поймах рек. При этом экономически целесообразно применять утяжелитель типа УБО в том случае, если имеется возможность использовать в качестве дополнительного балласта грунт засыпки траншеи.

Закрепление трубопроводов винтовыми анкерными устройствами ВАУ-1 можно производить на болотах, глубина которых равна или меньше глубины траншеи, при этом до засыпки траншеи должно быть обеспечено проектное положение трубопровода. Подстилающие болото грунты должны обеспечивать экономически целесообразную несущую способность винтовых анкеров. Также винтовые анкерные устройства следует применять для закрепления трубопроводов, прокладываемых на участках с прогнозируемым обводнением.

Анкеры раскрывающегося типа АР-401 и АР-401В можно применять для закрепления трубопроводов, прокладываемых на болотах и обводняемых территориях, при этом верхние лопасти анкеров после их раскрытия должны находиться в минеральном грунте на глубине не менее 3 м.

Винтовые анкерные устройства преимущественно применяются на болотах, подстилаемых песчаными и супесчаными грунтами, а анкеры раскрывающегося

типа АР - глинистыми и суглинистыми грунтами.

Железобетонные утяжелители и анкерные устройства применяются для балластировки и закрепления подводных переходов шириной 50 м и менее и проектируемых с учетом продольной жесткости труб. При этом утяжелители или анкерные устройства устанавливаются на неразмываемых береговых участках.

Полимерно-контейнерные балластирующие устройства применяются для балластировки трубопроводов, прокладываемых на обводненных и с прогнозируемым обводнением участках трассы. При заполнении контейнеров

привозным минеральным грунтом эти устройства допускается применять и на болотах глубиной не более глубины траншеи.

Балластировку трубопроводов закрепленными грунтами можно производить на участках обводненной и с прогнозируемым обводнением территории при условии отсутствия воды в траншее в процессе производства работ (производство работ в зимнее время, удаление воды техническими средствами и т. д.).

Балластировку трубопроводов грунтом с применением нетканых синтетических материалов (НСМ) можно производить на участках с прогнозируемым обводнением, на обводненных и заболоченных участках трассы, на вечномерзлых грунтах при условии отсутствия воды в траншее в процессе производства работ (производство работ в зимнее время, удаление воды техническими средствами и т. д.).

Балластировку грунтом с применением НСМ по схеме рисунка 8 ,а производят при прокладке трубопроводов в песчаных грунтах, по схеме рисунка 8 ,б - в глинистых.

Закрепление трубопроводов вмораживаемыми анкерными устройствами производят в твердомерзлых песчаных и глинистых грунтах, включая болота с мощностью торфяного покрова не более глубины траншеи при условии, что несущие элементы вмораживаемых анкеров должны находиться в вечномерзлом грунте в течение всего срока их эксплуатации [6].

Одним из условий надежной работы газотранспортных систем является обеспечение устойчивого положения подземного газопровода на проектных

отметках. Установлено, что при использовании традиционных средств балластировки, например: утяжелители бетонные охватывающие (УБО), утяжелители бетонные клиновидные (УБК) и закрепления (винтовые и вмораживаемые анкеры), это условие часто невыполнимо.

Задача обеспечения высокого уровня надежности и эффективности функционирования магистральных газопроводов является комплексной проблемой. Одна из причин ухудшения работоспособности газопровода – его всплытие со сбросом утяжелителей.

Проблему устойчивости магистральных газопроводов необходимо решать не только на стадии производства, но и, как показывает практика, в периодах эксплуатации, когда проявляются участки с нарушением проектного положения.

Разработка методов повышения устойчивости северных газопроводов, включающая оценку работоспособности средств закрепления трубопроводов в сложных условиях и рекомендации по обеспечению их устойчивости, является актуальной как для строящихся, так и для действующих систем магистральных газопроводов и выполняется в соответствии с приоритетными направлениями развития науки и техники ОАО "Газпром".

В северных районах страны МГ на балластируемых участках на значительной протяженности находятся выше проектных отметок - оголены или всплыли со сбросом утяжелителей. Обследование трасс показывает, что первоначально всплывают балластируемые участки на углах поворота оси газопровода в плане. В период следующего паводка, когда уровень воды превышает отметку средней образующей всплывшего ранее участка газопровода, последний, повторно всплывая, увлекает за собой прилегающие подземные участки газопровода, в результате длина всплывшего участка увеличивается, как принято говорить, "растет". Таким образом, в течение ряда лет газопровод может всплыть (и всплывает) на протяжении всего обводненного участка.

Основная причина - негативное влияние продольных (и, как следствие, поперечных) перемещений газопроводов в грунте на работу системы газопровод - утяжелители.

Как правило, в северных, да и в других районах работы по строительству МГ на болотах и заболоченных участках проводятся зимой, а ввод газопровода в эксплуатацию - летом. В результате положительных приращений температуры (например, было минус 20°С, стало плюс 40°С, приращение 60°С) и давления

(было 0, стало 7,5 МПа) в первый весенне-летний период трубопровод удлиняется.

При использовании УБК, монтируемых на газопроводе диаметром 1420 мм с шагом в осях 1,5-2,5 м, защемленный в грунте засыпки утяжелитель не может переместиться вместе с газопроводом в поперечном на правлении, сохраняя устойчивость и балластирующую способность (рисунок 14).

Снижение балластирующей способности утяжелителей в сочетании с уменьшением глубины заложения газопровода в грунт в результате его возвратно-поступательных поперечных перемещений приводит к всплытию газопровода первоначально на участке угла поворота, что инициирует, как было отмечено, ежегодный рост длины всплывшего участка в период паводков.

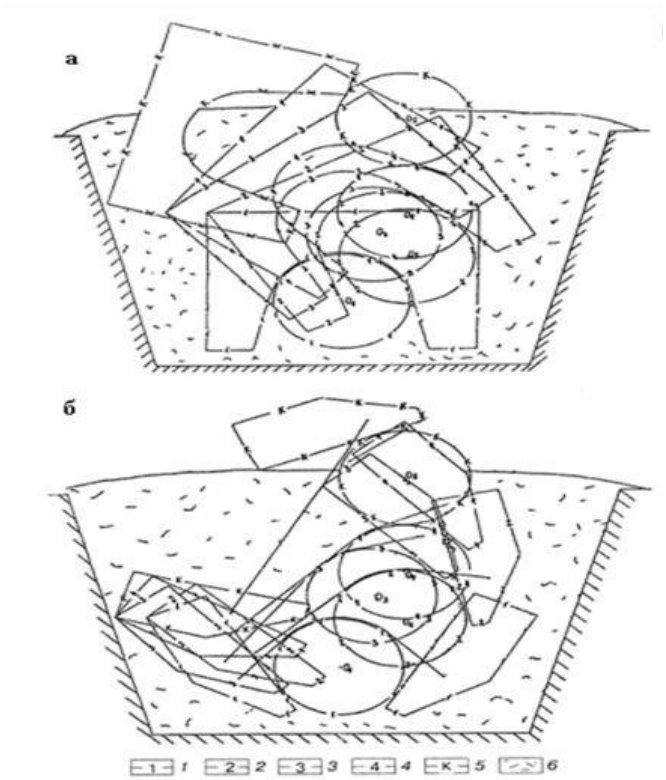

Рисунок 14 – Изменение пространственного положения утяжелителей УБК при поперечных перемещениях участка газопровода (горизонтальный угол – на

переходе через болото протяженностью 2 км): 1- проектное положение газопровода и утяжелителя; 2-положение газопровода и утяжелителя на первой стадии всплытия; 3-то же, на второй стадии всплытия; 4- то же, на третьей стадии всплытия; 5-газопровод всплыл; 6- траншея для газопровода диаметром 1420 мм

При перемещениях газопровода в продольном направлении утяжелители УБК, зафиксированные в грунте засыпки и потому не имеющие возможности перемещаться вместе с газопроводом, несмотря на применение защитных подкладок повреждают изоляционное покрытие газопровода, так как они имеют малую поверхность контакта с газопроводом и, следовательно, большое удельное давление на изоляционное покрытие (стенку) газопровода (около 1 МПа).

При использовании УБО, монтируемых на газопроводе диаметром 1420 мм с шагом в осях 1,9 -2,5 м, возвратно-поступательные поперечные перемещения вершины угла из гнутых кривых также приводят к сбросу утяжелителей (рис. 14, б).

При продольных перемещениях газопровода (блоки утяжелителей зафиксированы в грунте засыпки и не могут перемещаться вместе с газопроводом) соединительные пояса, обжатые на поверхности газопровода весом блоков утяжелителей и грунта засыпки над ними (около 4 т на каждый конец пояса), не могут сместиться по поверхности газопровода и перемещаются вместе с ним, что приводит к значительному увеличению усилий в соединительных поясах и, как следствие, при определенной величине перемещений, к разрушению утяжелителя (разрыв поясов, вырыв крюков из тела блоков утяжелителей) с последующим всплытием газопровода.

Во ВНИИСТе была поставлена задача: исследовать работу системы газопровод диаметром 1420 мм - утяжелитель УБО при продольном перемещении газопровода в грунте; выявить численную величину допустимых перемещений газопровода с целью уточнения области применения утяжелителей УБО.

Установлена предельная величина перемещений подземного трубопровода, равная 40 мм, при которой допускается применение железобетонных утяжелите-

лей. При использовании мягких соединительных поясов (из технической ткани) утяжелителей УБО эта величина составляет 50 мм. Для грубого расчета протяженность участков (где допускается применение железобетонных утяжелителей) от границы болота для трубопровода диаметром 1420 мм, при оговоренных приращениях температуры трубопровода и давления продукта, составляет: 40 м − при металлических соединительных поясах;50 м − при мягких. На остальном протяжении балластируемого участка следует применять утяжелители, отвечающие двум принципиальным подходам.

1. Утяжелитель (утяжеляющее покрытие) должен перемещаться в грунте вместе с трубопроводом без взаимных смещений, при этом утяжелитель должен иметь малое лобовое сопротивление, а лучше не иметь его, и надежное сцепление (защемление) с трубопроводом. К таким утяжелителям следует отнести:

− обетонирование; − кольцевые бетонные утяжелители и чугунные грузы.

2. Трубопровод должен свободно перемещаться под утяжелителем (седлового типа) или под соединительным поясом утяжелителя (охватывающего типа) без разрушения (повреждения) утяжелителя и (или) изоляционного покрытия трубопровода.

Такие утяжелители могут (должны) иметь низкое удельное давление на поверхность трубопровода. К ним следует отнести (из известных): грунтозаполняемые полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ) и контейнер текстильный (КТ) с удельным давлением не более 0,02 МПа; способ балластировки грунтом с применением прослоек (ковров) из геотекстильного иглопробивного полотна.

Исследования показали, что широко применяемые железобетонные утяжелители УБО и УБК не удовлетворяют ни одному из двух принципов, следовательно, их применение следует максимально ограничить [8].

Метод балластировки с применением эластичных геотекстильных материалов (ГТМ) зарекомендовал себя с положительной стороны в условиях многолетнемерзлых пород (ММП). Длительная работоспособность ГТМ в грунтовых

условиях объясняется их высокой стойкостью и достаточной эластичностью, допускающими без нарушения целостности материала значительные перемещения трубопровода и одновременно предотвращающими размывы грунта-балласта, размещенного в замкнутых полостях ковров из ГТМ.

Технология балластировки состоит в раскладке ковров поперек газопровода с торцевым нахлестом, засыпке грунтом из отвала в расчетном количестве с последующим перекрытием грунта-балласта свободным краями ковров и термоспайкой их продольных и поперечных кромок в соответствии с техническим решением, защищенным патентом №2227857 на изобретение (рисунок 15).

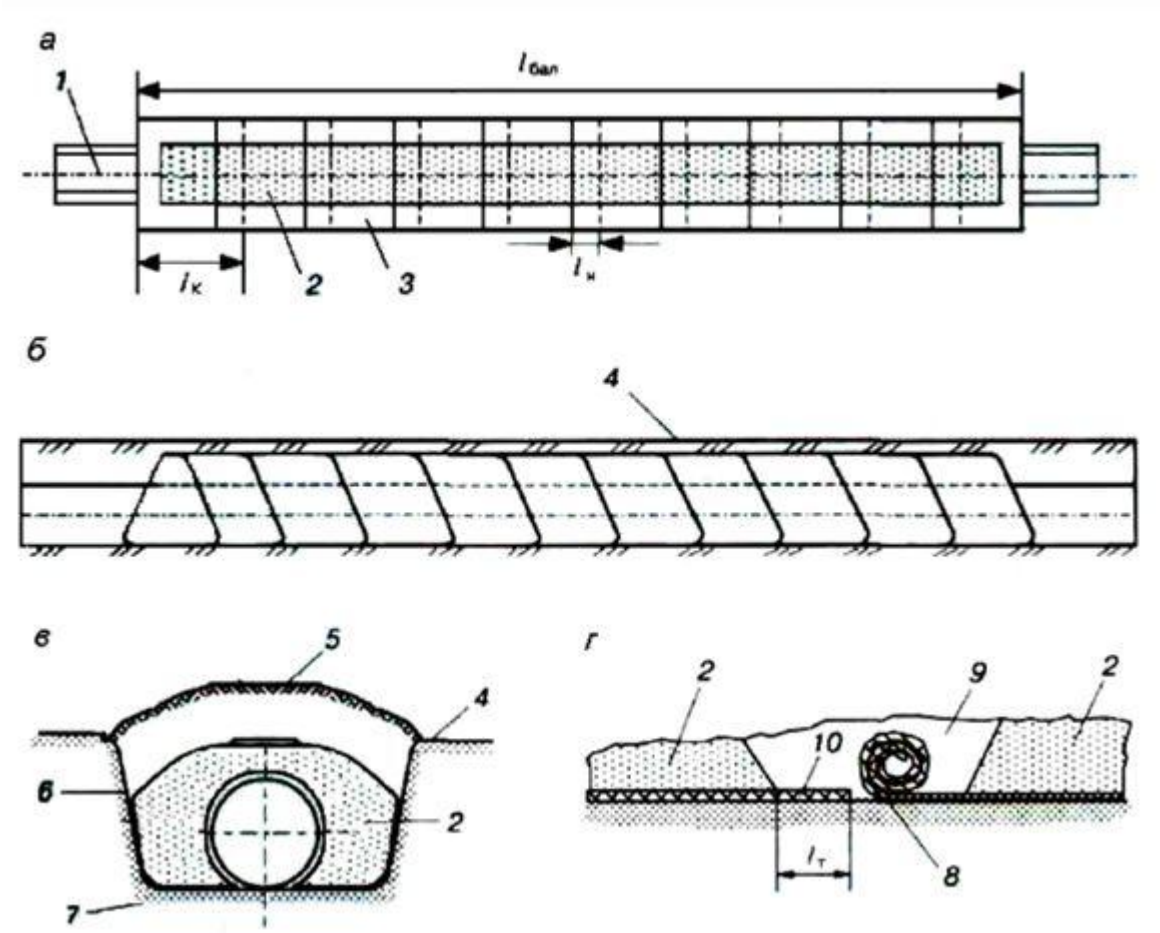

Рисунок 15 – Схема балластировки газопровода в соответствии с патентом:
а – вид сверху; б – вид сбоку; в – поперечное сечение; г – фрагмент продольного разреза участка стыковки блоков засыпки; 1 – газопровод; 2 – грунт засыпки; 3 – ковер ГТМ; 4 – берма траншеи; 5 – валик засыпки; 6 – боковые стенки траншеи; 7 – дно траншеи; 8 – рулон; 9 – промежуток между коврами; 10 – торцевой участок ковра

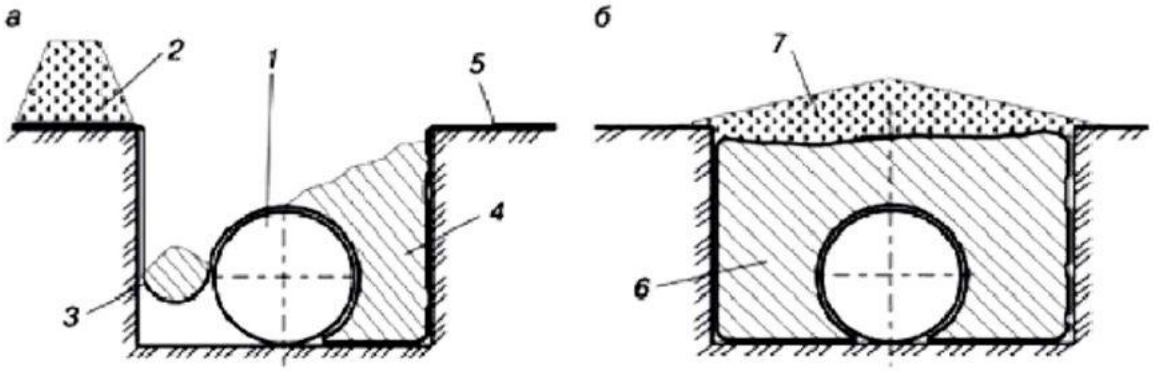

Рисунок 16 – Поперечные сечения прокладки газопровода с применением ГТМ в процессе засыпки (а) и по ее окончании (б):
1 – газопровод; 2 – грунтовая засыпка; 3 – фрагмент левого блока засыпки; 4 – правый блок засыпки; 5 – ковер ГТМ; 6 – левый блок засыпки; 7 – наружный валик засыпки

Второе техническое решение касается применения ГТМ на уклонах трассы свыше 5°, сложенных размываемыми слабонесущими грунтами в районах распространения многолетней мерзлоты (рисунок 17).

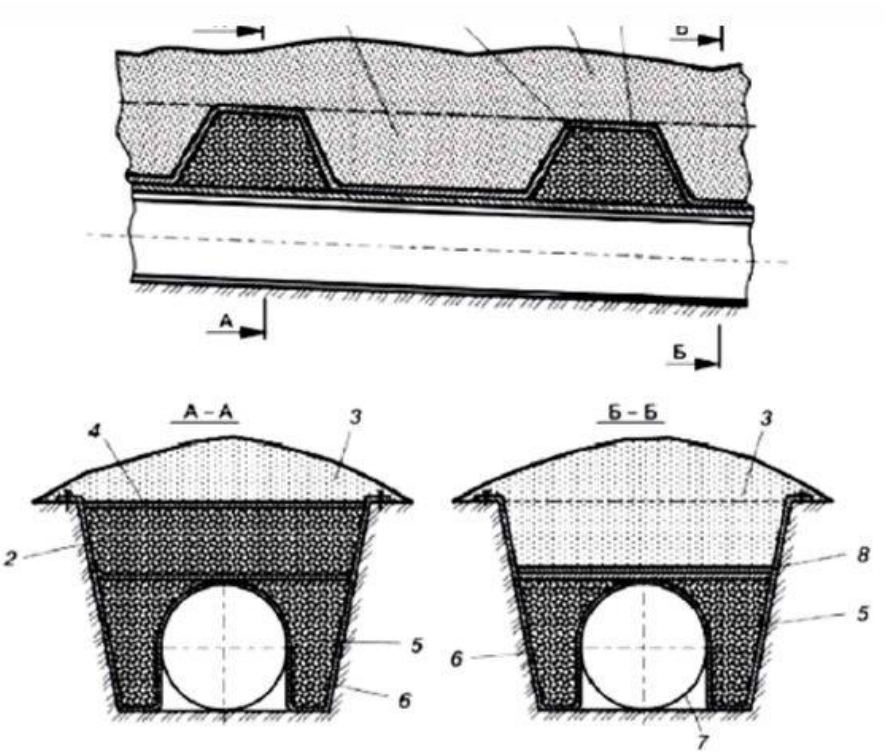

Рисунок 17 – Схема прокладки газопровода на уклонах трассы:

1 – грунт из отвала; 2 – грунт-балласт; 3 – наружный валик засыпки; 4 – гибкий ковер; 6 и 8 – гибкий ковер ГТМ; 7 - трубопровод

Применение данных конструкций способов балластировки на базе НСМ - ГТМ позволит значительно снизит материальные и трудовые затраты при строительстве газотранспортных систем в условиях Крайнего Севера, обеспечивая надежность эксплуатации магистральных газопроводов в сложных условиях [9].

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Гидравлический расчет газопровода

Для расчета взят участок магистрального газопровода на трассе «СВГКМ-Якутск».

Гидравлический расчет по сжатому профилю трассы проводим по следующим общим данным:

- производительность Q=1533 *млн.м^3/год*;
- длина трубопровода L= 936*км*;
- давление рабочее P_1=6,0 *МПа*;
- давление в конце участка P_2=4,2 *МПа*;
- температура газа в начале участка t_1=20 *°С*;
- температура газа в конце участка t_2=-7 *°С*;
- начальные и конечные нивелировочные отметки не превышают 100 метров;
- данные состава газа представлены в таблице 4.

– *Таблица 4*

Состав газа

Компоненты	**Молекулярный состав, %**	**Молярная масса, *кг/моль***	**Динамическая вязкость, *Па·с·10^{-7}***	**Критическая температура, *К***	**Критическое давление, *МПа***	**Плотность, *кг/м^3***	**Теплоемкость, *Дж/(кг·К)***
метан	92,65	16	103	181	4,58	0,7168	2167
этан	5,235	30	86,03	305,4	4,82	1,344	1648
пропан	1,207	44	75,05	368,8	4,94	1,967	1551
изобутан	0,102	58	69,06	425	3,49	2,598	1590
пентан	0,054	72	61,99	470	3,23	3,221	
диоксид углерода	0,050	44	138,03	134,1	3,62	1,9768	815
Азот и редкие газы	0,577	28	166,08	126	3,46	1,2505	1040

Гидравлический расчет газопровода будем выполнять согласно ОНТП 51-1-85 «Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы».

Методика гидравлического расчета магистральных газопроводов включает в себя:

- определение пропускной способности и производительности МГ;
- расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков;
- расчет толщины стенки газопровода

3.1 Определение пропускной способности и производительности магистральных газопроводов

Пропускной способностью магистрального газопровода называется количество газа, которое может быть передано по газопроводу в сутки при стационарном режиме, максимально возможном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов и принятых расчетных параметрах (рабочее давление, коэффициент гидравлической эффективности, температура окружающего воздуха и грунта, температура охлаждения газа и т.п.)

Следует различать оценочную и проектную пропускную способность магистральных газопроводов.

Оценочной пропускной способностью магистрального газопровода называется ориентировочное значение пропускной способности, определяемое в начальной стадии проектирования газопровода для последующего расчета возможных технологических вариантов транспорта газа.

Проектной пропускной способностью магистрального газопровода называется пропускная способность, соответствующая оптимальному техническому варианту.

Оценочную пропускную способность магистральных газопроводов следует находить по формуле:

$$q_0 = \frac{24Q_{МЧ} \cdot 10^{-6}}{K_и^0}, \quad (3.1)$$

где $Q_{МЧ}$ – максимальное часовое потребление газа (м^3/ч), определяемое по совмещенному графику газопотребления всеми потребителями, расположенными за рассчитываемым линейным участком;
$K^0_и$ – оценочный коэффициент использования пропускной способности.

$$K_и^0 = K_{ро} K_{нд}^0, \quad (3.2)$$

где$K_{ро}$ – коэффициент расчетной обеспеченности газоснабжения потребителей,;

$K^0_{нд}$ – оценочный коэффициент надежности газопровода, учитывающий необходимость компенсации снижения пропускной способности газопровода при отказах линейных участков и оборудования компрессорных станций.

Принимаем: $K_{ро}$=0,95 [30]; $K^0_{нд}$=0,98 [30]; $Q_{МЧ}$=*1533 м^3/ч.*

$$K_и^0 = 0{,}95 \cdot 0{,}98 = 0{,}931;$$

$$q_0 = \frac{24 \cdot 1533 \cdot 10^{-6}}{0{,}931} = 0.0395.$$

3.1.2 Расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков

Расчет будем вести методом последовательных приближений.

Задаем значение $T_{ср}$:

$$T_{ср} = \frac{1}{3}T_1 + \frac{2}{3}T_2, \quad (3.3)$$

гдеT_1 – температура газа в начале участка, ºК;

T_2 – температура газа в конце участка, ºК.

$$T_{ср} = \frac{1}{3} \cdot (20 + 273{,}16) + \frac{2}{3} \cdot (7 + 273{,}16) = 284{,}49K.$$

Определим среднее давление:

$$P_{cp} = \frac{2}{3}\left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2}\right); (3.4)$$

$$P_{cp} = \frac{2}{3}\left(6.0 + \frac{4.2^2}{6.0 + 4.2}\right) = 5{,}153 МПа.$$

Для проверки принятого значения T_{cp} нужно определить теплоёмкость газа и коэффициент Джоуля-Томсона.

Среднюю изобарную теплоемкость природного газа C_p с содержанием метана более 85% следует определять по формуле:

$$C_p = 1{,}696 + 1{,}838 \cdot 10^{-3} T_{cp} + 1{,}96 \cdot 10^6 \frac{(P_{cp} - 0{,}1)}{T_{cp}^3}; (3.5)$$

$$C_p = 1{,}696 + 1{,}838 \cdot 10^{-3} \cdot 284.49 + 1{,}96 \frac{(5.153 - 0{,}1)10^6}{284.49^3} = 2{,}649 кДж/кг \cdot К.$$

Среднее значение коэффициента Джоуля-Томсона D_i для газов с содержанием метана более 85% следует определять по формуле:

$$D_i = \frac{1}{C_p}\left(\frac{0{,}98 \cdot 10^6}{T_{cp}^2} - 1{,}5\right); (3.6)$$

$$D_i = \frac{1}{2{,}649}\left(\frac{0{,}98 \cdot 10^6}{284.49^2} - 1{,}5\right) = 4{,}0047 К / МПа.$$

Определим расчетное значение средней температуры газа:

$$T_{cp} = T_0 + \frac{T_1 - T_0}{\alpha L_0}\left(1 - e^{-\alpha L_0}\right) - \frac{D_i\left(P_1^2 - P_2^2\right)}{2\alpha L_0 P_{cp}}\left[1 - \frac{1}{\alpha L_0}\left(1 - e^{-\alpha L_0}\right)\right], (3.7)$$

гдеT_0 – расчетная температура окружающей среды, К.

При подземной прокладке газопровода значение T_0 должно приниматься равным среднему за рассматриваемый период температуры грунта $T_{гр}$ на глубине заложения оси трубопровода в естественном тепловом состоянии.

Принимаем T_0=273,16 *К*.

Определим коэффициент, характеризующий интенсивность снижения температуры газа по длине участка:

$$\alpha L_0 = C\frac{k_{cp} dL_0}{q_0 \Delta C_p 10^6}, \qquad (3.8)$$

где k_{cp} *– средний на участке общий коэффициент теплоотдачи от газа в окружающую среду, Вт/м²·К;*

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

L_0 *– расстояние между компрессорными станциями, км.*

Базовым параметром является относительная плотность газа *Δ*, или плотность газа при стандартных условиях $\rho_{ст}$, между которыми существует следующая связь:

$$\Delta = \frac{\rho_{см}}{1{,}205}. \qquad (3.9)$$

Плотность смеси газа при стандартных условиях (*кг/м³*) определяется из выражения(при 293,15 *К* и 0,1013 *МПа*):

$$\rho_{ст} = \sum_{i=1}^{n} \rho_{стi} N_{iмол} = \rho_{ст1} N_{1мол} + \rho_{ст2} N_{2мол} + \ldots + \rho_{стn} N_{nмол}, \qquad (3.10)$$

где $\rho_{стi}$ *– плотность при стандартных условиях i-го компонента смеси,кг/м³;*

$N_{iмол}$ *– молярная доля i-го компонента смеси (i = 1, 2…n).*

$$\rho_{ст} = 0{,}9265 \cdot 0{,}7168 + 0{,}05235 \cdot 1{,}344 + 0{,}01207 \cdot 1{,}967 + 0{,}00102 \cdot 2{,}598 + 0{,}00054 \cdot 3{,}221 +$$
$$+ 0{,}0005 \cdot 1{,}9768 + 0{,}00577 \cdot 1{,}2505 = 0{,}7865 кг/м^3;$$

$$\Delta = \frac{0{,}7865}{1{,}205} = 0{,}653.$$

Принимаем значение коэффициента C=0,225·10⁶ [30]; k_{cp}=2,0 *Вт/м²·К* [31]. L_0=50 *км*.

$$\alpha L_0 = 0{,}225 \cdot 10^6 \frac{2{,}0 \cdot 0{,}2905 \cdot 50}{0{,}4078 \cdot 0{,}692 \cdot 2{,}325 \cdot 10^6} = 0{,}1991;$$

$$T_{ср} = 273{,}16 + \frac{293{,}16 - 273{,}16}{0{,}1991}\left(1 - e^{-0{,}1991}\right) - \frac{4{,}0047\left(6^2 - 4.2^2\right)}{2 \cdot 0{,}1991 \cdot 2.649}\left[1 - \frac{1}{0{,}1991}\left(1 - e^{-0{,}1991}\right)\right] = 298{,}89K.$$

Расчётное и принятое значения $T_{ср}$ имеют большое расхождение (более 0,5 град). Выполняем уточнение характеристик газа и $T_{ср}$:

$$C_p = 1{,}696 + 1{,}838 \cdot 10^{-3} \cdot 298{,}89 + 1{,}96\frac{(1{,}256 - 0{,}1)10^6}{298{,}89^3} = 2{,}33 кДж/кг \cdot K;$$

$$D_i = \frac{1}{2{,}33}\left(\frac{0{,}98 \cdot 10^6}{298{,}89^2} - 1{,}5\right) = 4{,}064 K/МПа;$$

$$\alpha L_0 = 0{,}225 \cdot 10^6 \frac{2{,}0 \cdot 0{,}2905 \cdot 50}{0{,}4078 \cdot 0{,}653 \cdot 2{,}33 \cdot 10^6} = 0{,}1986;$$

$$T_{ср} = 273{,}16 + \frac{303{,}16 - 273{,}16}{0{,}1986}\left(1 - e^{-0{,}1986}\right) - \frac{4{,}064\left(1{,}6^2 - 0{,}832^2\right)}{2 \cdot 0{,}1986 \cdot 1{,}256}\left[1 - \frac{1}{0{,}1986}\left(1 - e^{-0{,}1986}\right)\right] = 298{,}3639K.$$

Расхождение (298,3-298,3639=0,0639) мало. Следовательно, можно принять $T_{ср}$=298,3639 *К* и проверить T_2.

$$T_2 = T_0 + (T_1 - T_0)e^{-\alpha L_0} - \frac{D_i\left(P_1^2 - P_2^2\right)}{2\alpha L_0 P_{ср}}\left(1 - e^{-\alpha L_0}\right); \qquad (3.11)$$

$$T_2 = 273{,}16 + (303{,}16 - 273{,}16)e^{-0{,}1986} - \frac{4{,}064\left(1{,}6^2 - 0{,}832^2\right)}{2 \cdot 0{,}1986 \cdot 1{,}256}\left(1 - e^{-0{,}1986}\right) = 280{,}46K.$$

По диспетчерским данным T_2=280,16 *К*, т.е. расхождение допустимо.

3.3 Расчет толщины стенки газопровода

Проведем расчет толщины стенки, а также проверку на прочность и устойчивость магистрального трубопровода.

Исходные данные:

- диаметр трубопровода наружный $D_н$ = 530 *мм*;
- расчетное рабочее давление $P_{раб}$ = 6,0 *МПа*;

– нормативные характеристики металла 13Г1С-У;

– температура монтажа расчетной схемы $t_м$ = -20 °*С*;

– температура эксплуатации трубопровода $t_э$ = 3 °*С*;

– глубина заложения трубопровода $h_{тр}$ = 3,0 *м;*

– радиус естественного изгиба трубопровода $\rho_и$ = 200 *м*;

– максимальная глубина воды *Н*=17,3 *м*.

Для проверки прочности и устойчивости подземного участка трубопровода рассчитанного на рабочее давление и определения толщины стенки предлагаются следующие общие данные:

– категория участка II;

– трубопровод диаметром 530 *мм* предполагается построен из труб Челябинского трубопрокатного завода со следующей технической характеристикой (таблица 5);

Таблица 5

Основные нормативные характеристики металла труб

Технические условия (рабочее давление) $P_{раб}$, *МПа*	Наружный диаметр трубы $D_н$, *мм*	Толщина стенки трубы δ, *мм*	Марка стали	Предел прочности $\sigma_{вр}$, *МПа*, (*кгс/мм*^{2})	Предел текучести $\sigma_{тек}$, *МПа*, (*кгс/мм*^{2})	Относительное удлинение ε, %	Ударная вязкость KCU при радиусе надреза 1 *мм*, *Дж/см*^{2}	Эквивалент углерода, %, не более	Испытательное давление $P_{зав}$, *кгс/мм*^{2}	Конструкция трубы и состояние поставки металла
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТУ 14-3-1698-2000	530	11,0	13Г1СУ	540 (55)	380,0 (39)	20	39,2 (-60°С)	0,46	84,81	Прямошовные трубы из нормализованной низколегированной стали

– изоляция трубопровода в два слоя лентой и оберткой типа

(плотность ленты «Полилен»=1046 *кг/м³*, плотность обертки «Полилен»=1028 *кг/м³*);

– грунт – суглинок.

Расчет толщины стенки участка газопровода ведется по методике отраженной в ВН 39-1.9-005-98.

Расчет минимальной толщины стенки морского газопровода под воздействием внутреннего давления следует производить по формуле:

$$\delta_{\min} \geq \frac{m \cdot (P_{раб} - P_0 - P_{гр}) \cdot D_н}{2 \cdot K \cdot \sigma_T}, \tag{3.12}$$

где *m – коэффициент надежности, принимаемый равный 1,1;*
K – расчетный коэффициент надежности;
P_0 – наружное гидростатическое давление, Н/мм²;
$P_{гр}$ – вертикальное давление грунта, Н/мм²;
σ_m – минимальное значение предела текучести металла труб, принимаемое по государственным стандартам и техническим условиям на стальные трубы, Н/мм².

Принимаем m=1; K=0,8

Наружное гидростатическое давление на трубу при фактической глубине воды определяется по формуле:

$$P_0 = H \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-6}, \tag{3.13}$$

гдеρ – плотность воды, кг/м³.

$$P_0 = 17{,}3 \cdot 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 10^{-6} = 0{,}1697 МПа;$$

$$P_{гр} = \gamma_{гр} h_{тр}, \tag{3.14}$$

где$\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта, кН/м³ (для расчетов принимается в среднем 19 кН/м³).

$$P_{гр} = 19 \cdot 10^3 \cdot 9 \cdot 10^{-6} = 0{,}171 МПа;$$

$$\delta_{\min} \geq \frac{1{,}1 \cdot (6 - 0{,}1697 - 0{,}171) \cdot 530}{2 \cdot 0{,}8 \cdot 380} = 5.4 мм.$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки участка трубопровода по сортаменту $\delta_{ном}$ = 11 мм.

Толщину стенки труб, определенную по формуле (3.39), следует принимать не менее 1/140 $D_н$, и не менее 4 мм — для труб условным диаметром свыше 200 мм.

$$\delta \geq \frac{D_н}{140}; (3.15)$$

$$11 мм > \frac{530}{140} = 3.78 мм.$$

Следовательно, оба условия выполняются.

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{вн} = D_н - 2\delta; (3.16)$$

$$D_{вн} = D_н - 2\delta = 530 - 2 \cdot 11 = 508 мм.$$

При этом толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина давления $P_и$, была бы не менее величины рабочего (нормативного) давления.

Каждая труба должна проходить на заводах-изготовителях испытания гидростатическим давлением $P_и$, *МПа*, в течение не менее 20 с, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающего в стенках труб кольцевое напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

При величине испытательного давления, на заводе-изготовителе менее требуемой должна быть гарантирована возможность доведения гидравлического испытания при строительстве до давления, вызывающего напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

Величина $P_и$ на заводе для всех типов труб должна определяться по величине нормативного предела текучести по формуле:

$$P_и = \frac{2\delta_{мин} R}{D_{вн}}, (3.17)$$

где R – расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95 % $R_2^н$, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, м.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений $R_1^н$ и $R_2^н$ следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

$$R_1^н = \sigma_{вр} = 540 МПа;$$

$$R_2^н = \sigma_т = 380 МПа.$$

Минимальную толщину стенки труб с наружным диаметром 530 мм принимаем равной 11 *мм*.

$$p_и = \frac{2 \cdot 0{,}011 \cdot 0{,}95 \cdot 380}{0{,}508} = 15.63 МПа.$$

Таким образом, $P_и = 15.63 МПа > P_{раб} = 6.0 МПа$ – условие выполняется.

3.4 Проверка газопровода на прочность

Проверка прочности подземных трубопроводов ведется согласно п. 8.23 СНиП 2.05.06-85*.

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении производим из условия:

$$\left| \sigma_{пр.N} \right| \le \psi_2 R_1, \ (3.18)$$

где $\sigma_{пр.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{пр.N} \ge 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр.N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (3.19)$$

где R_1 *– расчетное сопротивление растяжению, МПа;*

$\sigma_{кц}$ *– кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:*

$$\sigma_{кц} = \frac{nP_{раб} \cdot D_{вн}}{2\delta_н}, \quad (3.20)$$

где n *– коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по СНиП 2.05.06-85*,* $n = 1{,}10$;

$\delta_н$ *– номинальная толщина стенки трубы, м.*

$$\sigma_{кц} = \frac{1{,}1 \cdot 6 \cdot 508}{2 \cdot 11} = 152.4 МПа;$$

$$R_1 = \frac{R_1^н m}{k_1 k_н}, \quad (3.21)$$

где $R_1^н$ *– нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;*

m *– коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность;*

k_1 *– коэффициенты надежности по материалу;*

$k_н$ *– коэффициент надежности по назначению трубопровода.*

Принимаем m=0,75 [32]; k_1 = 1,34 [62]; $k_н$=1,00 [32].

$$R_1 = \frac{380 \cdot 0{,}75}{1{,}34 \cdot 1} = 212{,}67 МПа.$$

Продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{nP_{раб} D_{вн}}{2\delta}, \quad (3.22)$$

где α *– коэффициент линейного расширения металла трубы,* $\alpha = 0{,}000012$ *град*$^{-1}$ $= 1{,}212 \cdot 10^{-5}$ *град*$^{-1}$;

E *– переменный параметр упругости (модуль Юнга),* $E = 206\,000$ *МПа (2100 000 кгс/см*^{2}*);*

Δt *– расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;*

μ *– переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона),* $\mu = 0{,}3$.

$$\Delta t = t_э - t_м = +3 - (-20) = 23°C; \quad (3.23)$$

$$\sigma_{пр.N} = -1{,}212 \cdot 10^{-5} \cdot 2{,}06 \cdot 10^{5} \cdot (23) + 0{,}3\frac{1{,}10 \cdot 6 \cdot 508}{2 \cdot 0{,}011} = -52{,}7 МПа;$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{15{,}76}{212{,}67}\right)^2} - 0{,}5\frac{15{,}76}{212{,}67} = 0{,}961.$$

Тогда проверяем условие прочности:

$$\left|-52{,}7\right| МПа \le 0{,}961 \cdot 212{,}67 = 204{,}37 МПа.$$

Таким образом, условие прочности выполняется.

3.5 Проверка газопровода на пластические деформации

Расчет газопровода на пластические деформации ведется по методике отраженной в п. 8.26 СНиП 2.05.06-85*.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$\left|\sigma_{пр}^{н}\right| \le \psi_3 \frac{m}{0{,}9k_н} R_2^{н}; (3.24)$$

$$\sigma_{кц}^{н} \le \frac{m}{0{,}9k_н} R_н^2, (3.25)$$

где $\sigma_{пр}^{н}$ – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр}^{н} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр}^{н} < 0$) - определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}^{н}}{\frac{m}{0{,}9k_н} R_2^{н}}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}^{н}}{\frac{m}{0{,}9k_н} R_2^{н}}, (3.26)$$

где $\sigma_{кц}^{н}$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^{н} = \frac{P_{раб} D_{вн}}{2\,\delta_н}; (3.27)$$

$$\sigma_{кц}^{н} = \frac{1{,}6 \cdot 197}{2 \cdot 11} = 14{,}33 МПа.$$

Значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр}^{н} = \mu\sigma_{кц}^{н} - \alpha E \Delta t \pm \frac{ED_{н}}{2\rho_{и}}, (3.28)$$

где $\rho_{и}$ *– минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, мм.*

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий

$$\sigma_{пр(+)}^{н} = 0{,}3 \cdot 14{,}33 - 1{,}212 \cdot 10^{-5} \cdot 2{,}06 \cdot 10^{5} \cdot (23) + \frac{2{,}06 \cdot 10^{5} \cdot 219}{2 \cdot 200000} = 59{,}66 МПа.$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий

$$\sigma_{пр(-)}^{н} = 0{,}3 \cdot 14{,}33 - 1{,}212 \cdot 10^{-5} \cdot 2{,}06 \cdot 10^{5} \cdot (23) - \frac{2{,}06 \cdot 10^{5} \cdot 219}{2 \cdot 200000} = -165{,}911 МПа.$$

Принимаем в расчете большее по модулю значение $\sigma_{пр}^{н} = 165{,}911 МПа$.

Так как принятое значение σ <0, то значение коэффициента ψ_3 найдем по формуле 3.53:

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций (в насыпи) трубопроводов производим проверку по условиям:

$$\left|\sigma_{пр}^{н}\right| \le \psi_3 \frac{m}{0{,}9k_{н}} R_2^{н};$$

$$165{,}911 \le 0{,}977 \frac{0{,}75}{0{,}9 \cdot 1} 380;$$

$$165{,}911 \le 309{,}26;$$

$$\sigma_{кц}^{н} \le \frac{m}{0{,}9k_{н}} R_2^{н};$$

$$14{,}33 \le \frac{0{,}75}{0{,}9 \cdot 1} \cdot 380;$$

$$14{,}33 \le 316{,}67.$$

Условие проверки на недопустимые пластические деформации выполняется.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

При длительной эксплуатации магистральные газопроводы в условиях Крайнего Севера могут быть подвержены таким дефектам как вмятины, овальность, непровар, дефекты коррозионного происхождения, которые негативно сказываются на трубе. Капитальный ремонт является одним из способов борьбы и устранения данных дефектов. *Демонтаж «катушки»* с наличием дефекта с заменой на новую. *Замена запорной арматуры* являются одним из видов капитального ремонта.

В данном разделе будут произведены расчеты затрат, необходимых на проведение данного вида мероприятий.

4.1 Затраты на проведение работ замене дефектного участка магистрального газопровода

В состав работ по замене дефектного участка газопровода на входят:

- уточнение положения газопровода (определение оси и глубины заложения газопровода) и проведение земляных работ;
- отключение ремонтируемого участка газопровода (в случае необходимости и отключение соседних с ним участков газопровода);
- освобождение ремонтируемого участка газопровода от газа (в случае необходимости снижение давления газа или освобождение от газа соседних с ним участков газопровода);
- отключение СКЗ, дренажных установок и устройство электроперемычек;
- контроль наличия конденсата и его удаление;

- вырезка отверстий для установки запорных резиновых шаров;
- установка надувных запорных резиновых шаров в газопроводе;
- сварочно-монтажные работы (резка, сборка стыков, подгонка деталей, сварка);
- извлечение резиновых шаров из газопровода;
- заварка отверстий, через которые устанавливались резиновые шары;
- контроль качества сварочно-монтажных работ;
- удаление электроперемычек;
- проверка отремонтированного участка газопровода на герметичность давлением 1 МПа;
- наложение противокоррозийной изоляции;
- земляные работы (засыпка котлованов, шурфов и т. д.);
- испытание на прочность максимально возможным давлением, создаваемым на данном участке;
- включение в работу отремонтированного участка газопровода, СКЗ, дренажных установок.

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

- амортизационные отчисления;
- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- прочие расходы.

4.1.1 Расчет стоимости материалов для работ по замене дефектного участка магистрального газопровода

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

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

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

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

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

д) на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Расчет производился для замены дефектного участка газопровода на новый длиной 3 метра. Стоимость одной секции трубы диаметром 1220 мм и длиной 11 м 43500 рублей, следовательно, 3 метра трубы диметром 1220 мм будут стоить 11863 рублей. Расчет стоимости необходимых материалов производится по формуле:

$$S_{мат} = N_{мат} * C_{ед},$$

где $S_{мат}$ *- стоимость материала (руб.);*

$N_{мат}$ *- норма расхода материала (нат.ед);*

$C_{ед}$ *- цена за единицу материала (руб/нат.ед).*

Материалы для работ по замене «катушки» закупаются без каких либо скидок по рыночной цене. Бензин и дизельное топливо закупается на специальных промышленных заправках, так как на заправках постоянного потребления бензина марки АИ-80 практически нет.

Работы проводятся в соответствии с РД 558-97.

В таблице 6 приведен расчет стоимости материалов на проведение работ по замене дефектного участка газопровода.

Таблица 6 – Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия

Наименование материала	Норма расхода материала, нат.ед.	Цена за единицу руб/нат.ед.	Стоимость материалов,руб.
Труба D_y = 1220 мм, м	3	3954	11862
Электроды сварочные, уп	2	870	1740
Изоляция наружная, м	6	2047	12282
Масло моторное, л	9	65,3	587,7
Дизельное топливо, л	160	49,00	7840
Бензин АИ-80, л	50	35,00	1750
Баллон с кислородом 40л, шт	1	7800	7800
Баллон с пропаном 50л, шт	1	2840	2840
Временное герметизирующее устройство, шт	2	6867	13734
ИТОГО:			**60435,7**

4.1.2 Расчет амортизационных отчислений

Сумма амортизационных отчислений рассчитывается исходя из начальной стоимости оборудования и срока его эксплуатации согласно паспорту. Амортизация для оборудования газовой области рассчитывается по линейному способу.

Расчет амортизационных отчислений производится по формуле:

$$K = \frac{1}{n} * 100\%,$$

где К– норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта;

n - срок полезного использования объекта (в месяцах).

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Гарантийный срок эксплуатации (мес.)	Количество, шт.	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб.
			одного объекта, руб.	Всего, руб.	
Автомобиль-самосвал «Урал-55571»	120	2	5600000	11200000	93333
Трубоукладчик «KOMATSU D155»	180	1	8500000	8500000	47222
Экскаватор «Hitachi zx330»	180	1	4350000	4350000	24166
Бульдозер «Т-170»	120	1	2700000	2700000	22500
ИТОГО:		**5**			**187221**

4.1.3 Затраты на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

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

– премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др;
– начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др;
– надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.
– суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Для расчетов были использованы справочники: ЕНиР Сборник Е2 Выпуск 1 Земляные работы. Выпуск 1. Механизированные и ручные работы; ЕНиР Сборник Е22 Выпуск 2 Сварочные работы. Выпуск 2. Трубопроводы; ЕНиР Сборник Е26 Монтаж технологических трубопроводов.

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 8.

Таблица 8 - Расчет заработной платы

Должность	Количество, чел.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Часовая тарифная ставка, руб.	Районный коэффициент, %	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист бульдозера	1	20	85	1,8	3060
Сварщик	2	30	78	1,8	8424
Машинист трубоукладчик	1	20	86	1,8	3096
Стропальщик	2	40	81	1,8	11664
Машинист самосвала	2	20	85	1,8	6120
Машинист экскаватор-	1	20	94	1,8	3384

щик					
Линейный трубопро-водчик	4	40	112	1,8	32256
ИТОГО:	**13**				**68004**

4.1.4 Затраты на проведение работ по замене дефектного участка магистрального газопровода

В таблице 9 представлена общая сумма затрат на проведение мероприятия на основании вышеперечисленных расчетов.

Таблица 9 - Общие затраты

Состав затрат	Сумма затрат, тыс.руб.	Дополнительно
1. Материальные затраты	60435,7	
2. Амортизационные отчисления	187221	
3. Затраты на оплату труда	68004	
4. Отчисления на социальные нужды	20537,21	30,2% от ФОТ
Итого основные расходы	336197,91	
Накладные расходы (20% от основных)	67239,58	
Всего затраты на мероприятие	403437,49	

ФОТ (фонд оплаты труда) - денежная сумма которая, выплачивается работникам организации оговоренным расценкам, тарифам, окладам, премии в течении некоторого промежутка времени.

Фонд оплаты труда состоит из:

- фонд социального страхования;
- Фонд обязательного медицинского страхования;
- пенсионный фонд Российской Федерации.

4.2 Затраты на проведение работ по замене запорной арматуры магистрального газопровода

Так же как и сами газопроводы, их запорная арматура при длительной эксплуатации может быть подвержена негативному влиянию различных дефектов, избавиться от которого можно только при проведении капитального ремонта (замене арматуры). Капитальный ремонт запорной арматуры проводится в случаях

- если в процессе эксплуатации обнаружены оговоренные в КД критерии достижения изделием предельного состояния;
- если изделие находилось в аварийной ситуации: находилось под воздействием параметров, превышающих указанные в конструкторской документации (например, переопрессовки, температура окружающей среды и др.); подвергалось непредусмотренным аварийным воздействиям (например, пожар, затопление, воздействие магистральных трубопроводов, как следствие подвижек грунта, сейсмическое воздействие и др.).

В результате проведения ремонтных работ должны быть обеспечены значения показателей безотказности на продлеваемый период не менее значений, первоначально установленных в КД. При проведении капитального ремонта* должны быть восстановлены значения среднего ресурса до следующего капитального ремонта не менее чем на 90 %.

4.2.1 Расчет стоимости материалов для работ по замене запорной арматуры магистрального газопровода

Состав работ по замене запорной арматуры газопровода в целом не отличается от состава работ по замене дефектного участка газопровода. Предполо-

жим, что необходимо провести работы по замене крана шарового Ду 1000 Ру80 ХЛ стоимостью 7 955 250 рублей.

В таблице 10 приведен расчет стоимости материалов на проведение работ по замене запорной арматуры газопровода.

Таблица 10 – Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия

Наименование материала	Норма расхода материала, нат.ед.	Цена за единицу руб/нат.ед.	Стоимость материалов,руб.
Кран шаровый Ду 1000 Ру80 ХЛ, шт	1	7 955 250	7 955 250
Электроды сварочные, уп	1	870	870
Изоляция наружная, м	3	2047	6141
Масло моторное, л	9	65,3	587,7
Дизельное топливо, л	160	49,00	7840
Бензин АИ-80, л	50	35,00	1750
Баллон с кислородом 40л, шт	1	7800	7800
Баллон с пропаном 50л, шт	1	2840	2840
Временное герметизирующее устройство, шт	2	6867	13734
ИТОГО:			**7996812,7**

4.2.2 Расчет амортизационных отчислений при проведении работ по замене арматуры

Сумма амортизационных отчислений рассчитывается исходя из начальной стоимости оборудования и срока его эксплуатации согласно паспорту.

Амортизация для оборудования газовой области рассчитывается по линейному способу.

Расчет амортизационных отчислений производится по формуле:

$$K = \frac{1}{n} * 100\%,$$

где К– норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта;

n - срок полезного использования объекта (в месяцах).

Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 11.

Таблица 11 – расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Гарантийный срок эксплуатации (мес.)	Количество, шт.	Балансовая стоимость, тыс. руб.		Сумма амортизации, руб.
			одного объекта, руб.	Всего, руб.	
Автомобиль-самосвал «Урал-55571»	120	1	5600	5600	46666
Трубоукладчик «KOMATSU D155»	180	1	8500	8500	47222
Экскаватор «Hitachi zx330»	180	1	4350	4350	24166
Бульдозер «Т-170»	120	1	2700	2700	22500
ИТОГО:		**4**			**140554**

4.2.3Расчет заработной платы для проведения работ по замене арматуры

Для расчетов были использованы справочники: ЕНиР Сборник Е2 Выпуск 1 Земляные работы. Выпуск 1. Механизированные и ручные ра-

боты; ЕНиР Сборник Е22. Выпуск 2. Сварочные работы. Выпуск 2. Трубопроводы; ЕНиР Сборник Е26. Монтаж технологических трубопроводов.

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 12.

Таблица 12 - Расчет заработной платы

Должность	Количество, чел.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Часовая тарифная ставка, руб.	Районный коэффициент, %	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист бульдозера	1	10	85	1,8	1530
Сварщик	1	30	78	1,8	4212
Машинист трубоукладчик	1	20	86	1,8	3096
Стропальщик	2	40	81	1,8	11664
Машинист самосвала	1	10	85	1,8	1530
Машинист экскаваторщик	1	10	94	1,8	1692
Линейный трубопроводчик	3	30	112	1,8	18144
ИТОГО:	**13**				**41868**

4.2.4 Затраты на проведение работ по замене арматуры

В таблице 13 представлена общая сумма затрат на проведение мероприятия на основании вышеперечисленных расчетов

Таблица 13 - Общие затраты

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Дополнительно
1. Материальные затраты	7996812,7	
2. Амортизационные отчисления	140554	
3. Затраты на оплату труда	41868	
4. Отчисления на социальные нужды	12644,14	30,2% от ФОТ
Итого основные расходы	**8179187,84**	
Накладные расходы (20% от основных)	1638375,77	
Всего затраты на мероприятие	**9817563,61**	

ФОТ (фонд оплаты труда) - денежная сумма которая, выплачивается работникам организации оговоренным расценкам, тарифам, окладам, премии в течении некоторого промежутка времени.

Фонд оплаты труда состоит из:

- фонд социального страхования;
- Фонд обязательного медицинского страхования;
- пенсионный фонд Российской Федерации.

5. Социальная ответственность

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ICCSR 26000:2011 «Социальная ответственность организации»).

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

Район, в котором проходят трассы северных газопроводов, имеет экстремальные природные условия. В основном, это наличие низких температур (от +40°С летом и до -60°С зимой). Большее свое время линейная часть газопровода взаимодействует с мерзлыми грунтами, в остальное же время со слабонесущими грунтами (оттаивающие, замерзающие, обводненные), что создает нестабильные напряженно-деформированные состояния газопроводов, а это в свою очередь может являться причиной возникновения аварийных ситуаций. Большая часть газопроводов Крайнего Севера проложена в подземном исполнении, и аварии на нем могут быть причиной экологических последствий.

5.1 Производственная безопасность

Согласно «Правилам технической и безопасной эксплуатации конденсатопродуктопроводов» [13], для всех работающих на Крайнем Севере должны быть созданы условия, обеспечивающие нормальную жизнедеятельность организма и нормальные условия труда и отдыха, все лица, принимаемые для

работы в районах Крайнего Севера или в районах к ним приравненных, подлежат предварительному медицинскому осмотру для установления их пригодности к работе в указанных условиях.

В таблице 14 представлены опасные и вредные факторы, возникающие при эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера.

Таблица 14 − Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Земляные работы; Подъем, укладка газопровода; Сварочно-монтажные работы; Изоляционно-укладочные работы; Испытание газопровода.	1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума и вибрации; 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4.Тяжесть и напряженность физического труда.	1. Электрический ток; 2. Пожаро- и взрывоопасност 3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.0.003-74[24]; ГОСТ 12.1.003-83[17]; ГОСТ 12.1.004-91[25]; ГОСТ 12.1.005-88[26]; ГОСТ 12.1.010-76[27]; ГОСТ 12.1.011-78[28]; ГОСТ 12.4.011-89[29]; ГОСТ 12.1.019-79[18].

Здания производственных помещений должны соответствовать СНиП II-90-81 [14] с учетом дополнительных норм проектирования зданий в северной строительно-климатической зоне. Метеорологические условия в рабочей зоне производственных помещений должны соответствовать СНиП II-33-75 [15]. В жилых помещениях зимой должна постоянно поддерживаться температура воздуха в пределах от 22 до 24 °С при температуре стенок и пола помещения не ниже 18 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С. Пункты обогрева должны быть оборудованы и эксплуатироваться по соответствующей инструкции. Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева. В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща.

Запрещается в зимнее время, независимо от состояния погоды, уход людей за пределы жилой или производственной зоны без письменного разрешения руководителя, при этом выход может быть разрешен группе в составе не менее двух человек. При выходе группы диспетчером или другим должностным лицом должны быть зарегистрированы маршрут ее движения, ожидаемое время ее возвращения или прихода на контрольные пункты, где имеется связь с базой. В случае отсутствия группы в обусловленное время на контрольных пунктах должны принимать меры к розыску группы и оказанию ей помощи.

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Неблагоприятные метеорологические условия, в которых происходит эксплуатация газопровода, являются источником вредного производственного фактора, из-за данных условий в рабочей зоне возможно отклонение микроклимата, что в свою очередь может повлечь за собой ухудшение общего самочувствия рабочего. Предельная жесткость погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуры воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), при которой могут производить работы на открытом воздухе, устанавливается для каждого района решением местного исполнительного комитета Советов народных депутатов.

Допустимая температура воздуха в холодный период 19,1 – 22,0°С и 21,1-27,0 °С в теплый (СТО Газпром 2-3.5-454-2010). На открытых площадках нормирование параметров не производится, но конкретные мероприятия по снижению пагубного воздействия на организм человека определяются. Рабочие должны обеспечиваться СИЗ при отклонениях показателей микроклимата на открытом воздухе, СИЗ предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

При эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севра работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, в которые входит комплект утепленной одежды. В комплект одежды входят: куртка (телогрейка); ватные штаны; свитер; головной убор (шапка); перчатки; обувь.

В таблице 15 обозначены показатели температуры, при которых работы могут быть приостановлены в холодное время года [16].

Таблица 15 - Показатели температуры, при которых работы могут быть приостановлены в холодное время года

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

Несоблюдение правил и дальнейшее продолжение работ может быть чревато гипотермией и обморожением.

Превышение уровней шума и вибрации

Высокомощные газоперекачивающие агрегаты, насосы, компрессоры, дизельные установки, двигатели внутреннего сгорания, электродвигатели, сепараторы и другое технологическое оборудование линейной части магистральных газопроводов при работе создают шум, значительно превышающий предельно допустимые величины уровня шума(не более 80 дБА). регламентированные ГОСТ 12.1.003-83 [17].

Высокие уровни шума в сочетании с другими вредными факторами производства, такими как пониженная температура воздуха, вибрация, инфразвук, приводят к повреждению слуха у работников газотранспортных предприятий, к нарушению регулирующей функции нервной и сердечно-сосудистой систем и пр. Расстройства нервной системы и другие нарушения, связанные с воздействием шума, наблюдаются у населения близлежащих населенных пунктов; животные и птицы вынуждены покидать привычные места обитания. В настоящее время на газотранспортных предприятиях не ведется постоянный произ-

водственный контроль за шумом, вибрацией и другими негативными физическими явлениями. Определение размера санитарно-защитной зоны по шуму, акустические обследования и разработка мероприятий по снижению шума проводятся специалистами научно-исследовательских организаций.

Эксплуатирующая организация обязана принимать непосредственное участие в проведении мероприятий, снижающих шумовое воздействие предприятия, таких как:

- внедрение малошумных технологий;
- звукоизоляция оборудования;
- установка глушителей, противошумных экранов и кабин;
- ограничение скорости движения транспортируемого газа по трубопроводам;
- обработка трубопроводов противошумными мастиками;
- организация контроля уровня шума за санитарно-защитной зоной в близлежащих населенных пунктах;
- архитектурно-планировочные мероприятия для вновь строящихся установок и сооружений – ориентация шумных агрегатов боковой стороной в направлении жилого поселка;
- мероприятия по снижению шума на путях его распространения - земляные насыпи высотой 3-12 м с защитным акустическим экраном и с кустарником, высаженным на поверхности насыпи, обращенной к источнику шума; лесозащитные полосы на возвышенных участках рельефа.

Вывод: При реализации указанных мероприятий условия труда по шумовому фактору – допустимые (класс 2)

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Загазованность воздушной среды от утечек на неконтролируемых стационарными газоанализаторами объектах линейной части магистральных газо-

проводов Крайнего Севера представляет большую опасность из-за их случайности и неожиданности. К причинам образования опасных концентраций газа за короткое время относятся наличие высоких давлений в системах и нарушение герметизации в местах уплотнений подвижных частей механизмов (задвижек). Могут возникать утечки газа и на открытых площадках территории газопроводов.

В контролируемых газосигнализаторами помещениях исключительным случаем является возможная разгерметизация системы с одновременным отказом вентиляции и средств локализации.

При достижении содержания транспортируемого газа в воздухе помещений 10 % от НКПВ (0,5 % объемных по метану) автоматически включаются аварийная вытяжная вентиляция, аварийная световая и звуковая сигнализации. При содержании транспортируемого газа в воздухе помещений выше 20 % от НКПВ (1 % объемных по метану) эксплуатацию неисправного оборудования прекращают [16].

Метан является основным компонентом природных газов. Газ без цвета, не имеет запаха (если газ не одорирован), в воде не растворяется, легче воздуха, с удельным весом 0,65-0,75кг/м3; без кислорода не горит, а в смеси с воздухом от 4 до 16% (5-15%) по объему образует взрывоопасную смесь, которая взрывается от малейшей искры (образующуюся от удара металла о металл, от включения карманного фонарика, включения освещения и т.д., источника огня, высокой температуры). При концентрации в воздухе > 20% на человека действует удушающе. Метан относится к малотоксичным газам. Главная опасность для человека может быть связана с гипоксией и асфиксией, возникающей при недостатке кислорода, который метан вытесняет из воздуха [16].

Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на центральную нервную и сосудистую системы. В организм человека может проникнуть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу. Особенно опасен прием метанола внутрь: 5-10 г метанола могут вызвать тяжелое отравление и потерю

зрения, 30г является смертельной дозой. Скрытый период отравления после приема внутрь метанола, т.е. период относительного благополучия может длиться при приеме метанола внутрь от нескольких часов до 1-2 суток в зависимости от исходного состояния пострадавшего, принятой дозы, индивидуальных особенностей его организма и других факторов, как например, предварительно употребленного этилового алкоголя. Запрещается работать с метанолом лицам, не прошедшим специального обучения [16].

Одорант (этилмеркаптан) **–** горючая жидкость, температура кипения + 370°С, обладает интенсивным неприятным запахом, токсичен, действует на организм отравляюще, парализует работу сердца и головного мозга. К работе с одорантом допускаются лица, прошедшие специальное обучение [16].

При работе с вредными веществами работники соблюдают требования инструкций по применению. Избежать негативных последствий воздействия загазованности на организм человека поможет своевременное применение СИЗ.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Поражения электрическим током

При эксплуатации газопроводов в условиях Крайнего Севера контакт работника с электрическим током может происходить при обслуживании и контроле дренажных, катодных и протекторных установок для защиты газопроводов от коррозии, а также при электрических измерениях на газопроводе.

Согласно [16] к проведению данного вида работ допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие достаточные технические знания о работе на этих электроустановках, знающие требования безопасности при работе с ними, прошед-

шие обучение по специальной программе, проверку знаний и инструктаж на рабочем месте перед допуском к работе.

Основные непосредственные причины несчастных случаев при воздействии электрического тока:

- случайное прикосновение к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- появление напряжения на металлических частях электрооборудования, которые в обычное время не находятся под напряжением (вследствие нарушения изоляции, падения на них провода, находящегося под напряжением);
- возникновение шагового напряжения на участке земли, где находится человек.

Основными **мерами защиты** от поражения электрическим током на объекте являются:

- обеспечение недоступности для случайного прикосновения токоведущих частей, находящихся под напряжением (предупреждающие знаки, ограждения, блокировка, сигнализация;
- обеспечение надежной изоляции электроустановок;
- применение защитного заземления, зануления, устройства защитного отключения;
- применение СИЗ.

Пожаро- и взрывоопасность

При эксплуатации магистральных газопроводов Крайнего Севера источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, корот-

кие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, газопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

В таблице 16 представлены значения предельно-допустимых взрывобезопасных концентраций некоторых веществ, которые могут находиться в рабочей зоне при эксплуатации газопроводов [16].

Таблица 16 - Предельно допустимые взрывобезопасные концентрации (ПДВК) веществ

Наименование веществ	ПДВК	ПДВК
	% объемн.	мг/л
Метан	0,25	1,65
Пропан	0,11	1,90
Этан	0,15	1,80

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся автоцистерны, пеногенераторы, огнетушители (при работе с газом используются порошковые ОП-50 и углекислотные ОУ-5), сухой песок, асбестовые одеяла, пожароводное оборудование. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в газопроводе и газоанализаторам.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Эксплуатация газопровода, проведение ремонтных работ на его участках непосредственно связаны с работой тяжелой техники: экскаваторов, бульдозеров, трубоукладчиков. Движущиеся части этой техники (ковш экскаватора, отвал бульдозера) при невнимательном отношении могут привести к травмам.

Отсутствие защитных средств приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Работник, при движении техники в зоне проведения работ, обязан носить головной убор (каску). Находиться в зоне работы техники (котловане, приямке) недопустимо. По полосе движения техники и подвижного оборудования должны находится предупреждающие таблички, которые информируют об опасности.

5.2 Экологическая безопасность

Трубопроводные объекты, особенно магистральные трубопроводные комплексы, являются потенциально опасными в экологическом отношении, поскольку их явные и скрытые отказы оказывают резко негативное воздействие на основные компоненты окружающей среды (воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека).

Специфика эксплуатации газопроводов в экологическом плане характеризуется особыми моментами: значительной линейной протяженностью, пожаро- и взыроопасностью транспортируемого газа, высоким уровнем энергонапряженностью сооружаемых объектов, разнохарактерностью природных ландшафтов, в которых ведется строительство, географическими, геологическими и другими факторами.

Эксплуатация газопроводов в северных районах оказывает влияние на микроклимат тундры и лесотундры. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растепляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры.

Обеспечение экологической безопасности газопроводов требует глубокой и всесторонней проработки целого комплекса предупредительных природоохранных мероприятий.

Согласно [19] газотранспортное предприятие, являясь субъектом – природопользователем, т.е. предприятием, которое при осуществлении производственно-хозяйственной деятельности оказывает или может оказывать негативное воздействие (загрязнение) на качество окружающей природной среды и ее составляющие (атмосферный воздух, воды, почвы, недра), обязано:

- осуществлять все виды деятельности с обязательным учетом возможных последствий воздействия на окружающую природную среду;
- неукоснительно выполнять комплекс всех необходимых природоохранных мероприятий при эксплуатации объектов;
- оснащать технологические процессы и оборудование аппаратурой для контроля уровня их воздействия на окружающую природную среду и др.

Газотранспортному предприятию запрещается:

- любой вид деятельности, экологические последствия которой предварительно не определены или не предусмотрены;
- передавать в пользование (постоянное или временное) земельные участки санитарно-защитной зоны или допускать на них не установленную хозяйственную деятельность;
- использовать земельные участки природоохранного, рекреационного, оздоровительного и историко-культурного назначения и др.

Каждое газотранспортное Предприятие должно иметь природоохранную службу, обеспечивающую рациональное природопользование и минимизацию вреда окружающей среде под влиянием производственно-хозяйственной деятельности Предприятия. Природоохранная служба должна иметь нормативно-методическое обеспечение, а именно:

- руководство по управлению природопользованием (охраной окружающей среды) на Предприятии;

– законодательные и нормативные акты, регламентирующие природопользовательскую деятельность;
– стандарты и другие нормативные документы природоохранного характера, включая нормативы предельно допустимых концентраций, предельно допустимых выбросов (сбросов) вредных веществ;
– стандарты и методики, обеспечивающие единство средств измерений.

Природоохранная служба организует производственный экологический контроль – комплексный мониторинг эксплуатации и состояния сооружений, условий и состояния окружающей среды, который включает:

– технологический контроль за безопасностью эксплуатации объектов (регистрация режима эксплуатации объектов);
– контроль состояния технологического оборудования и технологических процессов:
– контроль загрязнений, состоящий из наблюдений за технологическими выбросами, сбросами, отходами и наблюдений за вредными физическими воздействиями.

Нарушение установленных нормативов выбросов (сбросов) вредных веществ, способов складирования отходов и других условий и требований природопользования, а также возникновение угрозы здоровью населения под воздействием хозяйственной деятельности Предприятия влечет за собой ограничение деятельности, приостановление Предприятия, цехов или отдельных установок и агрегатов по предписанию специально уполномоченных представителей государственных органов надзора за состоянием окружающей природной среды или санитарно-эпидемиологического надзора.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

– паводковые наводнения;
– лесные пожары;
– террористические акты;
– по причинам техногенного характера (аварии) и др.
– Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.
– Возможными причинами аварий могут быть:
– ошибочные действия персонала при производстве работ;
– отказ приборов контроля и сигнализации;
– отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
– производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
– старение оборудования (моральный или физический износ);
– коррозия оборудования;
– гидравлический удар;
– факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального газопровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При взрыве паро– и газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 18{,}5 \cdot \sqrt[3]{Q}(м),$$

где Q – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{СПЛ} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q}(м)$$

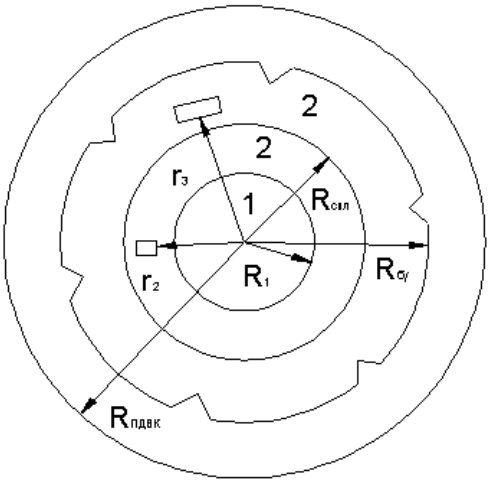

Рисунок 24 – Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси:

1 – Зона детонационной волны; 2 – Зона ударной волны; R_1 – радиус зоны детонационной волны (м); $R_{спл}$ – радиус зоны смертельного поражения людей; $R_{бу}$ – радиус безопасного удаления, $\Delta P_ф$= 5 (кПа); $R_{ПДВК}$ – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации; r_2 и r_3 – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

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

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Компании, которые занимаются перекачкой нефти по магистральным газопроводам обязаны обеспечивать своих работников всеми материальными и социальными благами в соответствии с [20].

В соответствии со статьей «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда» работник имеет право на:

- рабочее место;
- своевременную оплату;
- социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- получение достоверной информации от работодателя об условиях и охране труда;
- отказ от выполнения работ в случае опасности для жизни;
- обеспечение средствами индивидуальной защиты;
- обучение за счет работодателя;
- медицинский осмотр и т.д;

Газопроводы, контактирующие с многолетнемерзлыми грунтами в основном расположены в северной части страны. Работники, которые трудятся в условиях Крайнего Севера, имеют дополнительные льготы в соответствии с [21].

Одной из основных льгот, предоставляемых данной категории работников, является районный коэффициент. Согласно ст. 315 ТК РФ[20] оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате.

Кроме того, коэффициент начисляется на надбавки и доплаты к тарифным ставкам (должностным окладам) и компенсационные выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда, к которым относятся надбавки [20]:

– за классность, звание по профессии, непрерывный стаж работы по специальности и т.д.;
– должностным лицам и гражданам, допущенным к государственной тайне;
– за выслугу лет (непрерывную работу), а также вознаграждение за выслугу лет, выплачиваемое ежеквартально или единовременно;
– по итогам работы за год;
– за условия труда при работе в ночное время, сменную работу, за совмещение профессий (должностей).

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

Северянам также должна выплачиваться процентная надбавка к заработной плате. В отличие от районного коэффициента при выплате надбавок необходимо учитывать стаж работы в данных районах или местностях. Размер процентной надбавки и порядок ее выплаты (как и районный коэффициент) устанавливаются Правительством РФ (ст. 317 ТК РФ, ст. 11 Закона N 4520-1)[20].

Статья 116 ТК РФ устанавливает северянам ежегодные дополнительные оплачиваемые отпуска. При этом работодатели с учетом своих производственных и финансовых возможностей могут самостоятельно устанавливать для работников дополнительные отпуска, порядок и условия предоставления которых определяются коллективными договорами или локальными нормативными ак-

тами, которые принимаются с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации.

Кроме своих работников, нефтеперекачивающие организации точно так же, обязаны следить за негативным влиянием их деятельности на окружающую среду, и защищать население от чрезвычайных ситуаций в соответствии с [22].

Согласно [22] комплекс мероприятий по защите населения включает:

- оповещение населения об опасности, его информирование о порядке действий в сложившихся чрезвычайных условиях;
- эвакуационные мероприятия;
- меры по инженерной защите населения;
- меры радиационной и химической защиты;
- медицинские мероприятия;
- подготовку населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций.

Газопроводы относятся к опасным производственным объектам, поэтому организации, занимающиеся их эксплуатацией подчиняются ФЗ от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ [23].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Газопроводная система Крайнего Севера эксплуатируется в сложных условиях.

В ходе работы была изучена нормативно-техническая документация по эксплуатации магистральных газопроводов. Изучены и проанализированы методы повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов Крайнего Севера. Выявлены причины отказов газопровода, определена зависимость проявления отказов от времени года. Также проанализирован температурный режим эксплуатации газопровода в условиях Крайнего Севера, выполнен гидравлический расчет газопровода, а именно определена пропускная способность и производительность газопровода; расчет толщины стенки на участке магистрального газопровода; проверка газопровода на прочность и деформационные нагрузки. Были рассмотрены методы балластировки газопроводов с целью повышения эксплуатационной надежности.

Полученные результаты работы позволяют сделать выводы:

- наибольшее число отказов приходится на осенние месяцы, обуславливается резким увеличением потребления газа;
- особое внимание следует уделять участкам морозного пучения грунтов, пересекаемые трассой трубопровода;

Различные методы балластировки газопровода позволяет повысить надежность эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера. В зависимости от типа грунта, можно подобрать наиболее подходящий метод балластировки газопровода. Уменьшив напряженно-деформационное состояние газопровода, эксплуатационная надежность значительно вырастет.

Список используемой литературы

1. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. М.: Стройиздат, 1985. – 97 с.
2. СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. − М.: Интститут ОАО «НИЦ «Строительство», 1990. – 117 с.
3. Худякова А.А Совершенствование строительства нефтепроводов в северных регионах. – М.: Архангельск, 2010.
4. Общая пояснительная записка. Книга 1. Магистральный газопровод Средне-Вилюйское месторождение – «М» (IIнитка). – Киев: Укргазпроект, 2004. – 179 с.
5. СП 107-34-96 Свод правил по сооружению линейной части газопроводов. Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. − М., ВНИИСТ, 1996. – 26 с.
6. ВСН 39-1.9-1.9.003-98 Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов. − М.: ВНИИСТ, 1998. – 46 с.
7. ВСН 007-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка. М.: ВНИИСТ, 1990. – 30 с.
8. Мухаметдинов Х.К. Почему газопроводы всплывают // Газовая промышленность. – 1999. − № 8. – С. 20−22.
9. Яковлев А.Я., Филиппов А.И., Шарыгин В.М. Перспективные конструктивно-технологические решения по прокладке и балластировке газопроводов // Газовая промышленность. – 2012. − №10. – С. 18−21.
10. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85:2013.
11. Ершов Э.Д. Общая геокриология. М.: Изд-во МГУ, 2002;
12. Голубин С.И., Великоднев В.Я., Каленкий В.С. Тепловое и механическое

взаимодействие подземного газопровода с многолетнемерзлыми грунтами и методы геотехнического мониторинга. Всероссийский научно-аналитический журнал «Инженерные изыскания». М.: ПНИИИС, сентябрь 2011, №9;

13. ВРД 39-1.10-049-2001 «Правила технической и безопасной эксплуатации конденсатопродуктопроводов»;
14. СНиП II-90-81 «Производственные здания промышленных предприятий»;
15. СНиП II-33-75 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Нормы проектирования»;
16. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»;
17. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»;
18. ГОСТ 12.1.019-79 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;
19. ВРД 39 10-006-2000 «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов»;
20. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ;
21. Закон РФ от 19.02.1993 N 4520-1 «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях»;
22. Закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
23. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
24. ГОСТ 12.0.003-74 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;
25. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»;

26. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
27. ГОСТ 12.1.010-76 «Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования»;
28. ГОСТ 12.1.011-78 «Смеси Взрывоопасные. Классификация и методы испытаний»;
29. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»;
30. ОНТП 51-1-85 «Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы»;
31. Магистральные нефтегазопроводы / Зубарев В.Г. – Тюмень 1998 г.;
32. СНиП 2.05.06-85*. «Магистральные трубопроводы»;
33. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов;
34. ОНТП 51-1-85 «Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы»;
35. Основные направления диагностического обследования магистральных газопроводов /В.Н. Дедешко, В.В.Салюков//«Газовая промышленность» - 2006,№8;
36. Голубин С.И. Мерзлотные процессы и деформации газопроводов. Энергия : ЭТЭ 2007. - №8. - С. 60-62;
37. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин.- М.: Недра, 1995. – 246 с.;
38. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В.А. Березин, К.Е. Ращепкин и др.- М.: Недра, 1978.-364 с.;
39. Роман JT.T. Механика мерзлых грунтов. М.: Изд-во «МАИК» «Наука /Интерпериодика», 2002.;