

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела
 УДК: 622.692.4.053-021.387:551.345

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
«Повышение устойчивости магистрального трубопровода на Крайнем Севере»	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Ильин И.И.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Веревкин А.В.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Планируемые результаты обучения по ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства</i> , <i>правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать</i> современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20

<i>Код результ ата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008</i> <i>Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "</i> <i>Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "</i> <i>Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Ф.И.О.) (Подпись) Бурков П.В. (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Ильину Ивану Ивановичу

Тема работы:

«Повышение устойчивости магистрального трубопровода на Крайнем Севере»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования являются методы балластировки подземных магистральных газопроводов, проложенных на участках Крайнего Севера. Устойчивость на проектных отметках является одной из основных характеристик трубопроводов, определяющей их безопасную работу.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений науки и техники в рассматриваемой области; 2. Исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода при различных методов балластировки. 3. Финансовый менеджмент; 4. Социальная ответственность; 5. Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык; 6. Выводы по работе.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Ю.С. Ассистент ОСГН ШБИП
«Социальная ответственность»	Немцова О.А. Ассистент ООД ШБИП
Разделы, выполненные на иностранном языке	Коротченко Т.В. Доцент ОИЯ ШБИП
Названия раздела, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	Review of the basic methods for growing ground growing strengths

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Веревкин Алексей Валерьевич	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Ильин Иван Иванович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Ильину Ивану Ивановичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка стоимости ресурсов на балластировку магистрального газопровода утяжелителями бетонными охватывающего типа УБО в условиях Крайнего Севера. Оценка затрат на балластировку магистрального газопровода минеральным грунтом в условиях Крайнего Севера.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>СТО Газпром РД 1.12-096-2004 Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 № 444-ФЗ</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Сравнение двух методов балластировки магистрального газопровода, проложенного в условиях Крайнего Севера. Планирование видов работ, формирование кадрового состава, расчет основных статей расходов при балластировке предлагаемого объекта (магистрального газопровода).</i>
2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности при балластировке магистральных газопроводов, проложенных в условиях Крайнего Севера, утяжелителями бетонными охватывающего типа УБО и минеральным грунтом.</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Расчетные формулы 2. Таблицы: – Процесс балластировки газопровода методами: утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов; – Расчет стоимости материалов на проведение работ при балластировке газопровода утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов; – Время на выполнение мероприятия при балластировке газопровода утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов;	

– Расчет амортизационных отчислений при балластировке газопровода утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов;

– Расчет заработной платы при балластировке газопровода утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов;

– Расчет страховых взносов при балластировке газопровода утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов;

Затраты на проведение организационно-технического мероприятия при балластировке газопровода утяжелителями бетонными УБО и минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.			16.03.2018г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Ильин Иван Иванович		16.03.2018г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Ильин Иван Иванович

Институт	ИШПР	Кафедра	ОНГ
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом является участок магистрального газопровода, эксплуатирующего в условиях Крайнего Севера. Режим работы магистрального газопровода непрерывный, круглогодичный.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	Работа по эксплуатации магистрального газопровода непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда: 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Тяжесть и напряженность физического труда Также во время работ могут возникнуть опасные ситуации способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека: 1. Электрический ток; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) Пожаро-взрывоопасность;
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками	При эксплуатации магистрального газопровода будет оказываться негативное воздействие на состояние атмосферного воздуха и загрязнение почв, рек, водоемов, в связи с утечками токсичных и вредных веществ.

на НТД по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	В районе деятельности возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера: воспламенение газа и термическое воздействие пожара на окружающую среду.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Специальные правовые нормы трудового законодательства.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.05.18
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Немцова О.А.	Ассистент		30.05.18

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Ильин Иван Иванович		30.05.18

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Литературный обзор</i>	30
	<i>Исследования методов балластировки</i>	20
	<i>Анализ НДС трубопровода с различными методами балластировки</i>	10
	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
	<i>Социальная ответственность</i>	10
	<i>Заключение</i>	10
	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Веревкин А.В.	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 страниц, 16 рис., 37 табл., 33 источников,

Ключевые слова: надежность; магистральные газопроводы; балластировка; напряженно-деформированное состояние; вечнаяномерзлые грунты;

Объектом исследования является(ются) способы балластировки трубопровода на Крайнем севере.

Цель работы – Повышение устойчивости магистрального трубопровода на Крайнем севере.

Для достижения этой цели необходимо решить следующие задачи:

1. анализ и выбор существующих технических решений по обеспечению устойчивости подземных газопроводов;
2. определение параметров балластировки;
3. разработать модель напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода с различными видами балластировки, при морозном пучении.
4. оценить экономическую эффективность/значимость работы.

Пояснительная записка магистерской диссертации выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2016.

Определения

Магистральный газопровод — трубопровод, предназначенный для транспортирования природного газа из районов добычи к пунктам потребления. Основное средство передачи газа на значительные расстояния. Магистральный газопровод — один из основных элементов газотранспортной системы и главное составное звено Единой системы газоснабжения России.

Напряжённно-деформированное — состояние Напряженно-деформированное состояние — совокупность напряжений и деформаций, возникающих при действии на материальное тело внешних нагрузок, температурных полей и других факторов.

Вечномерзлые грунты – в технической литературе часто именуют «криогенными» (криос, гр. – холод, лед). Для грунтов этого класса характерны структуры с криогенными связями, т. е. структуры, скрепленные ледяным цементом. Мерзлое состояние грунтов, т. е. в условиях отрицательных температур, бывает временным и постоянным (вечным).

Вечная мерзлота – это слой земли при действии отрицательных температур находится в мерзлом состоянии уже продолжительное время, мощность которых может достигать нескольких сотен метров.

Балластировка трубопроводов — способ закрепления трубопроводов с помощью утяжеляющих грузов или бетонирования при прокладке их на заболоченных или обводненных грунтах.

Содержание

Введение.....	15
1. Общая часть	16
1.1. Основные сведения о магистральных газопроводах [REDACTED] [REDACTED]	16
1.2. Природно-климатические условия трассы газопровода.....	17
1.3. Конструктивно-технологические особенности магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера.....	18
1.3.1. Требования к строительству магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера.....	18
1.3.2. Способы прокладки трубопроводов в вечномёрзлых грунтах.	20
1.3.3. Методы балластировки газопроводов в условиях Крайнего Севера.....	23
1.3.4. Эксплуатационные особенности газопроводов в условиях Крайнего Севера.....	32
2. Расчетная часть.....	36
2.1. Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы	36
2.2. Расчет на всплытие трубопровода	37
2.3. Определение параметров балластировки для заболоченного участка.....	39
3. Особенности эксплуатации трубопроводов на вечномёрзлых грунтах	43
3.1. Криогенное пучение грунтов.....	43
3.2. Взаимодействие трубопроводов с мерзлыми грунтами.....	47
3.4. Напряженно-деформированное состояние [REDACTED] [REDACTED]	52

3.5. Напряженно-деформированное состояние трубопровода при морозном пучении грунта	55
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	59
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ.....	73
Заключение	87
Список использованной литературы.....	88

Введение

Сложные природно-климатические и геологические условия северных регионов диктуют соответствующие адекватные требования к конструктивно-технологическим решениям по прокладке магистральных газопроводов (МГ), обеспечивающим надежную и безопасную их эксплуатацию.

Крайний Север характеризуется большой обводнённостью и заболоченностью территорий, большими диаметрами трубопроводных магистралей, сжатыми сроками их сооружения, недостаточной сетью транспортных коммуникаций в районах прохождения трасс трубопроводов. В настоящее время особенно актуальна проблема балластировки трубопроводов, прокладываемых в обводнённых, неустойчивых и пучинистых грунтах.

Основными задачами этого направления являются дальнейшее повышение надёжности работы средств балластировки и закрепления трубопроводов, снижение их материалоёмкости и транспортных расходов, а также дальнейшее повышение темпов работ.

Цель: повышения устойчивости магистральных трубопроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Задачи:

- анализ и выбор существующих технических решений по обеспечению устойчивости подземных газопроводов;
- определение параметров балластировки;
- разработать модель напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода с различными видами балластировки, при морозном пучении.

1. Общая часть

1.1. Основные сведения о магистральных газопроводах

Транспорт газа в Центральный регион Якутии производится со [REDACTED] газоконденсатных месторождений, образующие единый магистральный газопровод [REDACTED], представлен на рис.1.

Данная газотранспортная система «далее ГТС» эксплуатируется с [REDACTED], при вводе в эксплуатацию первого магистрального газопровода на территории [REDACTED], и на сегодняшний день морально устарела.

Имеет двухниточное исполнение, берущее начало от [REDACTED]. Износ первой нитки составляет [REDACTED], второй – [REDACTED], при проектной производительности двухниточного газопровода [REDACTED], имея максимальную пропускную способность – 6 [REDACTED]

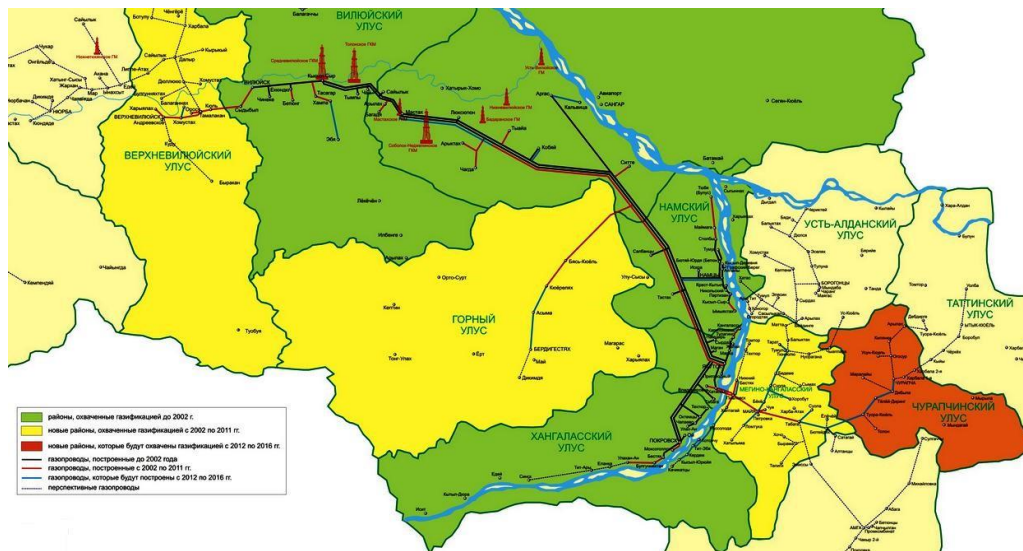


Рис.1. Газификация Центрального района [REDACTED]

Большая сезонная и суточная неравномерность (коэффициент неравномерности составляет 0,6) характеризует газоснабжение в Республике. Данная неравномерность – это следствие особенности потребления

природного газа, в такой период максимум потребления происходит в зимние месяцы, что превышает среднегодовое значение суточного потребления более чем в два раза. В отдельные периоды (самые холодные месяцы), потребление природного газа доходит до [REDACTED] млн. куб. м в сутки, что является дефицитом поставки природного газа. Это тот случай, когда пропускная способность ГТС не обеспечивает потребность в газе.

Так как износ действующих ниток магистрального газопровода «[REDACTED]» имеет высокую степень и существует проблема перегрузки во время зимнего максимума, построена третья нитка газопровода, имеющая протяженность [REDACTED] 1].

Строительство третьей нитки магистрального газопровода позволило увеличить пропускную способность системы до [REDACTED].

1.2. Природно-климатические условия трассы газопровода

Рассмотренная газотранспортная система в п. 1.1. проложена в большей степени в восточном направлении [REDACTED] по залесенной местности, за пределами правобережной поймы р. Вилюй. На пути преимущественно грядово-холмистая местность, с большим количеством болот, заболоченных и обводненных участков, водотоков по территории местных землепользователей: [REDACTED].

Прохождение трассы характеризуется наличием достаточного количества рек, ручьев с широкими заболоченными поймами. Одними из крупных пересекаемых водотоков являются: [REDACTED]
[REDACTED]

Наличие в сезонно-талом слое маломощного горизонта грунтовых вод в летний период характеризуют гидрогеологические условия района.

Развитие многолетнемерзлых пород до глубины [REDACTED] м характеризует [REDACTED] регион, за исключением пойменных отложений наиболее крупных рек. Многолетнемерзлые породы, залегающие

на глубине до [] (подошва слоя нулевых годовых температур) имеют температуру порядка минус [].

Начиная с середины мая начинается сезонное оттаивание грунтов, к данному времени оттаивает около [] сезонно-талого слоя) и подходит к концу в сентябре. Сезонное промерзание/оттаивание представляет современные геокриологические процессы, которые представляются термоэрозией, реже термокарстом, пучением грунтов, морозобойным растрескиванием.

Суглинистые грунты обладают сильнопучинистыми свойствами в зоне промерзания/оттаивания, в то время как песчаные грунты являются – средне и слабопучинистыми. В поймах рек сезонное оттаивание грунтов достигает [], на заболоченных поймах достигает [].

Для всех типов грунтов, представляющих трассу характерно явление просадочности. Оно возможно в многолетнемерзлых грунтах, способных при оттаивании давать относительную осадку (10-40 процентов, реже 50) и обладающих различной степенью льдистости. По трассе грунты обладают в основном просадочными свойствами второго типа (оттаивающий слой –10-40 процентов), реже III типа[1].

1.3. Конструктивно-технологические особенности магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера

1.3.1. Требования к строительству магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера

Прокладку магистральных трубопроводов согласно проектированию, в районах вечноммерзлых грунтов необходимо применять в соответствии с требованиями СП 25.13330.2012, а также специальных ведомственных нормативно –технических документов, которые утверждены Мингазпромом, Миннефтегазстроем, Миннефтепромом по согласованию с Минстроем РФ и дополнительным указаниям настоящих норм.

Определение наиболее благоприятных участков (в мерзлотном и инженерногеологическом отношении) для магистрального трубопровода по материалу опережающего инженерно-геокриологического изучения территории является важным условием.

В качестве основания трубопровода использование принципа вечномерзлых пород производится в соответствии с требованиями СП 25.13330.2012, в зависимости от способов прокладки газопровода, режима эксплуатации, возможности изменения свойств грунтов основания и инженерногеокриологических условий.

Сооружение трубопроводов, должно осуществляться в основном в зимнее время прокладываемых на многолетнемерзлых грунтах, с использованием грунтов в качестве оснований в соответствии с СП 25.13330.2012 по первому принципу.

Использование первого принципа – вечномерзлые грунты представляющие основание, используются в мерзлом состоянии, который сохраняется в процессе строительства и в течении всего дальнейшего периода эксплуатации сооружения.

Что касается летнего периода, то при потере несущей способности деятельности грунта и его применение в соответствии со СП 25.13330.2012 по второму принципу допускается выполнение линейных трассовых работ только с применением специальных технологий и техники, которые обоснованы техникоэкономическим расчетом и отвечающих требованиям охраны окружающей среды[2].

Использование второго принципа – вечномерзлые грунты представляющие основание, используются в оттаянном или оттаивающем состоянии (с допущением их оттаивания в период эксплуатации сооружения).

Если грунты основания возможно сохранить в мерзлом основании при целесообразных экономических затратах, которые обеспечивают такое состояние, то следует применять первый принцип. Также по первому

принципу следует применять, как правило, на участках с твердомерзлыми грунтами и при повышенной сейсмичности района.

На участках с вечномерзлыми грунтами, а также при повышенной сейсмичности района следует принимать, как правило, применение вечномерзлых грунтов по первому принципу.

При наличии скальных или следующих малосжимаемых грунтов, деформации при оттаивании не превышают предельно допустимые значения, для проектируемого сооружения при несплошном распространении вечномерзлых грунтов, следует применять второй принцип, а также в случаях, когда по техническим и конструктивным особенностям сооружения и инженерногеокриологическим условиям участка при сохранении мерзлого состояния грунтов основания не обеспечивается требуемый уровень надежности строительства[3].

1.3.2. Способы прокладки трубопроводов в вечномерзлых грунтах

Трасса прохождения трубопроводов представлена сложными и разнообразными геологическими, геоморфологическими и геокриологическими условиями (это многолетнемерзлые грунты с существующими явлениями криогенеза). В соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2012, рассматриваются два способа прокладки трубопровода: подземный и наземный. Схемы данных способов приведены на рис.2 и рис.3[1].

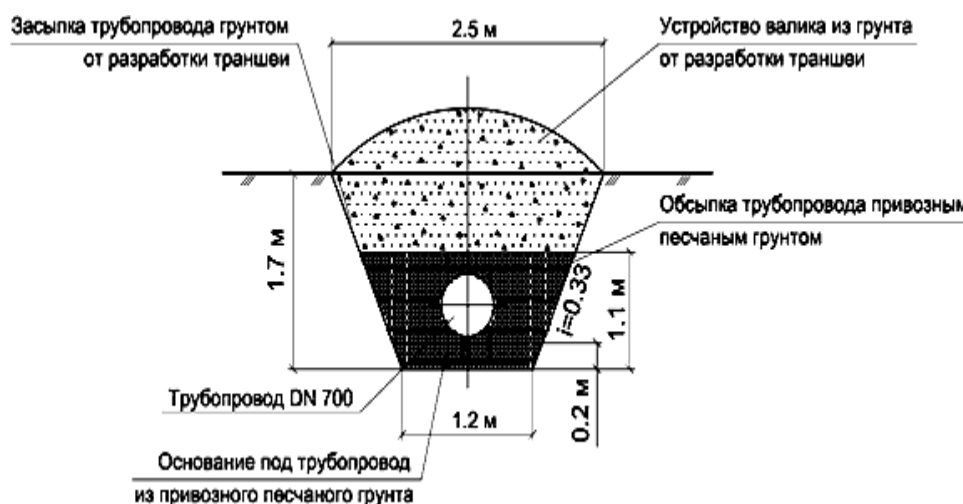


Рис.2. Подземная прокладка трубопровода

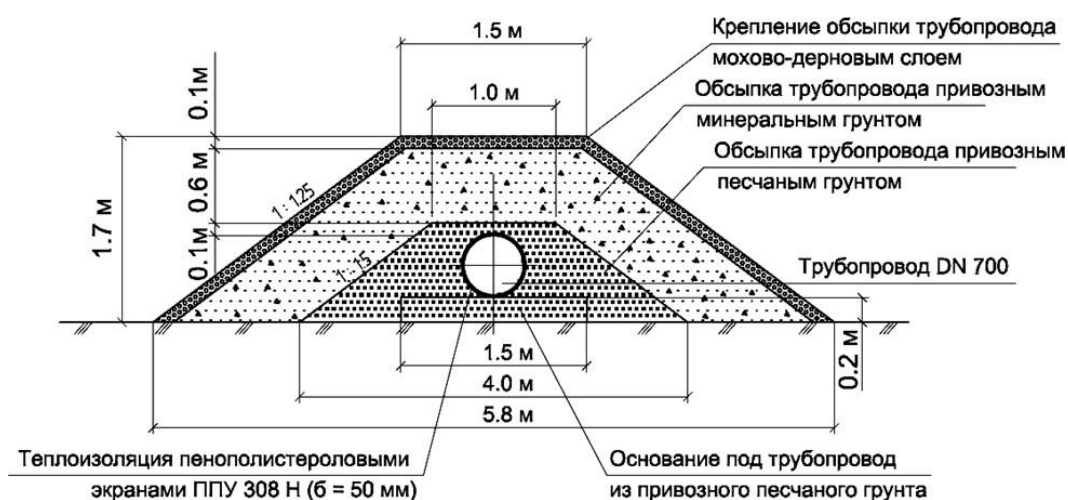


Рис.3. Наземная прокладка трубопровода

Исходя из рис.2. условием подземной прокладки трубопроводов следует параллельность рельефу местности с заглублением до верхней образующей трубы, или балластирующей конструкции не менее:

- на участках прокладки по землям Гослесфонда – 0,8 м;
- глубина укладки 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 водные преграды;

Через естественные и искусственные препятствия на переходах, увеличивается глубина заложения, зависящая от вида препятствия, конструктивных решений и инженерно-геологических характеристик грунтов.

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 превышающую 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 просадочности) 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, ВСН006-89, ВСН 011-88, ВСН 012-88.

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[1].

1.3.3. Методы балластировки газопроводов в условиях Крайнего Севера

Балластировка или закрепление используется для обеспечения устойчивого положения трубопровода на проектных отметках в траншее.

Для реализации данной цели используются конструкции, которые создают давление на трубопровод (в качестве пригрузки). А также конструкции, которые используют давление пассивное (отпор) грунта в основании траншеи[6].

Рассмотрим конструкции и способы балластировки трубопроводов исходя из конкретных условий (уровня грунтовых вод, участка трассы трубопровода, характеристики грунтов, схемы прокладки трубопровода):

- утяжелите железобетонные охватывающего типа «далее УБО» и клиновидные типа 1–УБКм;
- устройства анкерные типа: винтового, раскрывающего(ВАУ, АР) и вмораживаемые;
- грунт минеральный, с применением нетканых синтетических материалов «далее НСМ»;
- полимерно-контейнерные балластирующие устройства «далее ПКБУ»;
- применимый групповой способ установки утяжелителей железобетонных, также анкерных устройств;

– повышенное заглубление трубопровода.

В соответствии с ТУ 102-300-81 происходит изготовление железобетонных утяжелителей охватывающего типа УБО. Данные утяжелители представлены на (рис4,а) состоящие из двух блоков железобетонных, также двух металлических, имеющие изоляционную защиту (покрытие), изготовленных из соединительных поясов и прочного синтетического материала.

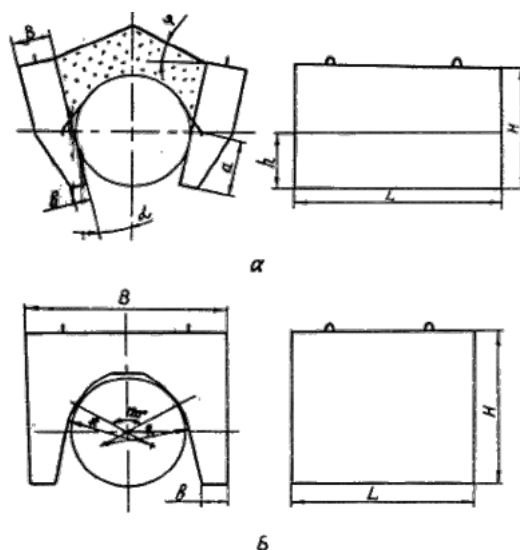


Рис.4. Конструкции железобетонных утяжелителей: а- утяжелитель УБО; б-утяжелитель 1-УБКм

Технические характеристики утяжелителя типа УБО приведены в ТУ 102- 300-81.

Утяжелители железобетонные клиновидного типа 1-УБКм изготавливаются по ТУ 102-421-86. Представляет собой утяжелитель седловидный железобетонный блок (рис. 4, б) поверхность которого примыкает к трубопроводу, образовывается двумя пересекающимися цилиндрическими поверхностями, в условии радиусом больше, чем радиус трубы[7]. Техническая характеристика утяжелителя типа УБК приведена в ТУ.

Полимерно-контейнерные балластирующие устройства «далее ПКБУ» в исполнении с грунтовым заполнением (рис.5) изготавливаются в соответствии по ТУ 6-19-210-82, представляющие собой соединенные четырьмя силовым

лентами два контейнера. Контейнеры изготавливаются из мягкого долговечного рулонного материала (синтетического) с металлическими распорными рамками.

Для изготовления лент применяется синтетический материал. Наблюдаются вшитые вертикальные противоразрывные перегородки между лентами.

Утяжелители бетонные и ПКБУ применяют групповой способ установки, для увеличения производительности труда и учета в балластировке массы грунта засыпки траншеи.

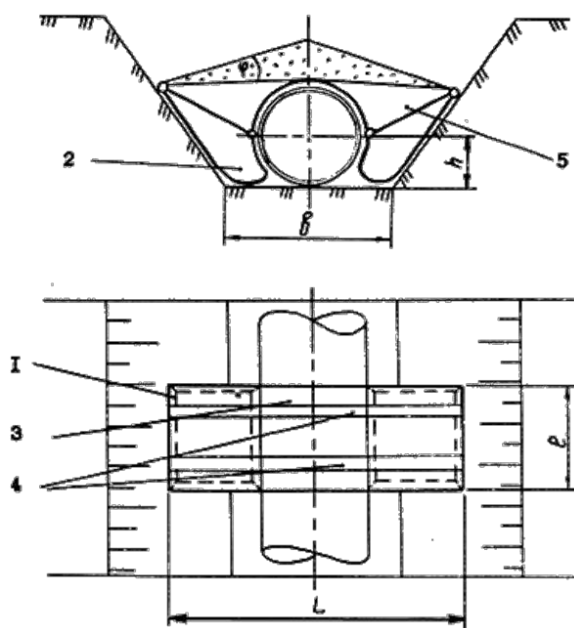


Рис.5. Схема конструкции полимерно-контейнерного балластирующего устройства: 1 - рамка жесткости; 2 - емкость из мягкой ткани; 3 – нижняя грузовая лента; 4- верхняя грузовая лента; 5 - противоразрывная перегородка

Для изготовления лент применяется синтетический материал. Наблюдаются вшитые вертикальные противоразрывные перегородки между лентами.

Утяжелители бетонные и ПКБУ применяют групповой способ установки, для увеличения производительности труда и учета в балластировке массы грунта засыпки траншеи.

Путем увеличения глубины траншеи, происходит балластировка грунтом. Величина нормативной интенсивности балластировки достигается путем изучения характеристик грунтов, обратной засыпки и диаметра трубопровода.

Использование балластировки трубопроводов с применением нетканого синтетического материала (НСМ) выполняются по схемам, представленным на рис.6. Балластировку осуществляют по всей длине трубопровода и отдельным участкам в зависимости от технических характеристик грунта.

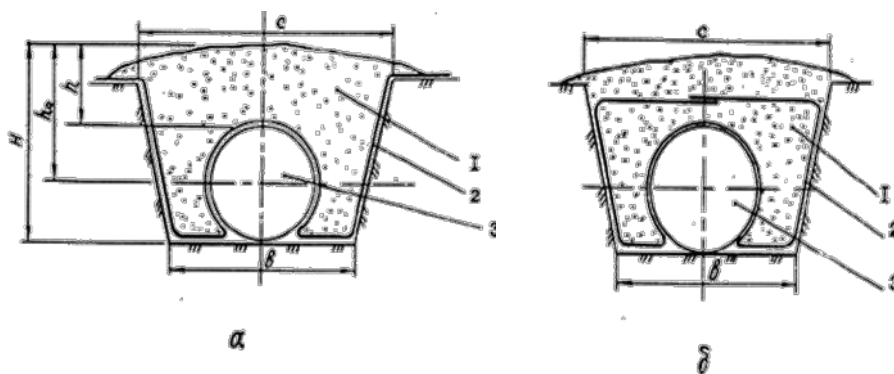


Рис.6. – Схемы балластировки трубопроводов грунтом с применением НСМ:

а - для песчаных; б - для глинистых; 1 - минеральный грунт; 2 - полотно из НСМ; 3 - трубопровод

Также возможен применим грунт в качестве балластирующего устройства, который закрепляется добавками вяжущих компонентов пот ТУ 38-101960-83 (тяжелые крекинг-остатки, битумы и т. д.). Балластировка трубопроводов непосредственно закрепленным грунтом выполняется в виде перемычек, совместно с анкерными устройствами и утяжелителями железобетонными, представленным на рис.7[8].

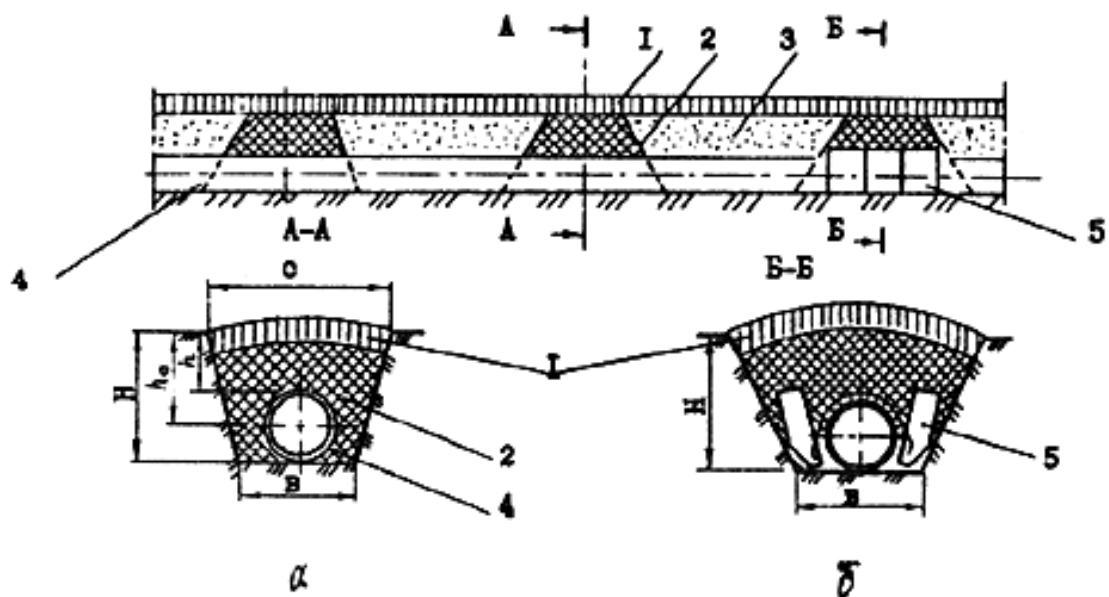


Рис. 7 – Схема конструкций балластных перемычек:

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

Анкерные устройства типа «винтовые» ВАУ-1 представленных на рис.8 изготавливают в соответствии с ТУ 102-164-80 и рабочим чертежам ВНИИСТа.

Соответственно ВАУ-1 состоит из двух анкеров винтовых, также двух тяг анкерных и силового пояса.

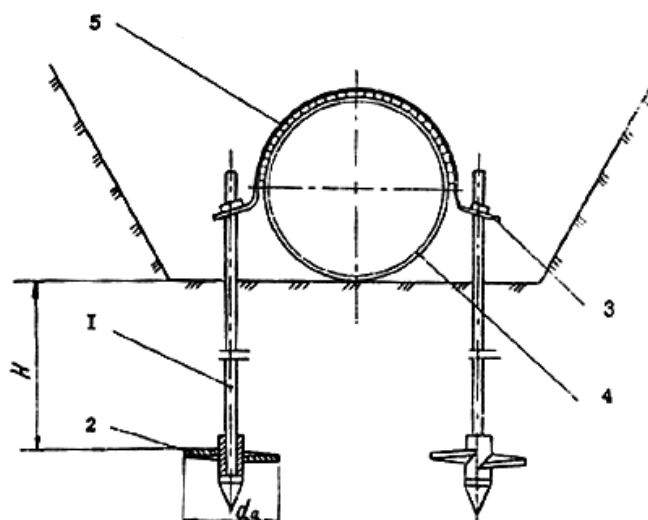


Рис.8 – Схема конструкции винтового анкерного устройства типа ВАУ: 1 - тяга анкерная; 2 - винт анкера; 3 - силовой пояс; 4 - трубопровод; 5 – прокладка

Рассмотрим анкерные устройства раскрывающегося типа «свайные» АР-401 и АР-401В, которые изготавливаются в соответствии с ТУ 102-318-82 и рабочим чертежам Тюменского филиала СКБ «Газстроймашина». Устройства типа АР состоят из двух свайных анкеров и представленного на рис.9. силового пояса. В свою очередь свайный анкер состоит из тяги, трубы диаметром 168 мм или также металлической полосы, к которой шарнирно крепятся лопасти, попарно в два яруса.

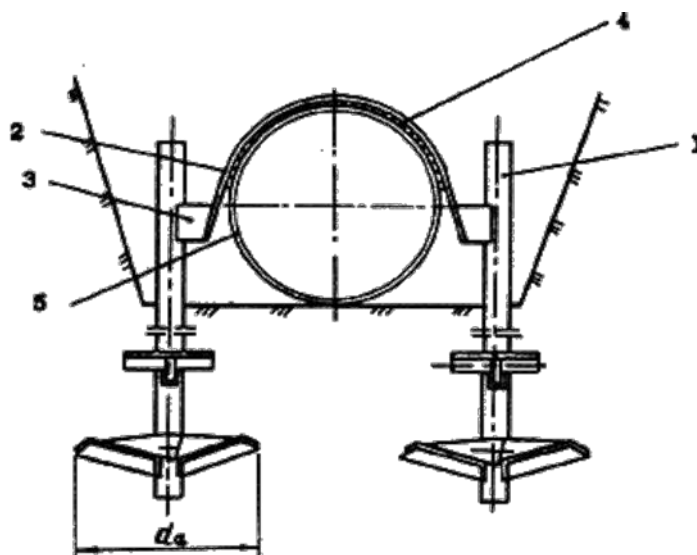


Рис.9. – Схема конструкции раскрывающегося анкерного устройства типа АР-401: 1 - анкер раскрывающийся; 2 - прокладка; 3 - хомут; 4 - мат; 5 – трубопровод

Анкерные устройства дискового и стержневого типа «вмораживаемые» изготавливаются в соответствии с ТУ 102-455-88, ССО Центртрубопроводстрой и рабочим чертежам ВНИИСТа.

Данные устройства дискового типа представлены на рис. 10, которые состоят из двух тяг с круглыми дисками. Диски располагаются на определенном расстоянии друг от друга, также двух ограничителей усилий и силового пояса.

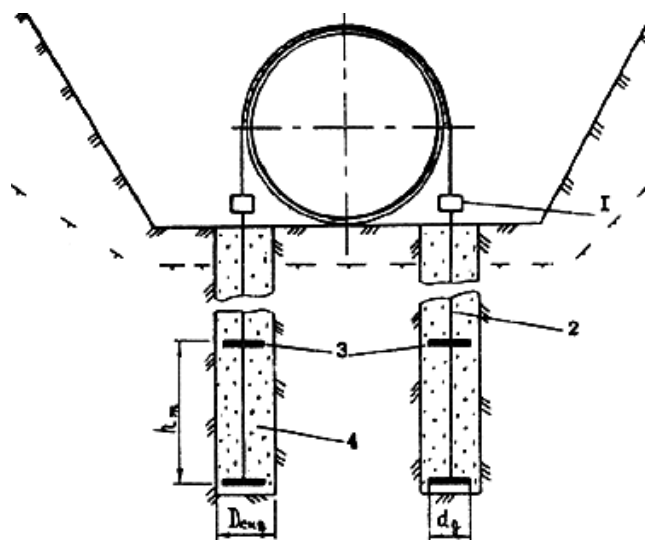


Рис. 10. – Схема конструкции вмораживаемого анкерного устройства дискового типа: 1 - ограничитель усилий; 2 - тяга; 3 - металлические диски; 4 - грунтовый раствор

На рис.11. представлено анкерное устройство стержневого типа. Оно отличается от предыдущего тем, что в нем не находятся диски, а тяги представленные выполнены из арматуры периодического профиля. В анкерном устройстве ограничители усилий используются в случае закрепления трубопроводов, прокладываемых преимущественно в пучинистых грунтах.

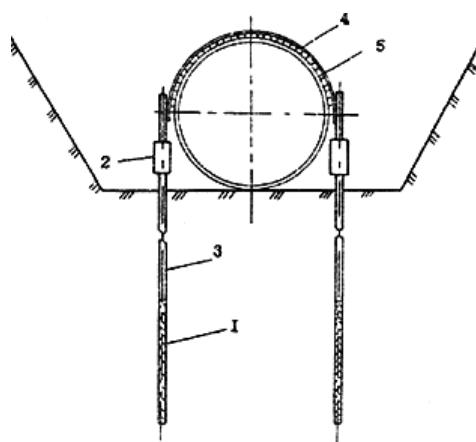


Рис.11. – Схема конструкции стержневого анкерного устройства: 1 - стержневой анкер; 2 - компенсатор; 3 - тяга; 4 - силовой пояс; 5 – футеровочный мат

Проектной организацией определяются применяемые в том или ином случае конструкции, также способы балластировки и закрепления трубопроводов, и отражаются в проекте, учитывая следующие основные факторы:

- тип грунта и его характера (как прочностных так и деформационных характеристик);
- глубину траншеи;
- уровень грунтовых вод;
- тип и глубину болот;
- рельеф местности;
- схему прокладки;
- методы и сезон производства строительно-монтажных работ;
- экономическую целесообразность.

На болотах всех типов, можно производить балластировку трубопроводов утяжелителями железобетонными УБО и УБК, независимо от глубины болот, пойм рек, вечномёрзлых грунтов. При том, что целесообразно применять утяжелитель типа УБО в том случае, когда имеет возможность применять в качестве дополнительного балласта грунт засыпки траншеи.

Винтовые анкерные устройства ВАУ-1 закрепляют трубопроводы на болотах, глубина которых равна или же меньше глубины траншеи, однако до осуществления засыпки траншеи должно быть обеспечено созданное проектом положение трубопровода. Для обеспечения экономической целесообразности несущей способности анкеров винтовых, подстилающие болота должны обеспечивать данную экономическую целесообразность. Также винтовые анкерные устройства необходимо применять для закрепления трубопроводов, которые прокладываются на участках с предполагаемым обводнением.

Анкеры типа раскрывающегося, например АР-401 и АР-401В можно применять для закрепления трубопроводов, которые прокладываются на

болотах и обводненных территориях, при этом верхние лопасти анкеров после раскрытия, должны находиться непосредственно в минеральном грунте на глубине не менее 3 м.

Стоит отметить, что винтовые анкерные устройства применяют преимущественно на болотах, подстилаемых супесчаным и песчаными грунтами, а анкеры раскрывающего типа АР-401 – глинистыми и суглинистыми грунтами.

Таким образом, железобетонные утяжелители и анкерные устройства необходимо применять для баллаستировки и закрепления подводных переходов, шириной до 50 м, а также проектируемых с учетом продольной жесткости труб. Устанавливаются на не размываемых береговых участках.

Использование закрепленных грунтов при балластировки трубопроводов можно производить с прогнозируемым обводнением территории и на участках обводненной территории, при условии отсутствия нахождения воды в траншее в процессе производства работ (зимнее время, удаление воды специальными средствами и т.д.).

С применением нетканых синтетических материалов «далее НСМ» можно производить на участках с прогнозируемым обводнением, на заболоченных и обводненных участках трассы, также на вечномерзлых грунтах, необходимым условием является отсутствие воды в траншее при производстве работ.

Вмораживаемыми анкерными устройствами производят закрепление трубопроводов в песчаных твердомерзлых и глинистых грунтах, включая болота с необходимой мощностью торфяного покрова, т.е. не более глубины траншеи при условии, что несущие элементы вмораживаемых анкеров необходимы быть в вечномерзлом грунте в течении срока их эксплуатации[7].

Обеспечение устойчивого положения газопровода на проектных отметках – одно из условий надежной работы ГТС. Доказано, что использование традиционных средств балластировки, таких как: утяжелители

бетонные охватывающие (УБО), утяжелители бетонные клиновидные (УБК) и закрепления (винтовые и вмораживаемые анкеры), это условие часто невыполнимо. Поэтому данную проблему можно назвать комплексной, так как стоит задача обеспечения высокого уровня надежности и функционирования МГ. 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.

1.3.4. Эксплуатационные особенности газопроводов в условиях Крайнего Севера

Большая часть [] имеет возраст эксплуатации [] лет и с каждым годом общее техническое состояние ЛЧ ухудшается, так как ресурс эксплуатации практически исчерпан. В данное время, моральный и физический износ газопроводов привел к значительному увеличению затрат на ремонт следующих дефектов: свищей, трещин, сварных швов, замену антикоррозионной смазки в местах нарушения, вырезку гофр, подсыпку и обвалку необходимых участков. За счет постоянного накопления дефектов при эксплуатации многолетней, резко увеличилась интенсивность отказов.

В результате старения металла труб газопровода, происходит изменение сопротивляемости сварных соединений и основного металла хрупкому разрушению и дальнейшее изменение трещиностойкости и механических свойств.

В приведенных условиях, риск разрушений отдельных участков трубопроводов, возраст имеющийся более 30 лет, длиной около 200 км, возрастает. Объясняется это тем, что скорость протекания разрушения в конструкциях гораздо больше, чем в конструкциях, имеющих большой запас прочности. Также должен быть учтен тот факт, что рассматриваемый газопровод спроектирован и смонтирован в те времена, когда опыт

эксплуатации газопроводов в условиях Крайнего Севера не был достаточно изучен.

Сделаем вывод, что рабочие условия действующего металла и сварных соединений газопровода обладают своей спецификой и также имеются следующие факторы, влияющие на сопротивление разрушению:

- когда имеют место быть растягивающие компоненты напряжений, в двухосном напряженном состоянии работает трубный металл;
- присутствие начальных технологических дефектов в сварных соединениях и в конструкциях неизбежно, так как эти дефекты развиваются в период эксплуатации по разным механизмам роста, именно они определяют меру надежной и долговечной работы конструкции с наличием имеющихся разрушений металла труб;
- при перекачивании продукта, аккумулируемая газопроводом энергия может вызвать хрупкие и квазихрупкие разрушения, происходящие при высоких динамических нагрузках, стоит отметить, в действующих газопроводах аккумулируемая энергия деформации упругой металла, что непосредственно вызывает усложнение условий его работы в газопроводе;
- в условиях сурового климата эксплуатируются северные газопроводы, это приводит к тому, что трубный металл используется в широком диапазоне температур от -50°C до $+30^{\circ}\text{C}$ летом $^{\circ}\text{C}$.

Проходящие трассы газопроводов северного исполнения, имеют достаточно экстремальные условия. Это характеризуется в основном присутствием низких температур, многочисленными болотами и болотистыми местностями, переходами через реки, в совокупности данные условия создают нестабильные напряженно- деформирующие состояния «далее НДС». Но большее время, линейная часть МГ имеет взаимодействие с мерзлым грунтом и сезонно со слабонесущим грунтом (замерзание, оттаивание, обводнение).

Так как в данных грунтах имеются значительные сжимающие продольные нагрузки, которые влияют на МГ при эксплуатации, допустим, в

теплое время года, выделяются немалые поперечные перемещения оси газопровода, особенно в местах имеющих искривления, и как вывод, такие перемещения основываются на выходе газопровода из траншеи, наблюдается образование выпученных участков. Если взять зимнее время, то газопроводы, в данном случае, испытывают большое продольное усилие растяжению, и в участках с обводнением – всплытие газопровода частое явление.

По характеру воздействия и его длительности, нагрузки, которые испытывает газопровод делятся на: временные, постоянные и особые. Постоянными нагрузка можно назвать: давление грунта засыпки, выталкивающую силу воды, также собственную массу газопровода и силы, вызванные монтажом. Временными нагрузками являются: масса продукта, деформационные силы грунта, внутреннее давление и воздействие климата.

Основным силовым воздействием, определяющее НДС газопровода, является внутреннее давление. Под его воздействием возникают кольцевые растягивающие и вычисляются по безмоментной теории оболочек цилиндрических тонкостенных. Расчетная практика показывает, изменением радиальных напряжений по толщине стенки трубы пренебрегают, а также напряжениями, вызванными несовершенством формы поперечного сечения трубы. Продольные напряжения возникают при действии внутреннего давления и при температурном перепаде, это основной вклад в НДС по значимости.

При расчете газопроводов на прочность и устойчивость, в первую очередь стоит учитывать температурный перепад, который имеет широкий диапазон. Температура окружающего воздуха при сооружении – температура трубы, температура продукта – температура трубы при эксплуатации. Разность между расчетной и эксплуатационной температурами (стенки газопровода) называется величиной температурного перепада. Регламентируется температурный перепад и допускается для различных конструктивных решений нормами предельного состояния МГ.

При строительстве и эксплуатации МГ определяются условия грунта(условия мерзлоты), для того, чтобы соблюсти устойчивость газопроводов, возводимых в местах с грунтами многолетнемерзлыми.

Факторы, влияющие на несущую способность газопровода, определяются при инженерно-геокриологических условиях, также факторы при направленности в период строительства и эксплуатации. При известных технологиях строительства газопроводов, растительный покров, грунты, почвенный горизонт, микрорельеф, подвергаются воздействию. Оттуда, нарушение условий теплообмена между систем: литосфера-атмосфера, что приводит к смене как температурного режима грунтов, так и активации или по-другому деактивации различных экзогенных геологических явлений и процессов.

В пределах трассы газопроводов в условиях Крайнего Севера, основными видами нарушений естественных условий являются следующие признаки: временные притрассовые дороги, вырубка леса, уничтожение почвенного покрова, прокладка траншеи и др. Стоит отметить, что трасса также пересекает различные мерзлотные ландшафты, со встречающимися долинами ручьев и рек, характеризующиеся слабой дренирующей способностью. Большие трудности возникают, при освоении данных участков, которые требуют особую технологию строительства, которая направлена на уменьшение техногенного воздействия на природную окружающую среду.

2. Расчетная часть

2.1. Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы

$$S \leq m N_{кр} , \quad (2.1)$$

F - площадь поперечного сечения трубы

$$F = \pi \cdot \delta \cdot (D_H - \delta) = \text{[redacted]} \quad (2.2)$$

Где S - эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода;

$$S = 100 [(0,5 - \mu) \sigma_{кц} + \alpha E \Delta t] F = \text{[redacted]} \text{ МН}; \quad (2.3)$$

$N_{кр}$ - продольное критическое усилие

$$N_{кр} = \text{[redacted]} = 10 \text{ МН};$$
$$m N_{кр} = \text{[redacted]} \text{ МН}; \quad (2.4)$$

$\tau_{пр}$ - предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом;

$$\tau_{пр} = p_{гр} \operatorname{tg} \varphi_{гр} + c_{гр} = \text{[redacted]}; \quad (2.5)$$

где p_0 - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины

$$p_0 = \pi \cdot D_H \cdot \tau_{пр} = \text{[redacted]}; \quad (2.6)$$

$p_{гр}$ - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом

$$p_{гр} = \text{[redacted]} \quad (2.7)$$

Где, $n_{сп} = 0,8$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

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

$q_{мп}$ - нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом;

$$q_{mp} = q_m + q_{из} + q_{пр} = \text{[redacted]} \text{ Н/м}; \quad (2.8)$$

q_m – нагрузка от собственного веса трубы (вес металла);

$$q_m = n_{св} \cdot \rho_{ст} \cdot g \cdot F = \text{[redacted]} \text{ Н/м}; \quad (2.9)$$

$n_{св} = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса трубы;

$q_{из}$ – нагрузка от веса изоляции;

$$q_{из} = 0,1 \cdot q_m = \text{[redacted]}; \quad (2.10)$$

$q_{пр}$ – нагрузка от веса продукта;

$$q_{пр} = 100 \cdot P \cdot D^2 \text{[redacted]};$$

$q_{верт}$ – сопротивление;

$$q_{верт} = n_{зр} \cdot \gamma_{зр} \cdot D_H \cdot (h_0 + D_H / 2 - \pi \cdot D_H / 8) + q_{mp} =$$

$$\text{[redacted]} =$$

$$= \text{[redacted]}; \quad (2.11)$$

Осевой момент инерции

$$J = \pi / 64 \cdot (D_H^4 - D_{вн}^4) = \pi \cdot R_{ср}^3 \cdot \delta = \text{[redacted]} \text{ м}^4 \quad (2.12)$$

Радиус срединной поверхности цилиндрической оболочки

$$\text{[redacted]}$$

- продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземного трубопровода в случае упругой связи трубы с грунтом

$$\text{[redacted]} \quad (2.14)$$

$$m \cdot N_{кр} = \text{[redacted]}; \quad (2.15)$$

[redacted] - условие выполняется

2.2. Расчет на всплытие трубопровода

Исходные данные:

Труба = 720 x 9 мм; толщина изоляционной ленты Полилен МВ = 0,63 мм; толщина обертки Полилен О = 0,65 мм. Изоляция (обертка) двухслойная.

$$D_{из} = D_H + 2 \cdot \delta_{из} + 2 \cdot \delta_{из} = \text{[redacted]} \quad (2.16)$$

$I = \text{[redacted]}$ момент инерции сечения трубы;

$n_{\delta} = 1,0$ – коэффициент надежности по нагрузке для чугунных пригрузов;

$k_{н.в.} = 1,15$ коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия для русловых участков;

$q_{в}$ – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$\boxed{\phantom{q_{в} = \gamma \cdot V}} \quad (2.17)$$

где $\gamma = 10500 \text{ Н/м}^3$ удельный вес воды;

$q_{изг}$ – расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи и определяемая для вогнутых участков по формуле:

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3}, \quad (2.18)$$

$$\boxed{\phantom{q_{изг} = \frac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3}}}$$

где $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ модуль упругости материала трубы для стали;

$\rho = 1000 \text{ м}$ радиус упругого изгиба трубопровода;

$\beta = 6^\circ 3' = 0,10559 \text{ рад.}$ угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости на вогнутом рельефе;

$q_{тр}$ расчетный вес единицы длины трубопровода в воздухе с учетом изоляции при коэффициенте надежности по нагрузке $n_{с.в.} = 0,95$;

$$q_{тр} = (q_M + q_{изг}) \cdot n_{с.в.}, \quad (2.19)$$

$$q_{тр} = \boxed{\phantom{q_{тр} = (q_M + q_{изг}) \cdot n_{с.в.}}}$$

где q_M нагрузка от собственного веса металла трубы;

$$q_M = \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2),$$

$$\boxed{\phantom{q_M = \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2)}} \quad (2.20)$$

$\gamma = 78500 \text{ Н/м}^3$ – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы;

$q_{из}$ – нагрузка от собственного веса изоляции;

$$q_{из} = (\delta_{и.п.} \cdot \rho_{и.п.} + \delta_{об} \cdot \rho_{об}) \cdot k_{из} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot n_{с.в.}, \quad (2.21)$$

$k = 2,3$ коэффициент, учитывающий величину нахлёста, при из двухслойной изоляции;

$\delta_{и.п.} = 1,26$ мм толщина изоляционной ленты, для изоляционной ленты марки «Полилен МВ»;

$\rho = 1090$ кг/м³ плотность изоляционной ленты, для марки «Полилен МВ»;

$\delta_{об} = 1,3$ мм толщина обертки, для марки «Полилен О»;

$\rho_{об} = 1055$ кг/м³ плотность обертки, для марки «Полилен О»;

$g = 9,81$ м/с² ускорение свободного падения.

2.3. Определение параметров балластировки для заболоченного участка

Применяем железобетонные грузы. Общая масса груза $Q_r = 2470$ кг, удельный вес материала пригрузки $\gamma_6 = 2,3 \cdot 10^4$ Н/м³.

Величина балластировки в воде:

$$q_{бал.в}^H = 1/n_6 \cdot \left(k_{н.в.} \cdot q_{в} + q_{изг} - q_{тр} - q_{доп} \right); \quad (2.23)$$

$$q_{бал.в}^H =$$

Величина балластировки в воздухе:

$$q_{бал}^H = q_{бал.в}^H \cdot \frac{\gamma_6}{\gamma_6 - \gamma_в \cdot K_{н.в.}}; \quad (2.24)$$

Средний объем грузов $V_r = 1,03$ м³;

Расстояние между грузами:

$$l_r = (Q_r \cdot g) / q^H; \quad (2.25)$$



Количество грузов:

$$n = L / l_r$$

Расчет расстояния между анкер-инъекторами, приняв следующие исходные данные

- диаметр трубопровода D_n - [redacted];
- толщина стенки трубопровода δ = [redacted];
- величина интенсивности балластировки $q_{\text{бал}}$ = [redacted];
- расчетный вес единицы длины трубопровода на воздухе $q_{\text{мп}}$ = [redacted];
- расчетное сопротивление металла трубы [redacted];
- давление при инъекции P = [redacted];
- время инъе́ктирования t = [redacted];
- длина корня анкера L_k = [redacted];
- характеристики грунта:
- удельный вес γ = [redacted];
- сцепление $c_{\text{гр}}$ = [redacted];
- угол внутреннего трения φ = [redacted]°;
- коэффициент замоноличивания анкера [redacted];
- коэффициент заполнения пор [redacted];
- пористость n = [redacted];

вертикальное расстояние от поверхности грунта до середины анкера h = [redacted].

Несущая способность анкера обеспечивается винтовой лопастью и определяется по формуле:

$$\Phi_{\text{анк}} = m \cdot b \cdot P_{\text{пр}} \quad (14)$$

где $m_{\text{с}}$ - коэффициент условий работы при выдергивающей нагрузке, определяемый в зависимости от вида и состояния грунта;

$P_{\text{пр}}$ - предельное (критическое) сопротивление анкера, определяемое экспериментальным путем или по формуле

$$P_{\text{пр}} = (A \cdot c_{\text{гр}} + B \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot h_a) \cdot F_{\text{л}}, \quad (15)$$

где А, В - коэффициенты, зависящие от угла внутреннего трения грунта в рабочей зоне лопасти винта;

$c_{\text{гр}}$ - сцепление грунта в рабочей зоне лопасти винта;

$\gamma_{\text{гр}}$ - средневзвешенный удельный вес грунтов, залегающих от дна траншеи до отметки заложения лопастей анкера;

h_a - глубина заложения лопастей от дна траншеи;

$F_{\text{л}}$ - площадь лопастей анкера, определяемая по формуле

$$F_{\text{л}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{анк}}^2}{8}, \quad (16)$$

где $D_{\text{анк}}$ - диаметр винтовой лопасти.

Для трубопровода диаметром 720 мм принимаем диаметр винтовой лопасти анкера $D_{\text{анк}} = 0,4$ м.

По формуле (16) находим площадь лопастей анкера:

$$F_{\text{л}} = \frac{\pi \cdot 0,4^2}{8} = 0,0628 \text{ м}^2.$$

Коэффициент условий работы при выдергивающей нагрузке для данного вида грунта $m_{\text{в}} = 0,6$.

Учитывая, что в нашем случае угол внутреннего трения грунта $\varphi = 30^\circ$, коэффициент $A = 26,9$ и коэффициент $B = 16,5$ находим предельное сопротивление анкера по формуле (15):

$$P_{\text{пр}} = (A \cdot c_{\text{гр}} + B \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot h_a) \cdot F_{\text{л}} = (26,9 \cdot 0,2 \cdot 10^4 + 16,5 \cdot 2,12 \cdot 10^4 \cdot 4) \cdot 0,0628 = 91,2 \cdot 10^3 \text{ Н}.$$

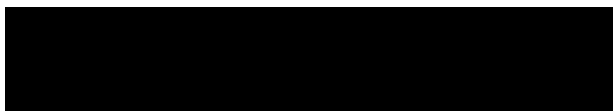
Определяем несущую способность анкера:

$$\Phi_{\text{анк}} = m_{\text{в}} \cdot P_{\text{пр}} = 0,6 \cdot 91,2 \cdot 10^3 = 54,72 \cdot 10^3 \text{ Н}.$$

Расчетная несущая способность анкера:



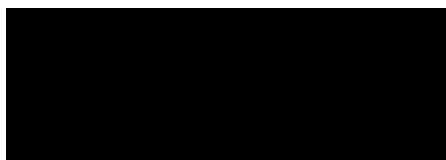
Учитывая, что в данном расчетном случае $z_a = 2$ и $D_H/D_{анк} = 1,8$, коэффициент $m_{анк}$ определяется по формуле (6):



Величина расчетной несущей способности анкерного устройства $B_{анк}$ определяется по формуле (5):

$$B_{анк} = z a m_{анк} P_{анк} = \text{[redacted]}.$$

По формуле (4) находим расстояние между анкерными устройствами:



3. Особенности эксплуатации трубопроводов на вечномёрзлых грунтах

3.1. Криогенное пучение грунтов

При промерзании грунта происходит криогенное пучение, сопровождающая увеличением его объема. В естественных условиях простое, равномерное расширение промерзающих грунтов почти никогда не наблюдается вследствие неоднородности грунтов (по глубине и по площади распределения). Кроме того, и сам грунты при пучении ведут себя по-разному в зависимости от их глинистости, минералогического состава частиц, состава поглощенных катионов и пр.

Если свободное увеличение объема промерзающего грунта ограничивается подземными конструкциями фундаментов, шпунтов, трубопроводов, анкерных устройств и т. п., между мёрзлым грунтом и подземными сооружениями возникают мощные реактивные усилия морозного пучения.

Характерные кривые пучения грунтов при промерзании для трех типичных грунтов (мелкого песка, дисперсной глины и пылеватого суглинка) по опытам Н.А. Цытовича показаны на рис. 3.1.

Кривая 1, соответствующая морозному пучению водонасыщенного песка при промерзании его со всех сторон, показывает, что песок весьма быстро увеличивается в объеме, хотя и на незначительную величину, а затем (при дальнейшем охлаждении), как и всякое другое твердое тело, уменьшается в объеме. В случае же одностороннего промерзания водонасыщенного песка и свободного оттока воды объем песка практически остается неизменным, т. е. морозного пучения не наблюдается.

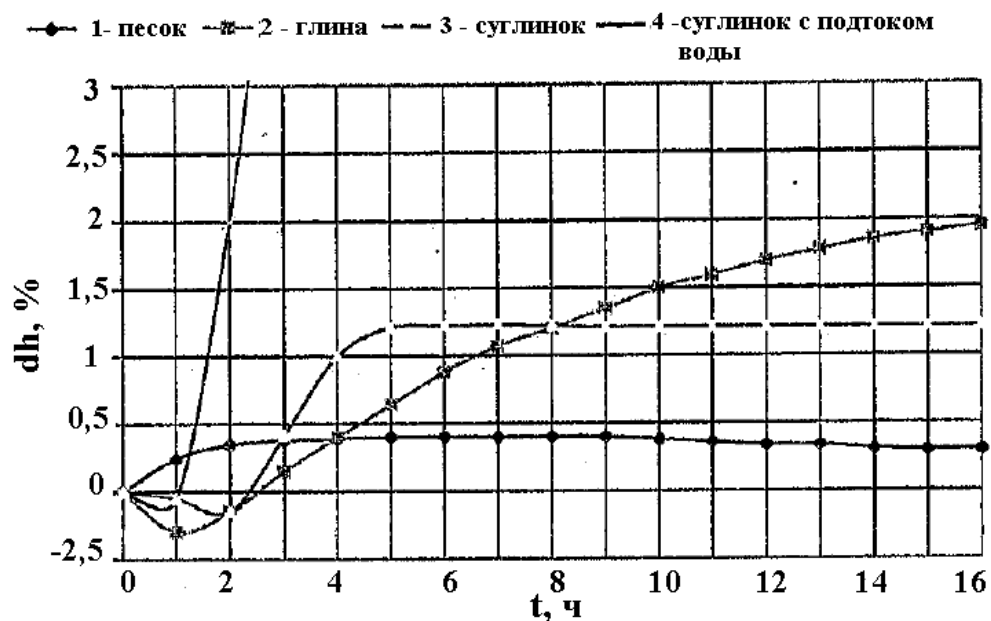


Рисунок 3.1 – Кривые пучения грунтов при промерзании

Совершенно по-иному ведет себя дисперсная глина (кривая 2). Вначале имеет место некоторое сжатие образца глины (вследствие увеличения адсорбционных сил пленочной воды и ее вязкости при охлаждении, а также, возможно, и сжатия заземленных пузырьков воздуха). Затем наблюдается пучение грунта, которое происходит не только в начальный период промораживания, но и значительно позже при дальнейшем охлаждении грунта и замерзании новых порций рыхлосвязанной пленочной воды.

При этом даже в летний период времени года на сильно обводненных участках трассы наблюдается вспучивание грунта и появления равномерно распределенных вдоль газопровода сил морозного пучения, действующих на газопровод вертикально снизу вверх, как показано на рис. 3.2.

При образовании ледяного покрова вокруг газопровода капиллярные силы и силы адсорбции на поверхностях минеральных частиц приводят к тому, что лед в капиллярах образуется при более высоком давлении, чем в «свободной» воде. Разность между этими двумя давлениями тем выше, чем меньше размеры пор. Это означает, что разность давления между льдом и водой в замороженном грунте тем выше, чем ниже температура грунта [16].

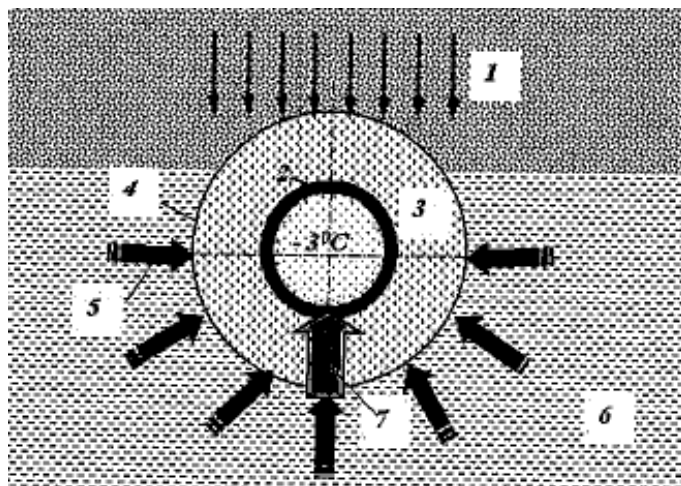


Рисунок 3.2 – Механизм воздействия сил морозного пучения на «холодный» газопровода в теплое время года: 1 – силы веса грунта; 2 – трубопровод с природным газом с температурой -3°C ; 3 – образование льда в замерзшем грунте; 4 – граница замерзшего грунта ($t - \text{OX}$); 5 – силы расширения, образовавшиеся при втягивании воды в зону замерзания и ее замораживании; 6 – грунтовая вода; 7 – сила морозного пучения

Таким образом, давление льда фактически обуславливает давление вспучивания, воздействующее на весь объем грунта.

Давлению льда противодействует сила веса грунта и сопротивление разрыву и сжатию грунта. Основная особенность данного процесса вспучивания состоит в том, что высокое давление во льду сопровождается низким давлением в воде.

Это неожиданное явление – результат процессов в мелкопористой структуре, а также специальных свойствах льда и воды в порах грунта и вокруг них. Ограниченная поверхность раздела фаз вода–лед–грунт обуславливает более высокое давление льда, когда в смежной фазе, т. е. в воде, поддерживается более низкое давление. Более низкое давление в воде, соседствующей со льдом в порах грунта, обеспечивает постоянный приток воды. Причем силы, способные вытянуть адсорбированную воду из водонасыщенного грунта даже при температуре минус 1°C , очень велики и способны вытолкнуть воду на высоту 120 м.

Если природный газ, транспортирующийся по газопроводу, имеет положительную температуру, то вспучивание водонасыщенного грунта возможно лишь в зимнее время. Но как в первом, так и во втором случае порядок максимальной величины нормальных сил морозного пучения можно оценить исходя из величин давления, которые развивают кристаллы льда при стесненном замерзании воды. Как известно, максимальное давление будет развиваться лишь в условиях полной невозможности расширения воды при ее замерзании. Это давление, по данным физики, при температуре минус 22 °С измеряется огромной величиной, порядка 211 МПа. При температуре же выше минус 22 °С давления будут значительно меньше. Для оценки величин давления, которые могут возникать при замерзании воды без возможности ее объемного расширения при температурах выше минус 22 °С, можно воспользоваться эмпирической зависимостью Бриджмена-Таммана:

$$p = 1 + 12,7t - 0,159t^2 \quad (3.1)$$

где p – давление в толще льда, МПа;

t – абсолютное значение величины отрицательной температуры, °С.

Однако отмеченные давления смогут сформироваться лишь при замораживании воды в жестком закрытом со всех сторон сосуде. При замерзании же воды в грунтах фактическое давление, возникающее в них, будет меньше приведенных величин. Как показывают расчеты (даже в условиях, благоприятных, для развития нормальных сил пучения), если замерзание грунтов будет происходить при температуре, близкой к минус 0,01 °С, что имеет место в песчаных и вообще в крупнозернистых грунтах, то, учитывая величину атмосферного давления, уже при добавочном внешнем давлении на грунт, равном примерно 0,127 МПа, теоретически не должно возникать нормальных сил морозного пучения, так как грунт не будет промерзать. Для других же грунтов (дисперсных глинистых), имеющих более низкую температуру замерзания поровой воды, давление растущих

кристаллов льда (при благоприятных условиях) может достигать значительной величины – до 2–8 МПа.

Поставленная задача об определении нормальных сил морозного пучения в настоящее время в полном объеме не имеет аналитического решения, поэтому она решается экспериментально на специальных установках – месдозах. Опытное определение нормальных сил морозного пучения является задачей в методическом отношении весьма и весьма сложной [16].

3.2. Взаимодействие трубопроводов с мерзлыми грунтами

Мерзлые и вечномерзлые грунты имеют две важных особенностей: из-за наличия в них льдоцементных связей при сохранении минусовой температуры грунтов они становятся достаточно прочными и устойчивыми; при увеличении или уменьшении их температуры происходят существенные изменения их физико-механических свойств, что обуславливает нестабильность несущей способности грунтовых оснований.

Даже малейшие нарушения растительного слоя мерзлых грунтов приводят к образованию термокарстов. При оттаивании мерзлого грунта происходит лавинное разрушение льдоцементных связей и твердые сильно льдистые вечномерзлые грунты при пылеватом и глинистом их составе превращаются в разжиженные массы. При протаивания вечномерзлых грунтов в основаниях инженерных сооружений, как показывает многолетняя практика строительства в районах Западной Сибири и Крайнего Севера, возникают значительные, часто совершенно недопустимые, неравномерные осадки фундаментов, приводящие к выходу из строя конструкции. Поэтому разработки теоретических предпосылок и практических приемов обеспечения устойчивого положения технологических объектов транспорта и хранения нефти и газа на вечномерзлых грунтах должны базироваться на учете особенностей районов строительства, детальном изучении свойств замерзающих, мерзлых и оттаивающих грунтов, исследованиях механических процессов, протекающих в них под влиянием природных факторов их

взаимодействия с конструкцией, и изысканиях путей и средств изменения свойств грунтов в желательных направлениях [16].

В инженерной практике слой ежегодного зимнего промерзания и летнего оттаивания носит название деятельного слоя грунтовой толщи. Исследование механических процессов, возникающих в деятельном слое при его промерзании и оттаивании и в толще вечномерзлых грунтов под влиянием внешних воздействий, особенно в верхних ее слоях, изучение прочности, устойчивости и деформируемости замерзающих мерзлых и оттаивающих грунтов и напряженно-деформированного взаимодействия сооружений с вечномерзлыми грунтами – задачи механики мерзлых грунтов.

Согласно строительным нормам и правилам глубина сезонного промерзания грунтов лимитирует глубину заложения фундаментов промышленных зданий и определяет для районов вне области вечномерзлых грунтов мощность так называемого деятельного слоя, т. е. слоя, в котором деятельно протекает целый ряд физических и физико-механических процессов, существенно влияющих на прочность и устойчивость грунтовых оснований.

Для областей распространения вечномерзлых грунтов деятельный слой определяется не глубиной максимального промерзания грунтов, а глубиной их максимального протаивания, т. е. глубиной полного оттаивания льда, содержащегося в вечномерзлых грунтах.

Температура полного оттаивания мерзлых грунтов будет близка к 0°C , если грунты не засолены. Глубина протаивания грунтов, следовательно, и мощность деятельного слоя для вечномерзлых грунтов определяется глубиной проникания положительной и кулевой температуры в мерзлый грунт.

Глубина оттаивания может быть определена теплотехническим расчетом или приближенно по картам изолиний сезонного оттаивания грунтов.

Для районов вечномёрзлых грунтов глубина максимального оттаивания соответствует мощности деятельного слоя, примерные величины которого таковы:

Для Крайнего Севера

Песчаные грунты



Торфоболотные и глинистые грунты



Для Южных районов

Песчаные грунты



Для глинистых грунтов



Из приведенных данных вытекает, что промерзание и протаивание грунтов (особенно дисперсных глинистых) представляют собой сложнейшие физические процессы фазового изменения воды в мерзлых грунтах, существенно влияющие на свойства замерзающих, мерзлых и оттаивающих грунтов, что требует особого, более детального их рассмотрения в последующем изложении [16].

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

При сложившейся практике эксплуатации газопроводов в мерзлых грунтах возникают две основные задачи, обусловленные технологией транспорта газа. В первом случае (при бескомпрессорной подаче) газ из надземного газопровода поступает в подземный участок, например в протяженные поймы рек. Температура газа в надземном участке, а следовательно, и в стенке трубопровода определяется температурой наружного воздуха, т.е. в зимнее время, начиная с октября, температура

надземного участка значительно ниже температуры окружающего грунта. Это создает градиент температур и дополнительные напряжения в газопроводе.

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

Одной из основных задач исследований является оценка взаимодействия трубопровода с мерзлыми грунтами, влияния на его устойчивость пучения, морозных трещин, просадок, термокарста и т.п. Геокриологические условия на трассах чрезвычайно разнообразны, поэтому силовые воздействия их на газопровод отличаются друг от друга, и наиболее достоверным средством исследования являются натурные измерения.

Для оценки несущей способности подземных газопроводов необходимо решить задачу теплового взаимодействия трубы и мерзлого грунта и на ее основе рассмотреть прочностную задачу, считая нагрузки заданными. Тепловое взаимодействие источника с окружающим грунтом относится к классической задаче Стефана и подробно описано в специальной литературе. При решении задач механического взаимодействия трубопроводов с грунтом можно условно выделить следующие подходы: решение плоских задач – кольцо, взаимодействующее с грунтом (разные модели); оболочка – труба в грунте как упругой среде; стержни на упругом основании или с учетом пластических свойств грунта.

Кроме того, можно предложить расчетную схему, более близкую к действительным условиям работы конструкции, а именно рассмотреть задачу для оболочки с учетом продольной деформации и безотпорного участка. На практике такие ситуации возникают в системах промысловых сетей: на выходе трубопровода от скважины, в месте врезки шлейфов, на участках выхода из грунта в местах подключения коллекторов и т.п. Эти факторы могут быть учтены при рассмотрении задачи о полубесконечной оболочке, нагруженной

по торцевому сечению вертикальным давлением с односторонним отпором при постоянном воздействии вдоль образующей и заземленной на одном из торцов.

Решение соответствующей краевой задачи представляется как сумма частного решения от нагрузки, не зависящей от продольной координаты, и решения, описывающего краевой эффект вблизи торца оболочки. Частное решение получается из рассмотрения задачи о кольце единичной ширины, на которое действует активная нагрузка – вертикальное давление и реактивная – отпор грунта.

Как показывает практика эксплуатации газопроводов в мерзлых грунтах, наиболее опасными являются участки трубопроводов, проложенные в пучинистых грунтах. Во-первых, на трубопровод действуют дополнительно нагрузки морозного пучения грунтов, во-вторых, за счет возмущающего фактора – градиента температур – пучение интенсифицируется.

В начальный период промерзания трубопровод, испытывая сжатие со стороны промерзающих грунтов, постепенно перемещается вместе с мерзлым грунтом вверх. По мере увеличения мощности мерзлого грунта скорость перемещения возрастает, что приводит к увеличению напряжений в трубопроводе. В дальнейшем после исчезновения под трубопроводом талого прослоя, разобщающего зоны промерзания от дневной поверхности и трубопровода, выпучивание последнего продолжается в связи с пучением грунтов, промерзающих под ним. Причем скорость промерзания грунтов в начале зимнего сезона обычно больше, чем от дневной поверхности, и наибольшие деформации трубопровода достигаются в момент смыкания промерзающего грунта с кровлей многолетнемерзлых пород. Основную опасность для трубопровода представляет не столько само пучение, сколько его неравномерность по длине. Для качественной оценки прочности трубопровода здесь могут быть использованы простые расчетные схемы, например балка, заземленная одним или двумя концами, под действием переменной погонной и сосредоточенной нагрузок. В общем случае для

решения задачи необходима информация о температурных режимах, нагрузках пучения грунта, их динамике, распределении по трассе газопровода. На их основе возможно решение задачи о прочности газопровода в пучинистых грунтах, при этом целесообразно применить комплексный подход к исследованию подземного газопровода: изучить температурные режимы, их результаты использовать в решении задач о прочности и устойчивости трубопровода и на основе этих исследований разработать необходимые технические решения [12].

3.4. Напряженно-деформированное состояние

Действующие нитки МГ «» вводились в эксплуатацию за период . Следовательно, срок эксплуатации основных участков 1-й нитки достигает примерно 45 лет. Рабочее давление магистральных газопроводов – МПа. Многолетнемерзлые грунтовые условия по трассам газопровода, непостоянные теплофизические свойства грунтов, различная глубина заложения труб, низкие климатические температуры определяют сложный характер эксплуатации действующих газопроводов. По трассе газопроводов встречаются все типы прокладок трубопроводов – подземные, надземные (переходы через реки, дороги) и наземные. А также в процессе эксплуатации газопровода возникают участки с непроектным положением трубопровода, создающие немалые проблемы эксплуатирующей организации.

Для оценки ресурса и своевременного выявления участков металлических конструкций, наиболее предрасположенных к повреждениям, необходимо знать их фактическое напряженно-деформированное состояние (НДС), включающего и остаточные напряжения и деформации. Известно, что магистральные трубопроводы испытывают сложный спектр нагрузок. Особо сложная задача возникает при определении напряжений в сварных соединениях, где происходит наложение рабочих и остаточных сварочных напряжений.

Исследование НДС с помощью портативной рентгеновской аппаратуры участков магистрального газопровода ведется с 2003 года.

Определение действующих напряжений различных участков подземного газопровода проводилось в местах оперативных шурфов. Измерялись кольцевые и продольные составляющие напряжений в основном металле трубы и в околошовной зоне. Определения напряжений проводились по секторам поперечного сечения трубопровода (рис. 3.3.) [18].

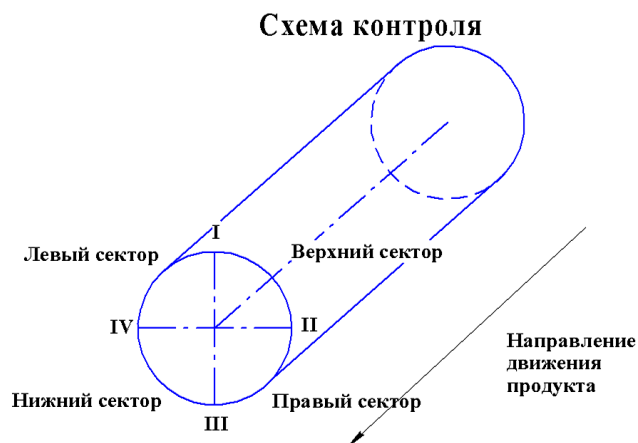


Рисунок 3.3 – Схема с указанием секторов определения напряжений

Если не учитывать данные точки контроля № 2 - ПК 183, то средние значения по модулю составляют: для осевых напряжений $|\sigma_T| = \blacksquare$ МПа; для кольцевых напряжений $|\sigma_\theta| = \blacksquare$, что составляет примерно $\blacksquare \sigma_T$ (предел текучести стали 09Г2С – $\blacksquare$ МПа). Максимальные значения сжимающих осевых напряжений достигают $\blacksquare$ ($0,53\sigma_T$), а растягивающих – $\blacksquare$. Максимальные значения сжимающих кольцевых напряжений достигают 66 МПа, а растягивающих – $\blacksquare$ ($0,34\sigma_T$). Повышенные значения кольцевых напряжений до $\blacksquare$ ($0,78\sigma_T$) наблюдаются в точке контроля № 2 ПК183, в участке замены разрушенной трубы после аварии 2003 г. на новую трубу.

В таблице 3.1 представлены результаты определения напряжений в околошовных зонах кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов подземной прокладки.

Из данных таблицы 4.3 следует:

- средние по модулю значения осевых напряжений $|\sigma_z| = \blacksquare$ МПа; а кольцевых напряжений – $|\sigma_\theta| = \blacksquare$ ($\blacksquare$);
- максимальные значения сжимающих осевых и кольцевых напряжений достигают $\blacksquare$ и $\blacksquare$, а растягивающих осевых и кольцевых напряжений – $\blacksquare$ и $\blacksquare$ ($\blacksquare$) соответственно.

Таблица 3.1 – Результаты измерений напряженно-деформированного состояния в околошовной зоне кольцевых стыков труб

Место проведения контроля	Место проведения контроля	Элементы трубопровода	Номер сектора	Фактическое напряжение в стенке трубы, МПа	
				В осевом направлении	В кольцевом направлении
1	2	3	4	5	6
$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$
$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$
$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$
$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$
$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$
$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$
$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$
$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$

Здесь следует заметить, что остаточные сварочные напряжения в околошовной зоне (ОШЗ) кольцевых стыков накладываются на действующие напряжения. Поэтому значения напряжений в ОШЗ и основном металле трубы существенно различаются между собой.

В таблице 3.2 представлены результаты измерений НДС непроектных участков газопровода « $\blacksquare$ ». Обнаруженные

значения максимальных сжимающих осевых напряжений достигают [REDACTED]
[REDACTED] а кольцевых – [REDACTED]

Таблица 3.2 – Результаты измерений напряженно-деформированного состояния непроектных участков газопровода

Место проведения контроля	Место проведения контроля	Элементы трубопровода	Номер сектора	Фактическое напряжение в стенке трубы, МПа	
				В осевом направлении	В кольцевом направлении
1	2	3	4	5	6
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	I	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]		II	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	I	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]		II	[REDACTED]	[REDACTED]

По итогам проведенных натурных исследований НДС магистрального газопровода «[REDACTED]» установлено:

- высокие значения действующих напряжений обнаруживаются в непроектных участках трассы и в околошовных зонах кольцевых стыков труб.
- средние значения действующих напряжений надземных и наземных участков газопровода в 1,6 раза больше, чем действующие напряжения подземных участков [18].

3.5. Напряженно-деформированное состояние трубопровода при морозном пучении грунта

Напряженно-деформированное состояние каждого несущего элемента ЛЧ МГ однозначно обуславливается характеристиками воздействующих на него нагрузок. Эти нагрузки меняются в зависимости от характеристик окружающей среды, параметров газ и т.д. Для ЛЧ трубопроводов основные

нагрузки это – внутреннее давление, давление грунта, собственный вес труб и продукта, а и воздействий – температуры, осадка и морозное пучение грунта, давление оползающих грунтов [19].

Проблема обеспечения устойчивости МГ на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации – это важнейшее требующее для своего разрешения проведения комплексных исследований, обобщения мирового и отечественного опыта эксплуатации МГ в разнообразных условиях, анализа созданных технических решений по методам прокладки и закрепления трубопроводов.

Прочностные расчеты с учетом действительных условий работы трубопровода является один из главных элементов, обеспечивающих поддержание его высоконадежной работы. В данном случае задачей расчета толщин стенок трубопровода на прочность и устойчивость показывает определение напряженно-деформированного состояния, определенного нормированными нагрузками, появляющимися от внешних источников.

Для определения в стенке трубы напряжений и установления диапазона изменений численных характеристик процессов, влияющие на деформацию, проводим расчет напряжений (на прочность), возникающих при морозном пучении в мерзлых грунтах. Расчет НДС участка подземного газопровода проводился в программном комплексе ANSYS.

Моделируется участок трубопровода с параметрами:



При этом принимаются допущения, соответствующие наиболее простому из возможных вариантов взаимодействия трубы и контактирующего с ним грунта: перемещения по осям Z и Y отсутствуют.

В качестве независимых параметров упругих характеристик материала использованы коэффициент Пуассона и модуль Юнга. При определении напряженного состояния трубопровода учитываются кольцевые напряжения от внутреннего давления и продольные осевые напряжения от всех нагрузок, возникающих от внешних источников.

Наибольшее значение продольных напряжений соответствует в точках закрепления (Рис. 3.4 и 3.6).

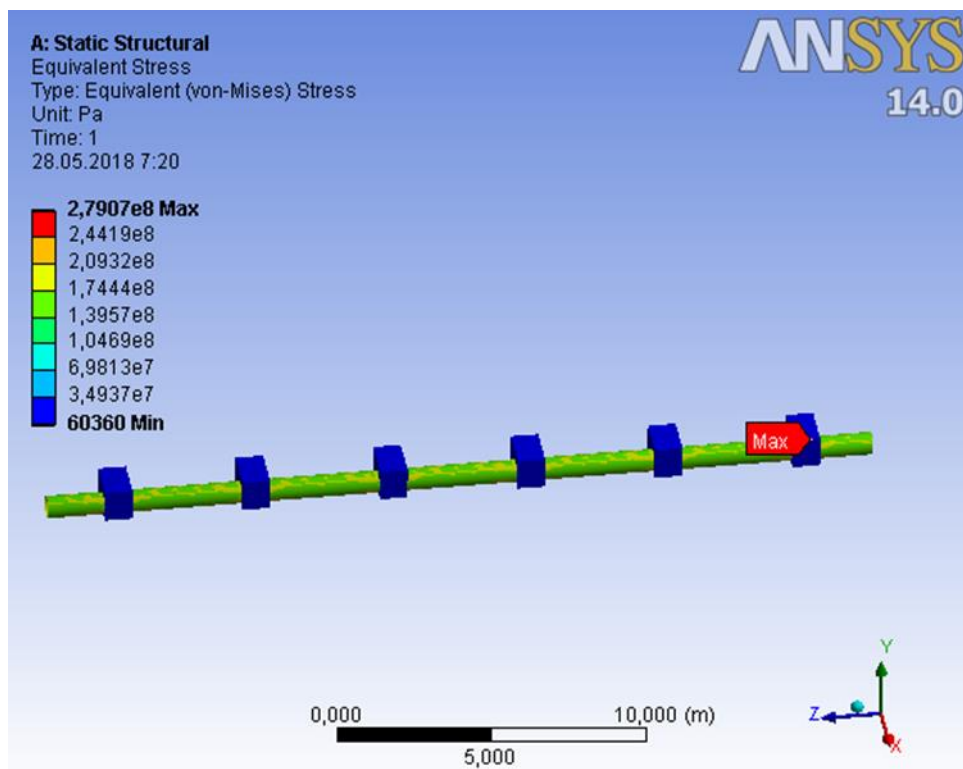


Рисунок 3.4 – Напряжения по Мизесу

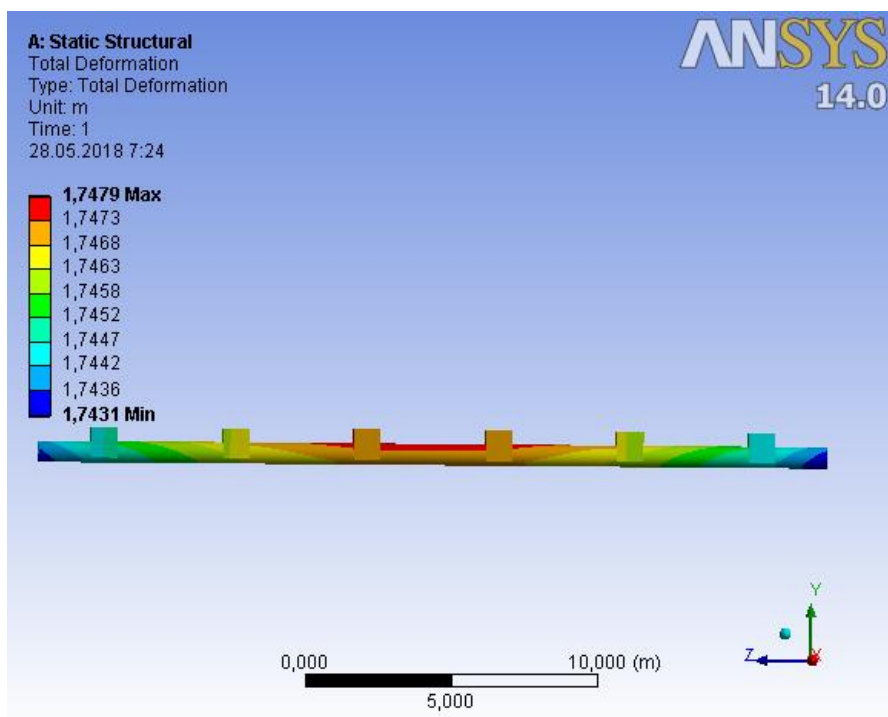


Рисунок 3.5 – Деформация по оси Y, возникающие при выпучивании участка газопровода

Полученные и представленные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- изменение значения напряжений, возникающих при морозном пучении мерзлого грунта, может достигать величин, близких к пределу текучести применяемой стали [REDACTED] при использовании железобетонных пригрузов, что обуславливает снижение уровни надежности газопровода, а при закреплении анкерными установками напряжение становится недопустимым;
- наименьшее значение напряжений исследуемого участка трубопровода наблюдается при балластировке геотекстильными материалами.
- сложность взаимодействия трубопровода с мерзлым грунтом вызывает более детального исследования напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при морозном пучении грунта.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Одним из условий надежной работы газотранспортных систем является обеспечение устойчивого положения подземного газопровода на проектных отметках. Для реализации данной задачи, в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85*, ВСН 007-88, использовал следующие способы и средства балластировки: железобетонные грузы (утяжелители бетонные охватывающего типа УБО-720-2,3-12,5-Т ТУ 102-300-91) и минеральным грунтом разработки. Экономический расчет производится с целью определения наиболее эффективного метода, применяемого в условиях Крайнего Севера.

I вариант: применение железобетонных грузов (утяжелителей бетонных охватывающего типа УБО-720-2,3-12,5-Т ТУ 102-300-91).

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

Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе осуществления данного метода потребуется следующая техника: автокран. Он необходим для погрузки железобетонных утяжелителей, что позволит с помощью автомобиля-самосвала доставить их на объект. В качестве такого крана был выбран Автокран КС-45714, являющийся высокопроходимым, и имеющий грузоподъемность 16 тонн. В качестве автомобиля-самосвала выступает "Урал-IVECO- 6539" с максимальной скоростью 78 км/ч и грузоподъемностью 40 тонн. Доставка рабочего персонала осуществляется вездеходами ДТ-30, предназначенными для транспортировки в сложных климатических условиях, на грунтах с низкой несущей способностью (болото, снежная целина, бездорожье, пересечённая лесистая местность) при температуре окружающей среды от плюс 40 до минус

50°С. На газопроводе для разгрузки утяжелителей, раскладки и монтаже на проектных отметках используется трубоукладчик KOMATSU D355C-3. Установка комплектов утяжелителей и засыпка траншеи производится экскаватором Komatsu PC200-7, имеющий высокую производительность и низкий расход топлива. Ознакомиться с перечнем необходимой техники и оборудования можно в таблице 1.

Таблица 1 – Процесс балластировки газопровода железобетонными грузами

Виды работ	Оборудование	Количество
Погрузка утяжелителей	Автокран КС-45714	1
Доставка материала	Автомобиль-самосвал "Урал-IVECO-6539"	1
Доставка рабочего персонала	Вездеход ДТ-30	2
Разгрузка утяжелителей/ раскладка, монтаж	Трубоукладчик KOMATSU D355C-3	2
Установка комплектов утяжелителей	Экскаватор Komatsu PC200-7	1
ИТОГО:		7

Исходя из таблицы 1, необходимой техники для выполнения основных работ по погрузке утяжелителей, доставке материала, раскладке, монтажу и установке комплектов потребуется в количестве 7 шт.

Расчет стоимости материалов для балластировки газопровода железобетонными утяжелителя

Для балластировки газопровода используются комплекты железобетонных утяжелителей типа УБО, состоящие из:

- Утяжелитель типа УБО-720-2,3-12,5-Т.
- Пояс мягкий соединительный МСП-720.
- Мат футеровочный МФ-2-720.

Траверсы линейные в количестве 2 штук необходимы для разгрузки утяжелителей, раскладки и монтажа на проектных отметках.

Расчет производится для участка газопровода длиной 1000 метров. Согласно СП107-34-96 «Балластировка, обеспечение устойчивости положения

газопроводов на проектных отметках», потребуется 250 комплектов утяжелителей железобетонных, выше упомянутых. Стоимость одного комплекта – 5700 рублей.

Материалы для строительных работ закупаются по рыночной цене, без каких-либо скидок. Расчет стоимости материалов на проведение балластировки газопровода железобетонными грузами можно свести в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала	Количество, нат.ед	Цена за единицу, руб	Стоимость, руб.
Утяжелитель типа УБО-720-2,3-12,5-Т	250	5150	1287500
Пояс мягкий соединительный МСП-720	250	200	50000
Мат футеровочный МФ-2-720	250	350	87500
Траверс линейный	2	3580	7160
Масло моторное	200	250	50000
Дизельное топливо	3000	47	141000
ИТОГО:			1 623 160

Согласно таблице 2, стоимость материала для осуществления метода закрепления газопроводов утяжелителями бетонными, составит 1623160 тыс. руб.

Расчет времени на проведение мероприятия

Работы по балластировке газопровода выполняются в одну смену, продолжительность рабочего времени в течение смены составляет:

$$T_{\text{раб.}} = (11,0 - 1,0) \times 0,828 = 8,28$$

где 0,828 – коэффициент использования механизмов по времени в течение смены (время, связанное с подготовкой к работе и проведение ЕТО – 15 мин, перерывы, связанные с организацией и технологией производственного процесса и отдыха машиниста – 10 мин через каждый час

работы).

Определим нормы времени для баллаستировки газопровода железобетонными утяжелителями. Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е22» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 3.

Для определения времени на доставку утяжелителей на газопровод воспользуемся формулами: $t = s/v = 10/40 = 0,25$ ч, где V – средняя скорость автомобиля-самосвала "Урал-IVECO-6539", S – расстояние от пункта до объекта(участка газопровода). Аналогичный расчет производится для вездехода ДТ-30.

Таблица 3 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Время, мин	Общее время, ч
Погрузка утяжелителей автокраном КС-45714	8	33,3
Доставка утяжелителей на газопровод	15	5,9
Доставка рабочего персонала на объект	18	5
Разгрузка утяжелителей/ раскладка, монтаж	20	83,3
Установка комплектов утяжелителей	2	41,31
Другие операции	10	13,3
Итого:	73	177,71

Так как основные и вспомогательные операции могут выполняться одновременно, то общее время на мероприятие будет равно наибольшему значению из этих двух времен. Следовательно, общее время на выполнение мероприятия будет равно: $T = 82$ (ч).

Затраты на амортизационные отчисления

Сумма амортизации (амортизационных отчислений) рассчитывается исходя из начальной стоимости оборудования и срока его эксплуатации согласно паспорту. Амортизация для оборудования нефтегазовой отрасли рассчитывается по линейному способу. Расчет амортизационных отчислений

производится по формуле:

$$K = 1/n \cdot 100\%, \text{ где}$$

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

Расчет амортизационных отчислений при балластировки газопровода бетонными утяжелителями можно свести в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет амортизационных отчислений балластировки газопровода бетонными утяжелителями

Объект	Стоимость руб./Гарантийный срок эксплуатации (год)	Норма амортизации, %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Автокран КС-45714	3800000 15	6,7	254600	127,81	1	33,3	4256,07
Автомобиль-самосвал "Урал-IVECO-6539"	3114000 5	20	1868400	937,95	1	5,9	5533,9
Вездеход ДТ-30	6850000 10	10	1974000	990,96	2	2,5	4954,8
Трубоукладчик КОМАТСУ D355C-3	5500000 15	6,7	368500	184,9	2	42	15402,17
Экскаватор Komatsu PC200-7	4900000 15	6,7	328300	2459,8	1	41,31	101614,33
Итого	131761,1						

Расчет амортизационных отчислений показал, что при балластировки газопровода данным методом сумма амортизации составит 131761 тыс.руб.

Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

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

– надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Для осуществления метода балластировки бетонными утяжелителя необходима бригада в составе 9 человек. Ответственный за проведение работ – мастер. Машинист самосвала доставляет материал на объект, в то время как стропальщики и машинисты трубоукладчиков выполняют основную работу по раскладке и монтажу комплектов оборудования. Заработную плату каждому члену бригады можно свести в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер	6	1	165	82	13530	14720,64	28250,64
Машинист самосвала	3	1	87	6	522	67,93	1089,93
Водитель вездехода ДТ-30	3	2	81	2,5	404,64	440,64	845,28
Машинист трубоукладчика	5	2	87	42	7308	7951	15259
Стропальщик	4	2	75	42	6300	6854,4	13154,44
Машинист экскаваторщик	5	1	90	41	3690	4014,7	7704,7
Итого							663039,5

Сумма оплаты труда бригады по балластировке магистрального газопровода (с учетом надбавок) составит 663039 тыс. руб.

Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при балластировке магистрального газопровода в условиях Крайнего Севера

представлены в таблице 6.

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

Таблица 6 – Расчет страховых взносов при балластировке газопровода бетонными утяжелителями

Показатель	Мастер	Машинист самосвала	Водитель вездехода ДТ-30	Машинист трубоукладчика	Стропальщик	Машинист экскаваторщик
Количество работников	1	1	2	2	2	1
ЗП, руб.	28250,64	1089,93	845,64	15259	13154,4	7704,7
ФСС (2,9%)	819.27	31.61	24.52	442.51	381.48	223.44
ФОМС (5,1%)	1440.78	55.59	43.13	778.21	670.87	392.94
ПФР (22%)	6215.14	239.78	186.04	3356.98	2893.97	1695.03
Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	254.26	9.81	7.61	137.33	118.39	69.34
Всего, руб.	8729,45	336,79	261,32	4715,03	4064,71	2380,75
Общая сумма, руб.	20488,05					

Исходя из таблицы 6 установлено, затраты на страховые взносы, составят 20488 тыс. руб.

Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 7).

Таблица 7 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	131761,1
Затраты на материалы	1 623 160
Оплата труда	663039,5
Страховые взносы	20488,05
Накладные расходы (20%)	324632
Всего затрат:	2763080,65

Затраты на проведение организационно-технического мероприятия включающего в себя (амортизационные отчисления, затраты на материалы оплата труда страховые взносы накладные расходы), при балластировки газопровода утяжелителями бетонными УБО составит: 2763080,65 руб.

II вариант: применение минерального грунта засыпки с применением геотекстильных материалов.

Основными функциями геотекстиля «Геоком» являются укрепление грунтов, разделение слоев сложных строительных конструкций, дренирование и фильтрование жидкостей. Геотекстиль «Геоком» изготовлен из высококачественных полиэфирных волокон иглопробивным способом. Некоторые разновидности дополнительно укреплены с помощью высокотемпературного воздействия (термоукрепление).

Расчет количества необходимой техники и оборудования

Балластировка газопроводов минеральными грунтами засыпки может производиться лишь после укладки трубопроводов на проектные отметки. Для осуществления данного метода потребуется техника и выполнение работ, представленных в таблице 8.

Таблица 8 – Процесс балластировки газопровода минеральным грунтом засыпки с применением геотекстильных материалов

Виды работ	Оборудование	Количество
Доставка материала	Автомобиль-самосвал	2

	"Урал-IVECO-6539"	
Доставка персонала	Вездеход ДТ-30	2
Рабочий процесс, установка, засыпка траншеи	Экскаватор Komatsu PC200-7	1
ИТОГО:		5

Исходя из таблицы 8 видно, что при при балластировки минеральным грунтом засыпки потребуется техники в количестве 5 шт, что значительно меньше чем при использовании метода утяжелителями бетонными УБО.

Расчет стоимости материалов для балластировки газопровода минеральным грунтом засыпки с применением геотекстильных материалов

Согласно «СП 107-34-96 Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках» для осуществления метода потребуются следующие материалы, представленные в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала	Количество, нат.ед	Цена за единицу, руб	Стоимость, руб.
Геотекстиль«Геоком Д-450»	10 620	58	615960
Газовая горелка пропановая ГВ-250	4	1 082	4 328
Газовый редуктор пропановый БПО-5МГ	4	872	3 488
Газовый баллон, 50 л	17	1 750	29 750
Комплект газосварочный КГС-1М-П	2	2 705	5410
Масло моторное	200	250	50000
Дизельное топливо	900	47	42300
ИТОГО:			751236

Стоимость материала при использовании минерального грунта засыпки с применением геотекстильного материала составит 751236 тыс. руб, что на 871,924 тыс. руб. меньше, чем использование утяжелителей бетонных типа УБО.

Расчет времени на проведение мероприятия

Согласно «СП 107-34-96 Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках» для осуществления метода потребуется время, представленное в таблице 10.

Таблица 10 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Время, мин	Общее время, ч
Доставка материала	15	65
Доставка рабочего персонала на объект	18	5
Рабочий процесс, установка, засыпка траншеи	20	48
Другие операции	10	13,3
Итого:	73	131.3

Так как основные и вспомогательные операции могут выполняться одновременно, то общее время на мероприятие будет равно наибольшему значению из этих двух времен. Следовательно, общее время на выполнение мероприятия будет равно: $T = 61,3$ (ч).

Затраты на амортизационные отчисления

Сумма амортизации (амортизационных отчислений) рассчитывается исходя из начальной стоимости оборудования и срока его эксплуатации согласно паспорту. Амортизация для оборудования нефтегазовой отрасли рассчитывается по линейному способу, как и в первом случае. Расчет амортизационных отчислений для данного метода представим в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет амортизационных отчислений балластировки газопровода минеральным грунтом засыпки с применением геотекстильных материалов

Объект	Стоимость руб./Гарантийный срок эксплуатации (год)	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Автомобиль-самосвал "Урал-IVECO-	3114000 5	20	1868400	937,95	2	32,5	60918

6539"							
Вездеход ДТ-30	6850000 10	10	1974000	990,96	2	2,5	4954,8
Экскаватор Komatsu PC200-7	4900000 15	6,7	328300	2459,8	1	48	118070,4
Итого	183943,2						

Расчет показал, что сумма амортизационных отчислений балластировки газопровода минеральным грунтом засыпки с применением геотекстильных материалов составляет 183943 тыс. руб.

Расчет затрат на оплату труда

Для осуществления метода балластировки газопровода минеральным грунтом засыпки с применением геотекстильных *материалов* утяжелителя необходима бригада в составе 10 человек. Ответственный за проведение работ – мастер. Машинист самосвала доставляет материал на объект, в то время как слесари, работники машинист экскаваторщик выполняют основную работу по раскладке и монтажу комплектов оборудования. Заработную плату каждому члену бригады можно свести в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер	6	1	165	61,3	10114,5	11004,57	21119,07
Машинист самосвала	3	2	87	32,5	5602,8	6095,8	11698,68
Водитель вездехода ДТ-30	3	2	81	2,5	405	440,64	845,64
Слесарь	5	2	87	48	8352	9869	17438,9

Рабочий	4	2	75	48	7200	8136	15336
Машинист экскаваторщик	5	1	90	48	4320	4700,16	9020,16
Итого							56368,55

Сумма заработной платы бригады в составе 10 человек с учетом надбавок при балластировки газопровода минеральным грунтом засыпки составит 56368,55 тыс.руб.

Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при балластировки магистрального газопровода в условиях Крайнего Севера представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет страховых взносов при балластировки газопровода геотекстильными материалами

Показатель	Мастер	Машинист самосвала	Водитель вездехода ДТ-30	Слесарь	Рабочий	Машинист экскаватор щик
Количество работников	1	1	2	2	2	1
ЗП, руб.	21119,07	11698,68	845,64	17438,9	15336	9020,16
ФСС (2,9%)	612.45	339.26	24.52	505.73	444.74	261.58
ФОМС (5,1%)	1077.07	596.63	43.13	889.38	782.14	460.03
ПФР (22%)	4646.20	2573.71	186.04	3836.56	3373.92	1984.44
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	190.07	105.29	7.61	156.95	138.02	81.18
Всего, руб.	6525,79	3613,29	261,3	5388,62	4737,7	2787,16

Общая сумма, руб.	23312,78
----------------------	----------

Исходя из таблицы 13 установлено, затраты на страховые взносы, составят 23312 тыс. руб.

Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 14).

Таблица 14 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	183943,2
Затраты на материалы	751236
Оплата труда	56368,55
Страховые взносы	23312,78
Накладные расходы (20%)	150247,2
Всего затрат:	1165107,73

Затраты на проведение организационно-технического мероприятия включающего в себя (амортизационные отчисления, затраты на материалы оплата труда страховые взносы накладные расходы), при балластировке газопровода минеральным грунтом засыпки с применением геотекстильных материалов составит: 1165107,73 руб.

Вывод: Затраты на балластировку магистрального газопровода минеральным грунтом с применением геотекстильных материалов составляют 1165107,73 руб, что на 1597972,92 руб. меньше, чем при балластировке утяжелителями бетонными УБО.

Экономический расчет показал что переход к новому методу балластировки позволил снизить затраты и количество времени на проведение работ по закреплению газопроводов в условиях Крайнего Севера.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

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[27].

Рабочим местом является участок магистрального газопровода, эксплуатирующийся в условиях Крайнего Севера. Газопровод находится в северной строительно-климатической зоне, климатический подрайон I А. Климат района резко- континентальный.

В целом для района характерны продолжительная суровая зима и короткое жаркое лето. Наблюдаются резкие колебания температуры в течение года, месяца и даже суток. По данным многолетних наблюдений – средняя годовая температура воздуха составляет - 10,2 °С. Продолжительность зимнего периода – шесть месяцев, с октября по апрель.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников на объекте эксплуатации магистрального газопровода. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

1. Производственная безопасность

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 1 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации магистральных газопроводов».

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003–74

(с измен.№ 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.) [27]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены названия характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

Таблица 15 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации магистрального газопровода.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Земляные работы; 2. Подъем, укладка и очистка газопровода от старой изоляции; 3. Сварочно-восстановительные работы; 4. Изоляционные - укладочные работы; 5. Испытание отремонтированного газопровода.	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4.Тяжесть и напряженность физического труда.	1.Электрический ток; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 3.Пожаро-и взрывоопасность.	ГОСТ 12.0.003.-74[2] ГОСТ 12.1.003-83[3] ГОСТ 12.1.010–76[5] ГОСТ 12.1.011–78[6] ГОСТ 12.4.011-89[7] ГОСТ 12.1.004–91[8]

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,0 °С.

В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,0 °С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (Табл. 2) [28].

Таблица 16 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях.

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

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой:

– костюм от защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;

- комбинезон для защиты от токсичных веществ и пыли из нетканых материалов;
- костюм противоинцефалитный;
- футболка;
- сапоги резиновые с жестким подноском или сапоги болотные с жестким подноском;
- нарукавники из полимерных материалов;
- перчатки с полимерным покрытием;
- перчатки резиновые или из полимерных материалов;
- каска защитная;
- подшлемник под каску;
- очки защитные;
- маска или полумаска со сменными фильтрами.

Превышение уровней шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).
- Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши [32].
- соблюдение режима труда и отдыха.

Тяжесть и напряженность физического труда

В связи с большой протяженностью и удаленностью газопровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть восьми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13⁰⁰ – 14⁰⁰) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Работники линейно–эксплуатационной службы подвержены влиянию таких опасных факторов как:

Электрический ток. Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

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

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;

- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;
- сопротивления;
- условий внешней среды;
- подготовки персонала.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82 и быть не более 50 мА.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств,

предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [29,30,31].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования(в т.ч. грузоподъемные).

Все движущиеся машины и механизмы на производстве нефтегазовой промышленности, могут стать причиной различного рода телесных повреждений работника отрасли. Так как машины, оборудования представляют собой достаточно небезопасные устройства, в которых участвуют различные подвижные элементы, можно предположить, что повреждения, которые влекут за собой, могут быть достаточно серьезными для человека. При автоматизированном производстве, т.е. без участия человека, возникает риск неожиданных движений оборудования без ведома работника.

Ситуации, связанные с такими несчастными случаями, влекут за собой летальные исходы(смерть), серьезные телесные повреждения(переломы,

ушибы), а также материальные убытки(поломка устройства, механизмов, приборов).

Меры по предупреждению таких ситуаций выполняются в виде:

- установок ограждений на периметре работающих установок, оборудования;
- использование работниками средств индивидуальной защиты;
- использование оборудования, находящихся в списке реестра используемых устройств организации;

Данный вид опасных факторов регламентируется и контролируется ГОСТ 12.0.003-74[29].

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

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

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/м^3 [6].

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе [30,31].

Экологическая безопасность.

Анализ влияния объекта и процесса эксплуатации на окружающую среду

Охрана окружающей среды – это система мер, направленная на поддержание рационального взаимодействия между деятельностью человека и окружающей средой, обеспечивающая сохранение и восстановление природных богатств, разумное использование природных ресурсов, предупреждающая вредное влияние результатов деятельности общества на природу и здоровье человека.

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия проектируемых работ первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основные элементы окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные ресурсы, растительность, атмосферный воздух.

В таблице 3 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 17. Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении строительно-монтажных работ и дальнейшей эксплуатации магистральных газопроводов

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков н/п, х/р, мусора и т.д.

	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв ГОСТ 17.4.3.04-85
Воздушный бассейн	Выбросы: выхлопные газы двигателей транспорта; утечка газа на компрессорных станциях и линейной части; выбросы вредных веществ при сгорании природного газа	Мероприятия согласно пособию к СНиП 11-01-95 от 01.01.1970

Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Обеспечение экологической безопасности трубопроводов требует глубокой и всесторонней проработки целого комплекса предупредительных природоохранных мероприятий. По возможности, магистральные трубопроводы следует прокладывать в пределах районов с благоприятными инженерно-геологическими условиями.

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 [31]:

- 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;
- соблюдать установленные и согласованные технологические режимы, обеспечивающие наименьшее воздействие на окружающую природную среду;

- обеспечивать надежную и эффективную работу всех очистных сооружений, установок и средств контроля и утилизации отходов;
- своевременно представлять необходимую и достоверную информацию об аварийных случаях, предаварийных ситуациях и стихийных бедствиях и принимаемых мерах по ликвидации их последствий.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.

Магистральный газопровод является опасным производственным объектом, т.к. по нему транспортируется опасное вещество – газ природный в количестве больше, чем пороговые.

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

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

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.).

Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований.

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 газовойдушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения (рис. 25).

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = \sqrt{8,5 \cdot Q}, \quad (1)$$

где Q – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{спл} = \sqrt{30 \cdot Q}, \quad (2)$$

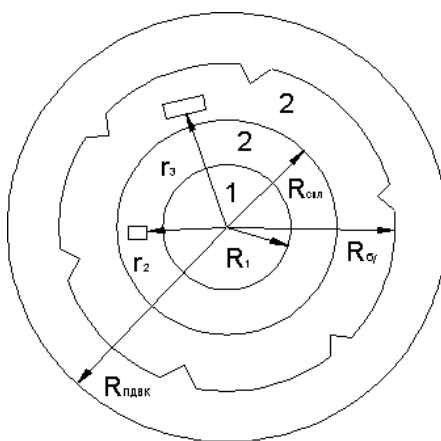


Рисунок 25 – Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси:

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, – $P_{ф} = 5$ (кПа); $R_{пдвк}$ – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации; r_2 и r_3 – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

Мероприятия по предотвращению ЧС

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 должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

Законодательное регулирование проектных решений

Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

В соответствии с законодательным регулированием РФ, на рабочих участках с вредными и опасными условиями труда, работодатель в свою очередь обязан обеспечить работника средствами специализированными под данный вид работы, согласно типовым отраслевым нормам (СИЗ, репелленты и т.д.) «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»[33]. Работники без средств индивидуальной защиты, касок защитных и других необходимых средств защиты к работе не допускаются.

Также работодатель обязан обеспечить коллектив работников при строительстве объекта транспорта углеводородного сырья всеми необходимыми санитарно-бытовыми помещениями (склады для материалов, гардеробы, душевые, сушилки для одежды, помещения для отдыха, приема пищи и проч.) согласно строительным нормам и правилам, коллективному договору, тарифному соглашению.

В документах о решениях по организации прописываются форма организации труда (бригадный, вахтовый, экспедиционно-вахтовый; режим труда; режим отдыха; состав бригад.

При описании режимов труда: указывается продолжительность смены, вахты, количества смен в месяц, трудовой распорядок дня, часы начала рабочего дня, часы окончания рабочего дня, сменные перерывы на отдых, перерывы на прием пищи.

При строительстве переходов в экстремальных погодных условиях (повышенные или пониженные температуры) работодатель должен обеспечить работников дополнительными средствами индивидуальной защиты от холода или жары, дополнительными санитарно-бытовыми помещениями для обогрева, дополнительным временем приема пищи для восстановления.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Подготовка санитарно-бытовых помещений и устройств должны быть закончены до начала строительных работ, и отвечать всем стандартам сообщества. При реконструкции старых существующих санитарно-бытовых помещений необходимо учитывать новые правила обустройства помещений, особенности местности проведения работ, количество работников в бригаде, оснастить всеми необходимыми средствами для комфортного отдыха. Производственные участки территории, рабочие места должны быть оснащены: необходимыми средствами индивидуальной, коллективной защиты; средствами пожаротушения; линиями связи; сигнализациями и другими необходимыми средствами обеспечивающих безопасные и надежные условия труда строительному персоналу в соответствии с нормативными документами. Все объекты санитарно-бытовых, производственных помещений, места отдыха, проходы, рабочие места должны быть расположены на безопасных расстояниях за пределами опасных зон. На действующих опасных зонах при производстве должны быть установлены защитные ограждения, не позволяющие работнику без надобности проникнуть в эту зону. В потенциально опасных зонах устанавливаются сигнальные ограждения, знаки безопасности. Проезды, переходы на территории производства не должны быть загромождены, замусорены.

Рабочие участки должны быть всегда содержаться в чистоте и порядке, периодически очищаться от мусора,хлама, ненужных для производства объектов.

Находясь на территории производства (санитарно-бытовых помещениях, производственных помещениях участках работ и т.д.), работник, а также представители других организаций обязаны выполнять все требования внутреннего трудового распорядка организации. По всей территории, рабочие места должны быть обеспечены средствами связи.

Все помещения организации должны быть оборудованы согласно принятым нормативным документам, санитарно-бытовые помещения иметь в наличии аптечки, носилки, шины и другие средства первой и основной медицинской помощи пострадавшему на объекте строительства трубопровода. В соответствии с законодательством РФ работодатель обязан должным образом провести расследование в отношении произошедших несчастных случаев на производстве в порядке, установленным Положением, утвержденным постановлением Российской Федерации от 11 марта 1999 г. №27[50]. По установленным причинам, должны быть проведены и разработаны мероприятия по предупреждению таких ситуаций производственного травматизма, профзаболеваний.

Заключение

– выполнена оценка напряженно-деформированного состояния трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, которая показала величины близких к пределу текучести применяемой стали 09Г2С, при использовании железобетонных пригрузов, что обуславливает снижение уровня надежности газопровода, а при закреплении анкерными установками напряжение становится недопустимым;

– проведен анализ и выбор существующих технических решений по обеспечению устойчивости подземных газопроводов, который показал эффективность использования балластировки с применением нетканых синтетических материалов.

Применение конструкций способов балластировки на базе нетканых синтетических материалов позволит значительно снизить материальные и трудовые затраты при строительстве газотранспортных систем в условиях Крайнего Севера, обеспечивая надежность эксплуатации магистральных газопроводов в сложных условиях.

Список использованной литературы

1. Общая пояснительная записка. Книга 1. Магистральный газопровод Средне-Вилуйское месторождение – Мастах – Берге - Якутск (Шнитка). – Киев: Укргазпроект, 2004. – 179 с.
2. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. М.: Стройиздат, 1985. – 97 с.
3. СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – М.: Институт ОАО «НИЦ «Строительство», 1990. – 117 с.
4. СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы. – М.: ВНИИСТ, 1980. – 63 с.
5. ВСН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты. – М.: ВНИИСТ, 1989. – 18 с.
6. СП 107-34-96 Свод правил по сооружению линейной части газопроводов. Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. – М., ВНИИСТ, 1996. – 26 с.
7. ВСН 39-1.9-1.9.003-98 Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов. – М.: ВНИИСТ, 1998. – 46 с.
8. ВСН 007-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка. М.: ВНИИСТ, 1990. – 30 с.
9. Мухаметдинов Х.К. Почему газопроводы всплывают// Газовая промышленность. – 1999. – № 8. – С. 20–22.
10. 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.
11. Рудаченко А.В. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 118 с.

12. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 467 с.
13. Харионовский В.В. Надежность магистральных газопроводов: современное состояние // Наука и техника в газовой промышленности. – 2007. – № 3. – С. 4–13.
14. Сухарев М.Г. Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов. М.: 2000.
15. Дейнеко С.В. Оценка надежности газонефтепроводов. Задачи с решениями. – М.: Изд-во «Техника», 2007. – 80 с.
16. Шутов В.Е., Васильев Г.Г. Механика грунтов. – М: Изд-во «ЛОРИ». – 2003. – 126 с.
17. Карнуахов Н.Н., Кушнир С.Я. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Крайнего Севера. – М: Изд.ЦентрЛитНефтеГаз. – 2008. – 432 с.
18. Голиков Н.И. Прочность сварных соединений резервуаров и трубопроводов, эксплуатирующихся в условиях Севера. – Якутск: Изд-во СВФУ, 2012. – 100 с.
19. Захаркин Ф.И., Фомин В.А., Определение напряженно-деформированного состояния МГ, находящихся в непроектном положении // Газовая промышленность. – 2008. – №12. – С. 40–43.
20. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах / Под общ. ред. Д.Г. Красновского. – М: КомпьютерПресс. -2002. – 224 с.
21. Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Основы менеджмента». Для студентов заочной формы обучения ИГНД. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 39 с.
22. Шарыгин В.М. Прокладка и балластировка газопроводов в сложных условиях. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. – 228 с.

23. Методические указания по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность при проведении проектных работ» выпускной квалификационной работы для студентов заочного и очного обучения всех направлений и специализаций. - Томск: Изд. ТПУ, 2006. – 47 с.
24. ВРД 39-1.10-006-2000. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. – М.: ВНИИгаз, 2000. – 132 с.
25. ГОСТ 12.0.003.-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
26. ГОСТ 12.1.003–83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
27. ГОСТ 12.1.004–91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с.
28. ГОСТ 12.1.005–88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 50 с.
29. ГОСТ 12.1.010–76 Взрывобезопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
30. ГОСТ 12.1.011–78 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. – М.: Изд-во стандартов, 1978. – 20 с.
31. ГОСТ 12.4.011–89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с.
32. ГОСТ 12.1.019–79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с.
33. Мазур И.И., Иванцов О.М., Молдаванов О.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. – М.: недра, 1990. – 264 с.