

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Исследование путей повышения эксплуатационной надежности газопроводов проложенных в условиях многолетнемерзлых грунтов»

УДК 622.691.4-027.45:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Синяков С.А.		25.05.18

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		25.05.18

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Ю.С.			25.05.18

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Немцова О.А.			25.05.18

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		25.05.18

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		25.05.18

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

по Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ.*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
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, 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 современные машины и механизмы</i> 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>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>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<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 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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Синякову Сергею Александровичу

Тема работы:

«Исследование путей повышения эксплуатационной надежности газопроводов проложенных в условиях многолетнемерзлых грунтов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 12.03.2018 № 1625/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.18
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам и т. д.).</i></p>	<p><i>Нормативно-технические источники, статьи отечественных и зарубежных исследователей, монографии, учебники, методические пособия.</i></p> <p><i>Объект исследования: линейная часть магистрального газопровода, прокладываемого в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.</i></p> <p><i>Характеристика газопровода:</i></p> <p><i>Наружный диаметр 1220 мм</i></p> <p><i>Рабочее давление 5 Мпа</i></p>
---	---

	<i>Толщина стенки.....12 мм Марка стали10Г2ФБЮ Протяженность50 м</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<i>Обзор литературы по теме исследования, выполнить анализ взаимодействия газопроводов с мерзлыми грунтами, выявить технологические и технические параметры повышения конструктивной надежности магистрального газопровода проложенного в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.</i>
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<i>Таблицы – 17; Рисунки – 29.</i>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна, ассистент
«Иностранный язык»	Коротченко Татьяна Валериевна, доцент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат (abstract), зарубежные исследования (foreign research).	
Foreign research	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.09.2016г.
---	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко Александр Валентинович	к.т.н., доцент		19.09.2016г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Синяков Сергей Александрович		19.09.2016г.

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)
17.01.2017	<i>Сбор литературных данных по поставленной задаче</i>	
27.04.2017	<i>Изучение взаимодействия магистральных трубопроводов с многолетнемерзлыми грунтами</i>	
16.05.2017	<i>Изучение проблем проектирования, строительства и эксплуатации газопроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов</i>	
18.05.2017	<i>Выполнение расчетов</i>	
20.10.2017	<i>Моделирование и анализ полученных результатов</i>	
29.11.2017	<i>Исследование напряженно-деформированного состояния линейной части магистрального газопровода</i>	
05.01.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	
15.03.2018	<i>Социальная ответственность</i>	
19.04.2018	<i>Иностранный язык</i>	
12.05.2018	<i>Выполнение презентации</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		21.02.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		28.02.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Синякову Сергею Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материалов оборудования и техники была взята из прайс-листа оборудования заводов изготовителей.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е2, Е22, Е11
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценка суммарных затрат, на проведение ремонта дефектного участка магистрального газопровода
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Сметный расчет на ремонт магистрального газопровода
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка затрат на проведение ремонтно-монтажных работ, связанных с устранением дефекта участка газопровода, с применением ремонтной конструкции

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p>Таблицы:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Время на выполнение ремонтных работ с применением композитной муфты. · Стоимость материалов на проведение ремонта магистрального газопровода · Структура нанесения изоляции газопроводов. · Материальные затраты для ремонта участка магистрального газопровода. · Стоимость оборудования для проведения ремонтных работ. · Амортизационные отчисления при использовании сварной композитной муфты П1. · Расчет заработной платы. · Расчет взносов на страхование при ремонте магистрального газопровода. · Затраты на проведение ремонта магистрального газопровода. <p>Рисунки:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Сумма затрат на проведение ремонта участка магистрального газопровода

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Синяков С.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Синякову Сергею Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования магистерской диссертации является магистральный газопровод. Рабочее место находится на открытом воздухе. Трасса газопровода проходит по многолетнемерзлым грунтам. При эксплуатации газопровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу) Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). 	<p>1.1. Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 2.Повышенный уровень шума на рабочем месте. 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. 4.Недостаточная освещенность рабочей зоны. <p>1.2. Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). 2.Электрический ток. 3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке. 4.Пожаровзрывобезопасность.
---	--

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>При строительстве и обслуживании магистрального газопровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, охрану водоемов, условия землепользования. Строительство и эксплуатация магистрального газопровода сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - образование и размещение отходов, образующихся при эксплуатации; - повреждением почвенно-растительного покрова.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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. 	<p>Чрезвычайные ситуации на магистральном газопроводе могут возникнуть в результате:</p> <ul style="list-style-type: none"> – паводковых наводнений; – лесных пожаров; – террористических актов.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; ВРД 39-1.10-006-2000 «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов».</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Синяков Сергей Александрович		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация в себя включает 118 страниц текстового материала, 29 рисунков, 17 таблиц, 82 источников, 1 приложение.

Ключевые слова. Магистральный газопровод, многолетнемерзлые грунты, напряженно-деформированное состояние, подземная прокладка, надежность.

Объектом исследования. Линейная часть магистрального газопровода, прокладка которого осуществляется в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Цель работы. Выявление технологических и технических параметров повышения конструктивной надежности магистрального газопровода проложенного в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Результаты исследования. На основании математического моделирования была выявлена эффективность подземной криволинейной прокладки магистрального газопровода в районе распространения многолетней мерзлоты. В результате удалось снизить эквивалентные нагрузки, действующие на линейную часть, и тем самым повысить надежность.

Методы исследования. Для определения воздействия сил морозного пучения на линейный участок магистрального газопровода использовался квазистатический метод определения внутренних сил и перемещений. Расчет был реализован в программном комплексе ANSYS. Решая поставленную задачу, граничные условия квазистатического метода были изменены и в результате удалось добиться повышения надежности линейной части магистрального газопровода.

Область применения. Проектирование магистральных газопроводов.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft® Office Word 2013.

ABSTRACT

The master's thesis includes 118 pages of text material, 29 figures, 17 tables, 82 sources, 1 apps.

Keywords. Main gas pipeline, permafrost, stressed and deformed state, underground gasket, reliability.

Object of study. Linear part of the main gas pipeline, the laying of which is carried out in conditions of permafrost.

Objective. Identification of technological and technical parameters for improving the structural reliability of the main gas pipeline laid in the conditions of proliferation of permafrost soils.

Results of the study. On the basis of mathematical modeling, the efficiency of underground curvilinear laying of the main gas pipeline in the area of permafrost was revealed. As a result, it was possible to reduce equivalent loads acting on the linear part, and thereby improve reliability.

Methods of research. To determine the effect of frost heave forces on the linear section of the main gas pipeline, a quasi-static method for determining internal forces and displacements was used. The calculation was implemented in the ANSYS software package. Solving this problem, the boundary conditions of the quasistatic method were changed and as a result, it was possible to achieve an increase in the reliability of the linear part of the main gas pipeline.

Application area. Design of gas mains.

The degree work is done in the text editor Microsoft® Office Word 2013.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Нормативные ссылки

ГОСТ 27.002 – 2015 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения»

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

СП 25.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»;

СТО Газпром 2-2.3-095-2007 «Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов»

СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов»;

ВСН 013-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты»;

СТО Газпром 2-3.1-071-2006 «Регламент организации работ по геотехническому мониторингу объектов газового комплекса в криолитозоне»;

СТО Газпром 2-3.1-072-2006 «Регламент организации работ по геотехническому мониторингу объектов газового комплекса в криолитозоне»;

ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы;

СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах;

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

ГОСТ 12.1.011 – 78. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний;

ГОСТ 12.4.310-2016. Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты работающих от воздействия нефти, нефтепродуктов. Технические требования;

ГОСТ 20010-93. Перчатки резиновые технические. Технические условия;

ГОСТ 12.4.137-2001. Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия;

ГОСТ 12.1.046-2014. Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок;

ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

Определения:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Инженерно-геокриологические (геокриологические условия):

Совокупность характеристик компонентов геологической среды исследуемой территории – рельефа, состава, состояния, криогенного строения грунтов, условий их залегания, температуры, физико-механических свойств, подземных вод, геологических и криогенных процессов и явлений, влияющих на проектирование, строительство и эксплуатацию зданий и сооружений.

Криогенный процесс: изменение геологической среды во времени и пространстве при промерзании или оттаивании грунтов под воздействием природных или техногенных факторов.

Морозное (криогенное) пучение: процесс, вызванный промерзанием грунта, миграцией влаги, образованием ледяных прослоев, деформацией скелета, приводящих к увеличению объема грунта, поднятию дневной поверхности.

Термокарст: процесс оттаивания льдистых грунтов, подземных льдов, сопровождающийся их осадкой и образованием отрицательных форм рельефа.

Мерзлые грунты: грунты всех видов, имеющие отрицательную или нулевую температуру и содержащие в своем составе лед.

Многолетнемерзлые грунты (вечномерзлые): грунты, которые находятся в мерзлом состоянии в продолжении многих лет (от трех и более).

Динамика криогенных процессов: Пространственно-временное изменение активности процессов.

Глубина нулевых годовых колебаний температуры грунтов: Глубина, на которой температура грунта не изменяется в течение одного года (при заданной точности измерений $\pm 0,1^\circ\text{C}$).

Грунт: горные породы (включая почвы), техногенные образования, залегающие преимущественно в пределах зоны выветривания, представляющие собой многокомпонентную и многообразную геологическую систему и являющиеся объектом инженерно-хозяйственной деятельности человека.

Термоэрозия: разрушение грунтов под воздействием тепла поверхностных вод на вечномерзлые грунты.

Сезоннопромерзающий грунт: оттаивающий летом и промерзающий зимой, без слияния с толщей многолетнемерзлого грунта.

Сезоннооттаивающий грунт: оттаивающий летом и промерзающий зимой, до полного слияния с толщей многолетнемерзлого грунта.

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

Оглавление

Введение.....	8
1 Обзор литературы	10
1.1 Отечественный опыт.....	20
1.2 Понятие надежности линейной части магистрального газопровода.....	21
1.3 Современные представления о надежности магистральных газопроводов	29
1.4 Зарубежные исследования	35
2.1 Особенности эксплуатации магистрального газопровода в криолитозоне	36
2.2 Мерзлые грунты как вмещающие породы	37
2.3 Физические свойства мерзлых грунтов	39
2.4 Характеристика региона прокладки исследуемого объекта.....	42
3 Проблемы эксплуатации объекта	44
3.1 Затопляемые участки территории, размывы обратного валика на трассе газопровода.....	44
3.2 Оврагообразование	45
3.3 Проявление термокарстовых криогенных процессов	45
3.4 Результаты исследования	46
3.5 Геотехнический мониторинг газопровода	47
4 Метод решения задачи механического взаимодействия магистрального газопровода с многолетнемерзлыми грунтами	51
4.1 Квазистатический метод определения внутренних сил и перемещений в трубопроводе при статическом воздействии сил морозного пучения	51
5 Расчеты и аналитика	56
5.1 Взаимодействие трубопроводов с мерзлыми грунтами.....	59
5.2 Напряженно-деформированное состояние трубопровода при морозном пучении грунта	64
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... ..	69
6.1 Расчет нормативной продолжительности на проведение ремонтных работ магистрального газопровода.....	69
6.2 Затраты на материалы.....	70

6.3	Расчет количества необходимой техники и оборудования	74
6.4	Затраты на амортизационные отчисления.....	75
6.5	Затраты на оплату труда.....	76
6.6	Затраты на страховые взносы	77
6.7	Затраты на проведение мероприятия	78
6.8	Результаты расчетов	78
7.	Социальная ответственность	80
7.1.	Производственная безопасность	80
7.2	Экологическая безопасность.....	87
7.2.1	Анализ влияния на окружающую среду	87
7.2.2	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	88
7.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
7.3.1	Анализ вероятных ЧС	90
7.3.2	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	90
7.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	92
7.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	92
7.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	93
	Заключение	94
	Список используемых источников.....	95
	Приложение А	105

Введение

Территория Российской Федерации составляет 17,1 млн. км² и около 60 % страны покрыто многолетнемерзлыми грунтами.

Регионы, находящиеся в криолитозоне являются стратегически важными территориями с хозяйственной точки зрения. Здесь сосредоточено более 30% разведанных запасов нефти страны, около 60% природного газа, неисчислимы залежи торфа и каменного угля, большая часть гидроэнергоресурсов, алмазов, запасов цветных металлов и золота. Северные месторождения имеют потенциал более чем 2 млрд. тонн нефти и более чем 12 трлн. куб. м. газа

Магистральные газопроводы являются ответственными энергетическими сооружениями, а, следовательно, к таким сооружениям предъявляются повышенные требования эксплуатационной надежности.

Магистральные газопроводы являются объектами, чертой которых является большая протяжённость. Газотранспортная сеть ПАО «Газпром» имеет протяжённость около – 170 тысяч километров, большая часть которых эксплуатируется в экстремальных условиях. Во все времена, актуальным требованием к объектам транспортировки углеводородов будет являться – бесперебойная поставка товарного продукта потребителю на уровне проектных параметров.

Сегодня, на востоке России активно формируются новые центры газодобычи и единая система транспортировки газа. Они обеспечат поставки газа потребителям регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока на долгосрочную перспективу, позволят организовать новый мощный канал экспорта российского газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Магистральный газопровод «Сила Сибири» будет транспортировать газ Иркутского и Якутского центров газодобычи российским потребителям на Дальнем Востоке и в Китай. На сегодняшний день построен 1791 км или 83% линейной части участка газопровода от Чайнинского месторождения до границы с Китаем в Амурской области. В текущем году основной объем

строительно-монтажных работ по участку будет завершен. Таким образом, на 2019 год запланировано проведение испытаний газопровода, монтаж систем электроснабжения, связи и телемеханики, пуско-наладочные работы.

Основопологающим критерием, определяющим прочность подземных газопроводов в эксплуатации, является взаимодействие «труба – грунт». Накопленный опыт эксплуатации показывает, что газопровод – это одно из самых уязвимых мест, в системе транспортировки газа. Именно отказ газопровода приводит к нарушению процесса эксплуатации. Обеспечение необходимой несущей способности трубопроводов в мерзлых грунтах становится одним из основных факторов и на стадии строительства, и в процессе эксплуатации одновременно [4].

1 Обзор литературы

Основными источниками нормативной базы, регулирующей проектирование, строительство и эксплуатацию магистральных трубопроводных систем, а также сооружений и зданий на многолетнемерзлых грунтах (ММГ), являются:

- ГОСТ 27.002 – 2015 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения»
- СП 36.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»;
- СП 25.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»;
- СТО Газпром 2-2.3-095-2007 «Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов»
- СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов»;
- ВСН 013-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты»;
- СТО Газпром 2-3.1-071-2006 «Регламент организации работ по геотехническому мониторингу объектов газового комплекса в криолитозоне»;
- СТО Газпром 2-3.1-072-2006 «Регламент организации работ по геотехническому мониторингу объектов газового комплекса в криолитозоне» и др.

В 1971 году, в связи с началом строительства газопроводов на Крайнем Севере в институте ВНИИГАЗ Мингазпрома было начато активное исследование теплового взаимодействия объектов газотранспортной отрасли с грунтами оснований в районах распространения многолетнемерзлых пород. Вслед за этим, своё развитие получили методы и средства инженерной защиты от всевозможных негативные геокриологических, инженерно-геологических

и, опасных гидрологических процессов и явлений, проявляющихся в процессе эксплуатации объектов и сооружений нефтегазовой отрасли, а также развивающихся на этапе их строительства.

В 1972 году, в институте ВНИИГАЗ проводились научно-исследовательские работы, посвящённые изучению термомеханического и теплового взаимодействия «горячих» и «тёплых» трубопроводов диаметром 1420 мм с вмещающими ММГ. Средствами пассивной защиты магистральных трубопроводов являлись теплоизоляционные экраны разных видов и рассчитывалась их эффективность. Работы проводил Р.М. Баясян, руководитель разработок, исследований и внедрения технических и технологических средств инженерной защиты и термостабилизации многолетнемерзлых грунтов в основаниях объектов обустройства месторождений и газотранспортных систем.

В качестве средств активной инженерной защиты, были представлены охлаждающие термоустановки (ОТ), которые прошли многолетний цикл натуральных испытаний. Исследовалось взаимодействие охлаждающей термоустановки как в схеме «ММГ – газопровод – теплоизоляция – атмосфера», так и эффективность охлаждения грунта в сравнении с другими ОТ различных типов и конструкций.

В 80-е годы, ВНИИГАЗ разработал и освоил серийное производство охлаждающих установок парожидкостного типа. В 1981 году, было впервые введено такое техническое понятие как «термостабилизатор грунта».

В литературе зачастую отражены расчёты прогнозов техногенного воздействия сооружений на многолетнемерзлые грунты и наоборот. Проблему этого термомеханического взаимодействия магистральных трубопроводов с ММГ, геотехническим мониторингом, а также технической диагностикой в целом, решали такие учёные как, В.В. Харионовский, А.Б. Айбиндер, З.Т. Галиуллин, Н.Н. Хренов, С.Ю. Пармузин, Л.Н. Хрусталёв, Р.М. Баясян, И.Н. Курганова, А.Д. Решетников, Г.Э. Одишария и другие.

В работах В.В. Харионовского [3, 4] замечено, что расчёт конструкции, которая взаимодействует с грунтом, производят в детерминистической постановке, но свойства грунтового основания, в свою очередь, зависят от целого ряда факторов, неподдающихся учёту и носят хаотичный характер, поэтому он изучал задачу оценки прочности газопровода, на который воздействуют силы морозного пучения в стохастической постановке.

На основании математического моделирования, а также по результатам экспериментальных данных полученных эмпирическим путём, производится прогноз взаимодействия в литотехнических системах. На данный момент, мониторинг состояния газотранспортных систем позволяет дать оценку природного воздействия на устойчивость этих систем. Для количественной оценки воздействия геокриологических процессов в литотехнических системах и детального изучения физических основ этого взаимодействия необходимо проводить соответствующие натурные исследования.

Впервые, репрезентативный эксперимент взаимодействия подземного трубопровода с мерзлыми грунтами был проведён во Франции. Это был полунатурный эксперимент, проект которого был выполнен в г. Канн, коллективом, в который входили исследователи из Франции, Канады, Японии, США и Финляндии.

Помимо исследования напряжений, развивающихся в трубопроводе, который погружён в грунт и в роли транспортируемого продукта пускался воздух, учёные исследовали физику процесса оттаивания и промерзания, а также морозного пучения грунтов различного состава. Изучались структурные преобразования в грунте, развивающиеся под действием вышеперечисленных процессов, произошедших в системе «трубопровод – грунт».

Важно заметить, что акцент основной методики расчёта был направлен на оценку напряжённо-деформированного состояния (НДС), при заранее известных нагрузках.

Эксплуатация сооружения в условиях распространения вечной мерзлоты, влечёт за собой ряд особенностей, связанных в первую очередь с

выбором способа строительства. Существует несколько принципов строительства, первый из которых подразумевает сохранение мерзлого основания. Строительство сооружений по второму принципу, подразумевает предварительное оттаивание мерзлого грунта. Многолетнемерзлые грунты подвержены изменениям естественных геокриологических условий под воздействием от технологических нагрузок, а также ММГ обладают особой динамичностью. В условиях Крайнего Севера, как правило, где среднегодовая температура воздуха отрицательна при строительстве сооружений, объектов и зданий используется I принцип.

В частности, принцип I применяем в том случае, если грунты основания можно сохранить в мерзлом состоянии, обосновывая такие мероприятия экономической выгодой. Поддержание грунтов в мерзлом состоянии требует определённых затрат. При повышенной сейсмичности района, а также в случае распространения твердомерзлых грунтов – необходимо производить строительство по I принципу.

Принцип II применим в случаях, если в основании присутствуют скальные или же другие малосжимаемые грунты, деформация которых при оттаивании будет превышать максимальных допустимых значений для строящегося объекта. Также, целесообразно применять этот принцип, когда по конструктивным и техническим особенностям объекта и инженерно-геокриологическим характеристикам участка сохранение ММГ в мерзлом состоянии не позволяет обеспечить необходимый уровень надежности строительства.

Проблема повышения эксплуатационной надёжности трубопроводов, эксплуатируемых в зонах вечной мерзлоты, изучается по сей день. Исследованию пассивных средств инженерной защиты, посвящены работы О.Ю. Володченко[2]. Диссертация включала в себя, разработанный метод расчёта толщины теплоизоляционного покрытия. Основой метода являлось, моделирование квазистатического состояния передвижения границы

температурного поля в мерзлой зоне грунта и определение скорости передвижения этой границы.

С.И. Голубин в своей диссертационной работе, защита которой состоялась в 2012 году, приводит методику комплексного прогноза взаимодействия газопровода с ММГ, а также доказывает эффективность применения технологии активной термостабилизации грунтов, средством использования двухфазных термосифонов. Также в работе впервые был разработан алгоритм принятия решений по обеспечению надёжности оснований. Разработанный алгоритм, получил активное применение, при выборе оптимальных проектных решений, а также был взят в основу разработки нормативной и методической документации.

Сегодня активно применяются инновационные технологии и оборудование повышенной надёжности на таких газопроводных системах как: «Бованенково– Ухта», «Бованенково– Ухта – 2», «Уренгой – Надым – Перегребное– Ухта – Торжок», а также реализуемый проект «Сила Сибири». Трасса последнего проходит в экстремальных природно-климатических условиях, преодолевает сейсмоактивные, заболоченные и горные области. Газопровод прокладывается в условиях вечномерзлых и скальных грунтов. Согласно проекту, используются трубы российского производства. На данный момент построено 76% линейной части трубопровода.

В последние годы было освоено производство уникальных труб большого диаметра, маркой стали К65 (Х80). Трубы, имеющие внутреннее гладкостное покрытие, рассчитанные на давление 11,8 МПа. Своё применение этим трубам нашлось на участке «Бованенково – Ухта». Строительство трубопровода с такими техническими параметрами было осуществлено впервые в мире. Применение инновационных технологий также позволило создать надёжную железнодорожную связь материка с полуостровом Ямал. Единственная в мире железная дорога, эксплуатируемая в экстремальных климатических условиях при $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$, «Обская –Бованенково– Карская»

обеспечивает грузопассажирские перевозки круглый год и в любую погоду. Строительство производилось исключительно при отрицательных температурах, с целью сохранения мерзлого состояния оснований. Насыпь дороги осуществлялась из влажного пылеватого песка, высокая прочность которого обретается под воздействием низких температур. Устойчивость земляного полотна в летние месяцы, обеспечена разработанной и применённой послойной системой термоизоляции. Были сооружены обоймы из геотекстиля, а поверх замерзшего песка укладывался пенополистерол. Одним самых сложных участков железной дороги стал мостовой переход на реке Юрибей. Мост длиной 3,9 км, является самым протяжённым в мире, расположенным за Полярным кругом. Грунтовое основание моста – это многолетнемерзлые грунты с вкраплениями криопеггов. Фермы и пролёты моста монтировались на металлических опорах диаметром от 1,2 до 2,4 м., полости которых были заполнены армированным бетоном. Глубина залегания опор в ММГ составляет от 20 до 40 м. Использование метода активной термостабилизации грунта, позволило осуществить смерзание опор со льдом, что обеспечило конструкции дополнительную устойчивость.

Несмотря на то, что современные возможности прогнозирования геокриологических свойств многолетнемерзлых грунтов, а также большой перечень существующих мероприятий по сохранению свойств грунтов оснований в пределах нормативных значений, в научных работах, до сих пор указываются проблемы, связанные с деформациями трубопроводов, возникающие при их эксплуатации в районах распространения ММГ. Статья [31] Губарькова А.А. описывает недостатки объективной геологической информации, при проведении изыскательных работ в районе пролегания нефтепровода «Ванкор-Пурпе». До начала строительства потребовалось провести дополнительные изыскания. Исследования грунта, проводимые через 150 – 300 м трассы нефтепровода, оказались недостаточными, так как свойства грунта изменялись через 25 – 40 м. В международном журнале «Геотехника» [29], Долгих Г.М. отмечает случаи опасной деформации

конструкций по причинам нарушения норм строительства, отсутствию учёта свойств ММГ, а также отклонениях от проектных решений. В работе Попова А.П. [30] приведён анализ причин развития аварийных ситуаций на сооружениях газовой промышленности на предприятии ОАО «Надымгазпром», в области распространения многолетнемерзлых грунтов. Автор проводит глубокий анализ накопленного фактического материала наблюдений за развитием процесса растепления морозного грунта и последствий процесса. Случаи осложнений приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Анализ накопленного фактического материала наблюдений за развитием процесса растепления морозного грунта и последствий процесса.

Объект	Следствие осложнения	Причина осложнения	Способ устранения осложнения
Аэропорт г.Салехард	В проекте нет мер по сохранению свойств ММГ. Появление деформаций в результате растепления грунта	В инженерных изысканиях были допущены ошибки, которые привели к отсутствию сведений о наличии мерзлоты	Промораживание грунта
Нефтепровод «Ванкор – Пурпе»	Проектная ошибка в определении типа свай	Ошибочные данные о структуре и составе грунта	Проведение изысканий на этапе строительства в области установки свай
Промышленные здания в п. Ямбург	Опасные деформации зданий	Проектная ошибка при прокладке продуваемого канала. Каналы «забились» льдом, в результате охлаждение прекратилось	Произведение замены продуваемого канала на горизонтальные охлаждающие установки
Резервуар на Верхнечонском месторождении	Угроза аварийного повреждения на сооружении	Строительная ошибка. Некоторые сваи не понесли проектной нагрузки в условиях ММГ	Промораживание грунтов основания резервуара с помощью горизонтальных охлаждающих установок

Продолжение таблицы 1

<p>Промысловые газопроводы на месторождении Медвежье</p>	<p>Повышенная вибрация трубопровода. Недопустимые изгибы трубы. Отклонения проектных положений технологического оборудования и их деформация</p>	<p>Рост мощности деятельного слоя грунта, отклонение температурного режима грунта основания, увеличение влажности грунта</p>	<p>Проведение геотехнического мониторинга, плановый и капитальный ремонт. Мероприятия по стабилизации грунтов оснований</p>
<p>Скважины на севере Западной Сибири</p>	<p>Образование приустьевых воронок и каверн, промыв кондуктора скважины, деформация обсадных колонн и бурового оборудования</p>	<p>При значительном тепловом воздействии на этапах строительства и эксплуатации – мероприятия по стабилизации ММГ не проводились</p>	<p>Стабилизация температурного режима, сооружение фундаментов способных эффективно эксплуатироваться в условиях ММГ</p>

Приведённые в работе [27] примеры, доказывают, что методом промораживания и своевременным ремонтом фундамента, можно добиться восстановления утраченных грунтом свойств. Применимость данных работ требует совершения предварительных расчётов изменения положений и объёма грунта в процессе промерзания, дабы избежать повреждений сооружения в момент протекания этих процессов. Бачериков А.С. и Новосёлов В.В. отмечают, что обратное промораживание грунтов вокруг газопровода приводит к механическим деформациям под действием силы морозного пучения. В таком случае, в очередной раз, подтверждается целесообразность предупреждений причин повреждений и аварий, нежели ликвидация последствий этих аварий.

Анализируя вышеперечисленную литературу, можно сделать вывод, что причины, приводящие к изменению геокриологических и механических свойств многолетнемерзлых грунтов, а также нарушению проектных отметок газопровода, авариям на объектах линейной части магистральных газопроводов, возникают на всех этапах жизненного цикла этих объектов.

Решая задачу обеспечения максимальной эксплуатационной надёжности, важно использовать системный подход – своевременно проводить геотехнический мониторинг. Определение геотехнического мониторинга, наиболее точно даёт Попов А.П. [30]: геотехнический мониторинг – комплекс научно-производственных работ, с помощью которого можно осуществить непрерывный контроль состояния системы, произвести диагностику и обследование, произвести прогноз динамики процессов с целью своевременного обнаружения и устранения потерь «качества» технологической системы, посредством реализации эффективных решений, приводящих к эксплуатации системы с поддержанием требуемых параметров её работы.

Достоинства геотехнического мониторинга подтверждаются в работе С.Н.Стрижкова – специалиста проектной организации, специализирующегося на разработке фундамента и системы охлаждения для многолетнемерзлого грунта. Автор подчеркивает необходимость проведения геотехнического мониторинга в ходе строительства, а также на этапе эксплуатации объектов на ММГ. Применение систем вертикальных и горизонтальных естественно-действующих трубчатых систем, сезонно-действующих установок для активной термостабилизации грунта основания, не гарантирует эксплуатационную надёжность на весь период эксплуатации.

Также, системный подход набирает свою актуальность в связи с ожидаемыми переменами в климате, а именно повышением температур на планете. Следствием будет уменьшение области и изменение свойств вечномерзлых грунтов. Анисимов О.А., Белолуцкая М.А. на основании своих прогнозов определили, что к 2050 году, глубина сезонно-талого слоя и температура ММГ на территории нашей страны изменятся согласно таблице 2.

Таблица 2 – Глубина сезонно-талого слоя и температура ММГ

Регион	ΔZ , %	ΔT , °C
Дальний Восток и Чукотка	40 – 50	1,0 – 2,0

Продолжение таблицы 2

Западная Сибирь	15 – 25	1,5 – 2,0
Якутия	25 – 50	1,5 – 2,0

Анисимов О.А. отмечает [27], что большое влияние к середине XXI века сокращение зоны ММГ окажет на инженерные объекты полуострова Ямал. Автор рекомендует произвести оснащение фундаментов сооружений системами охлаждения и учесть изменение температуры в проектах новых сооружений и объектов. Выполнение вышеперечисленных рекомендаций позволит предотвратить возможные аварийные ситуации и адаптироваться к новым условиям. В тоже время, повышение среднегодовой температуры обязует проведение наблюдений, за уже оснащёнными такими устройствами, сооружений, так как проектные параметры на основании которых производилось оснащение, со временем потеряют свою актуальность.

Уменьшение масштабов и проявления возможных аварийных ситуаций можно произвести за счёт контроля грунтовых свойств. Периодический или непрерывный контроль за повреждениями контрольных точек сооружений обеспечит безопасность всей системы на текущем эксплуатационном этапе и может косвенно указать на всевозможные механические и геокриологические свойства грунтов. Детерминированным критерием надёжности газопровода являются параметры НДС. Выбор контрольных точек необходимо осуществлять из возможности сравнения с определёнными критериями, к примеру максимальный размер трещины, или же из возможности эффективного расчёта. Эти подходы можно рассматривать в ходе сравнения работ [28]. В своей диссертации, Витченко А.С. описывает методы оценки напряженно-деформированного состояния надземного трубопровода по определённым заранее, максимально допустимым значениям прогиба и уклона, участкам. Смирнов В.В. и Земенков Ю.Д. в своей работе [32], рассчитывают конструкции трубопровода в заранее разработанной программе, для каждого участка. Для программы используются данные положения контрольных точек – мест крепления нефтепровода в опорах. Допустимыми деформациями являются предельно допустимые напряжения материала.

Из вышеперечисленного следует, для обеспечения эксплуатационной надёжности газопровода, эффективным является двухсторонний подход, который будет включать в себя контроль деформаций контрольных точек газопровода, а также контроль изменения свойств грунта основания.

1.1 Отечественный опыт

Отечественными нефтеперекачивающими и газоперекачивающими компаниями эксплуатируется высокое количество трубопроводов, пролегающих в условиях ММГ. В качестве примеров могут служить такие нефтегазовые проекты как (рисунок 1,2):

1. Магистральный нефтепровод «Заполярье – Пурпе – Саянск», диаметром 1020 мм, имеющий протяженность 429км. Около 80% трассы «Заполярье – Пурпе» проложено на специальных опорах, что обусловлено сложными геокриологическими условиями маршрута;
2. Магистральный нефтепровод «Курумба – Тайшет», протяженностью 696,5 км, пропускной способностью до 15 млн. тонн нефти в год. ММГ распространены на 20 км трассы трубопровода.
3. Магистральная нефтепроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан», протяженностью 4740 км, диаметром до 1220 мм. Около 800 км трубопровода пролегает в криолитозоне.



Рисунок 1 – Магистральные нефтепродуктопроводы ПАО «Транснефть»

4. Строящийся магистральный газопровод «Сила Сибири», протяженностью 3000 км, диаметром 1420 мм, рабочим давлением 9,8 Мпа и экспортной производительностью 38 млрд куб. м в год. Трасса газопровода проходит в экстремальных природно-климатических условиях, преодолевает заболоченные, горные и сейсмоактивные территории, участки с вечномерзлыми и скальными грунтами.
5. Магистральный газопровод «Бованенково – Ухта», «Бованенково – Ухта – 2». Рабочее давление 11,8 МПа, длина каждого газопровода составляет 1200 км, диаметр трубопроводов 1420 мм.



Рисунок 2 – Проект ПАО «Газпром»: «Сила Сибири»

1.2 Понятие надежности линейной части магистрального газопровода

Для технических объектов термины и определения в области надежности установлены ГОСТ 27.002 – 2015 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения». В соответствии с этим ГОСТ некоторые общие понятия и показатели надежности применительно к линейной части магистральных газопроводов могут быть сформулированы в следующем виде.

Надежность – способность линейной части сохранять по всей длине неизменными условия транспорта газа: заданного давления (P), количества (Q)

температуры (T), а также степени осушки и очистки (w) в течение определенного срока эксплуатации (t).

Работоспособность – состояние линейной части, при котором она способна транспортировать газ установленных параметров (Q, P, T, w).

Безотказность – свойство линейной части непрерывно сохранять работоспособность в течение определенного интервала времени.

Исправное состояние – такое состояние линейной части, при котором она отвечает всем требованиям действующей нормативно-технической документации.

Срок службы – календарная продолжительность эксплуатации объекта до момента его перехода в состояние предельное, измеряемая в единицах времени.

Технический ресурс – величина, характеризующая запас возможной суммарной наработки объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

Различают нормативный ресурс и нормативный срок службы. Данные понятия определяются в ходе разработки проектного задания с учетом современного технического состояния, мирового уровня и темпов научно-технического прогресса в данной отрасли.

На этапе эксплуатации используют такое понятие как остаточный ресурс или остаточный срок службы. Данные понятия являются индивидуальными характеристиками технического объекта [11].

В инженерной деятельности удобно оперировать показателями, которые являются производными, связанными между собой и входят в понятие «надежность». Ресурс является временем наработки, (сроком службы); безопасность характеризует надежность объекта по отношению к состоянию окружающей среды и к жизни людей; при этом безопасность дает ограничение на значение ресурса. Схема взаимосвязи надежности с производственно-техническими характеристиками представлена на рисунок 3 [43].

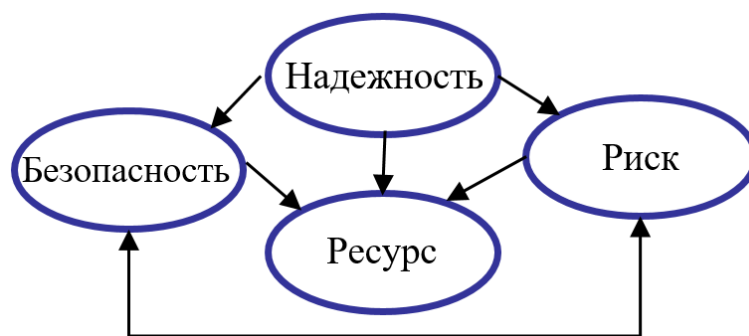


Рисунок 3 – Взаимосвязь надежности и производных технических характеристик

Из приведенных понятий определяющим является понятие технического состояния объекта, а именно, его предельное значение.

При оценке надежности анализируют следующие возможные состояния объекта: исправное, работоспособное, предельное. Согласно ГОСТ 27.002–89 устанавливаются следующие понятия.

Неисправность – состояние, при котором объект не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической или проектной документации.

Исправность – состояние, при котором объект соответствует всем требованиям нормативно-технической или проектной документации.

Неработоспособность – состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической или проектной документации.

Работоспособность – состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической проектной документации.

Сложность объекта позволяет произвести деление его неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции.

Отказ – событие, влекущее за собой нарушение работоспособного состояния объекта.

Отказы классифицируют:

- по стадиям эксплуатации объекта: деградационные и приработочные;
- по характеру проявления: постепенные и внезапные;
- по причинам возникновения: производственные, конструктивные, эксплуатационные;
- по последствиям: некритические и критические.

В качестве *предельного состояния* принимают состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

За критерий предельного состояния принимают признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же объекта могут быть установлены два и более критерия предельного состояния.

Повреждение – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта, при этом его работоспособное состояние может сохраняться.

Отказы линейной части газопроводов разделяются на полные (разрушения газопровода, закупорка гидратами и т. п.), которые приводят к потере работоспособности, и частичные (микросвищ, устраняемый без остановки газопровода, частичная закупорка сечения газопровода гидратами и т. п.), при которых возможно использование линейной части газопровода с ограничениями либо по давлению, либо по расходу [43].

Для количественной оценки надежности и ремонтпригодности линейной части необходимо дать следующие термины и определения.

Наработка между отказами – это продолжительность времени между двумя последовательно возникшими отказами. Математическое ожидание среднего значения наработки между отказами называется наработкой на отказ.

$$T = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N t_i, \quad (1)$$

где t_i – время работы линейной части после i отказов; N – число отказов за период наблюдения.

Вероятность безотказной работы – это вероятность того, что в заданном интервале времени или в пределах заданной наработки на линейной части не возникает ни одного отказа.

Время восстановления – это вероятность того, что работоспособность линейной части будет восстановлена в заданное время. Математическое ожидание времени восстановления работоспособности называется средним временем восстановления.

$$T_{\text{в}} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^N t_i, \quad (2)$$

где t_i – время работы линейной части после i отказов.

Коэффициент готовности – вероятность того, что линейная часть будет работоспособной, в произвольно выбранный момент времени в установившемся режиме эксплуатации.

$$K_2 = \frac{T}{T + T_{\text{в}}}, \quad (3)$$

где T – наработка между отказами; $T_{\text{в}}$ – время восстановления.

Коэффициент вынужденного простоя – вероятность того, что линейная часть будет находиться в неплановом ремонте.

$$K_{\text{п}} = 1 - K_2, \quad (4)$$

где K_2 – коэффициент готовности.

Коэффициент технического использования – показывает, какую часть общего времени простоя и работы (календарного времени) линейная часть находится в состоянии готовности к использованию.

$$K_{T.И.} = \frac{\sum t_i}{\sum t_i + \sum t_{bi}}, \quad (5)$$

где t_i – время работы линейной части после i отказов.

Интенсивность отказов – есть вероятность возникновения отказа линейной части в единицу времени после данного момента времени при условии, что до этого момента отказ не возникал.

Удельная интенсивность отказов определяется по формуле

$$\lambda = \frac{N}{L \cdot t} \quad (6)$$

где N – число отказов на газопроводе за время t , сут.; L – протяженность газопроводов, тыс. км.

Как показатель надежности интенсивность отказов обладает рядом достоинств. Являясь функцией времени, интенсивность отказов наглядно позволяет выявить характерные периоды (участки) работы системы или отдельного ее элемента.

Типичная кривая изменения интенсивности отказов во времени приведена на рисунке 4.

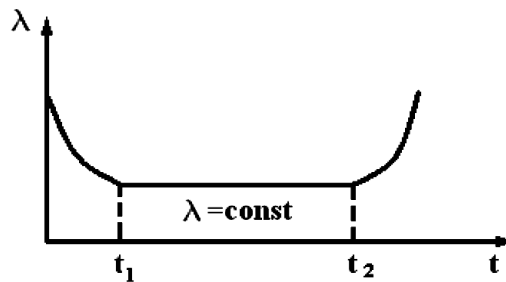


Рисунок 4 – Зависимость интенсивности отказов от времени

Как видно из рисунка 4, кривая изменения интенсивности отказов имеет три характерных участка: участок приработки (от 0 до t_1) при уменьшающихся значениях λ , участок нормальной работы (от t_1 до t_2 при $\lambda = \text{const}$) и участок старения (от t_2 и далее при возрастающих значениях $\lambda(t)$).

Характерными физическими причинами отказов линейной части магистральных трубопроводов в этих периодах будут следующие.

Для периода приработки линейной части характерными отказами будут отказы, связанные с ошибками при проектировании или с нарушением проектных решений при строительстве, отказы эксплуатационного характера, а также отказы, вызванные наличием в теле труб и наплавленном металле сварных швов дефектов заводского и строительного характера. Здесь под дефектами следует понимать вмятины, забоины, царапины, риски, расслоение и закат металла труб, смещение кромок сварных стыков, подрезы, непровары, поры, трещины и т. п. дефекты, по своим размерам не вписывающиеся в поле допусков внешнего осмотра и применяемых методов неразрушающего контроля.

Наличие подобных дефектов на законченном строительстве трубопроводе можно объяснить различными причинами объективного и субъективного характера. В частности, такими причинами, как инженерно-техническая культура строительно-монтажного производства, квалификация и производственный опыт работников и технадзора заказчика. К этим же причинам можно отнести и отсутствие строго научного обоснования дефектности сварных швов и браковочных признаков труб, правильность применения того или иного метода неразрушающего контроля и увязку его разрешающей способности с достижениями линейной механики разрушения, медленное внедрение способов и методов линейной механики разрушения в методику прочностного расчета трубопроводов.

Число отказов линейной части в приработочном периоде будет постоянно падать до момента времени t_1 , т. е. до наступления периода нормальной эксплуатации.

Для периода нормальной эксплуатации линейной части характерными отказами будут отказы эксплуатационного характера и отказы, вызванные наличием в теле труб и наплавленном металле сварных швов дефектов, по своим размерам не превосходящих браковочных показателей внешнего осмотра и применяемых методов неразрушающего контроля.

Под дефектами следует понимать те же дефекты, что и в приработочном периоде (за исключением трещин), но с допустимыми по нормативно-технической документации размерами, а также макро- и микродефекты реального твердого тела.

Современные представления механики разрушения о реальном твердом теле как о среде, содержащей те или иные дефекты, вполне допускают и предполагают наличие в металле труб и сварных стыков дефектов макро- и микроуровня. История возникновения этих дефектов может быть связана с условиями испытания и загрузки трубопровода на рабочий режим или обусловлена металлургическими и технологическими факторами проката листовой или рулонной трубной заготовки, технологией переделки трубной заготовки в трубы и технологией строительного-монтажного производства при сооружении трубопроводов.

Имеющиеся на трубах и в стыках линейной части трубопровода дефекты при определенных условиях эксплуатации способны вызвать значительную концентрацию рабочих напряжений в локальных, прилегающих к дефектам, областях металла. Особенно это относится к дефектам в виде царапин, рисок, непроваров, пор, подрезов, трещин и т. п., дефектов в виде искусственных надрезов с острыми по глубине краями, сориентированных по длине вдоль или поперек труб, т. е. перпендикулярно кольцевым или продольным напряжениям загружаемого трубопровода.

Цикличность изменения возникшей концентрации, связанная с сезонными колебаниями температуры или с изменением режимов работы линейной части по температуре или давлению, может привести к росту и слиянию дефектов, образованию магистральных трещин и, в конечном счете, к отказу линейной части.

Число таких отказов за год, в промежутке времени от t_1 до t_2 , примерно одинаково. Поэтому интенсивность отказов в этот период работы данного газопровода является постоянной величиной $\lambda = \text{const}$.

Наконец, для периода старения наиболее характерными отказами линейной части будут износосовые отказы. Износ линейной части наступает по причине наружной коррозии и абразивно-коррозионного разрушения внутренней поверхности металла труб [43].

1.3 Современные представления о надежности магистральных газопроводов

Изучение надежности газопроводов строится на базе общей теории надежности технических объектов с учетом особенностей, присущих линейным сооружениям.

В исследованиях надежности газотранспортной системы обычно различают конструкционную и технологическую надежность, что обусловлено, во-первых, рассмотрением задач на разных уровнях детализации системы; во-вторых, применением разного математического аппарата. В таблице 3 в качестве примера представлен анализ технологической и конструкционной газотранспортной системы, включали цели, понятие отказа, рассматриваемые модели и использование методов теории надежности.

Видно, что обычно две задачи (технологическая и конструктивная) изучаются автономно. В то же время необходимо поставить единую задачу с учетом их взаимодействия, что вытекает из единства требований к газотранспортной системе – надежность поставки газа потребителем.

Рассмотрим более подробно задачу оценку срока безопасной эксплуатации газопроводов как наиболее важную в практическом плане. Ее актуальность определяется увеличением возраста газотранспортной системы и необходимостью увеличения затрат на комплексную оценку технического состояния и на ремонтные работы.

В ПАО «Газпром» разработаны аналогичные комплексы, в которые входят следующие позиции (рисунок 5):

1. Анализ исходной информации, ее обработка, накопление, выбор потенциально опасных участков.

2. Инструментальный этап – обследование потенциально опасных участков неразрушающими методами контроля и при необходимости мониторинг таких участков в зависимости от типа дефекта (утонение, каверна, вмятина, трещина и т.п.).

Таблица 3 – Конструкционная и технологическая надежность газотранспортной системы

	Технологическая надежность	Конструкционная надежность
Цель	Обеспечение условий поставки газа	Обеспечение работоспособности конструкции
Объект	Газотранспортная система Газотранспортное предприятие (линейная часть+КС)	Конструктивные элементы (участки) Газопровод участок элемент сварной шов
Отказы	Недопоставка газа с требуемыми условиями	Разрушение конструктивного элемента
Модели	Модели надежности систем с восстановлением; Модели надежности систем с резервированием; Технологические модели расхода газа	Физические и статические модели механических отказов конструктивных элементов; Механические модели деформирования и разрушения трубопроводов; Физико-механические и вероятностные модели нагрузок и воздействий
Методы теории надежности	Методы теории марковских процессов; Методы теории восстановления; Графоаналитические методы теории надежности систем	«Нагрузка – сопротивление»; Кумулятивные модели отказов; Случайные процессы и поля

3. Расчетный этап – оценка опасности дефекта и работоспособности потенциально опасного участка. Специальное внимание уделяется ранжированию дефектов по степени критичности, а также оценке вероятности необнаружения дефекта на обследуемом участке трубопровода.

4. Выполнение экспресс-оценки ресурса трубопровода до назначения следующей инспекции.

5. Составление экспертного заключения для эксплуатирующей организации, в котором, в частности, указывается срок продления ресурса трубопровода (для газопроводов он назначается не менее 5 лет) [42].



Рисунок 5–Концепция обеспечения работоспособности и ресурса магистральных газопроводов ОАО «Газпром»

При этом в концепции разработана методология продления ресурса для газопроводов, на которых проводится внутритрубная дефектоскопия, и для газопроводов, где внутритрубная дефектоскопия не может быть применена (рисунок 6).

Здесь показано, что в случае, когда нет возможности применить внутритрубную инспекцию (ВТИ), основное внимание следует уделить анализу технического состояния потенциально опасных участков.

В итоге по результатам анализа принимаются следующие варианты решений:

- продолжение эксплуатации без изменения режима давления газа;
- эксплуатация при пониженном давлении газа;
- прекращение эксплуатации для проведения ремонта или замены дефектного участка.

Как видно из концепции, значительное место в решении задачи продления ресурса занимают, наряду с инструментальными работами, оценка опасности обнаруженных дефектов и прогноз их развития и вопросы выбора потенциально опасных участков. Здесь имеется в виду оценка вероятности пропуска опасного участка при проведении обследований газопроводов.



Рисунок 6 – Различия в методологии продления срока безопасной эксплуатации

Была разработана специальная методика, основанная на вероятностном анализе, теории конечных множеств. С использованием диаграммы Венна строится область оптимизации количества потенциально опасных участков. Принцип – вероятность пропуска дефекта не должна превышать уровень ошибки дефектоскопа. Что касается последовательности работ инструментального и расчетного плана, то они показаны на следующих рисунках.

В северных регионах России существенные проблемы связаны с обеспечением устойчивости положения газопроводов, проложенных в

вечномерзлых и слабонесущих обводненных грунтах. На таких участках выполняются комплексные диагностические и расчетные работы, по результатам которых принимается решение о методах и времени проведения ремонта.

В ПАО «Газпром» реализуется масштабная программа работ по продлению ресурса газопроводов с большими сроками эксплуатации. В соответствии с концепцией она включает в себе анализ исходной документации и проведение комплекса работ на потенциально опасных участках.

Для всех объектов проводится анализ нагрузок и воздействий с учетом их развертывания во времени, предыстории нагружения, взаимного сочетания. На основе разработанных расчетных моделей оценивается значимость отдельных видов нагрузок и воздействий, в том числе циклических и переменных нагрузок, вызванных эксплуатационными и природно-климатическими факторами.

Работы по оценке технического состояния являются достаточно объемными и трудоемкими в силу необходимости анализа большого массива разнородных данных, проведения диагностических и расчетных исследований. Во ВНИИГАЗе разработана специализированная процедура, предназначенная для получения приближенных оценок в условиях ограниченного объема исходной информации. Принципиальная схема экспресс-метода дана на рисунке 7. Здесь представлены два блока, в одном из которых приведены факторы опасности. В показатели надежности входит информация о состоянии металла, сварных швах, изоляции, уровне напряженно-деформированного состояния, электрохимической защите и т.п.; к факторам опасности относятся сведения о категории газопровода, его технологических параметрах, наличии других газопроводов в коридоре, количестве потенциально опасных участков и т.п. Указанные показатели и факторы оцениваются по балльной системе, сопоставляются между собой, в результате дается интегральная оценка технического состояния газопровода и

принимается решение о дальнейшей эксплуатации. Например, в методике экспресс-метод а предусмотрено оценивать ориентировочные планы ремонта, объемы срочного ремонта или осуществлять продление ресурса.

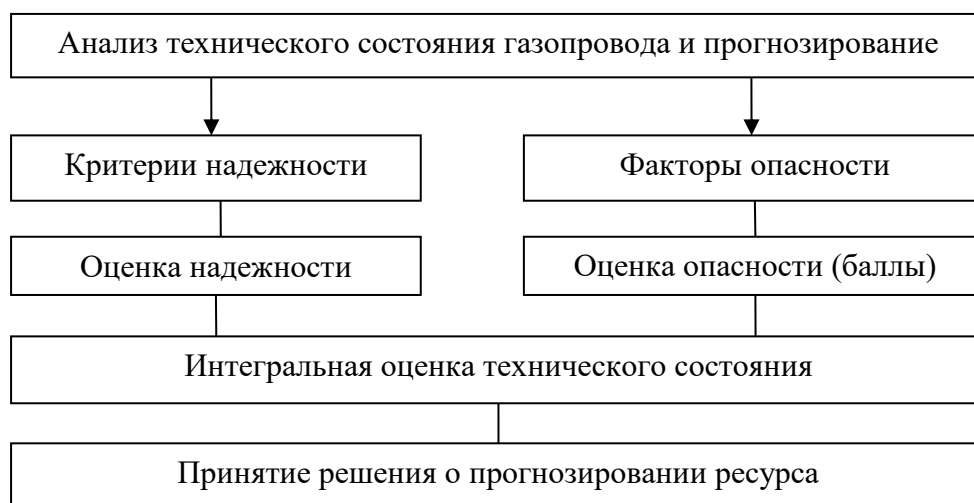


Рисунок 7 – Принципиальная схема экспресс-метода прогнозирования ресурса магистральных газопроводов

Большое значение для текущей эксплуатации и перспективы развития газотранспортной системы имеет обоснование сроков безопасной эксплуатации газопроводов.

Амортизационный период эксплуатации характеризует период, в течение которого техническое обслуживание осуществляется частично или полностью за счет финансовых амортизационных отчислений, не облагаемых налогом на прибыль. С техническим состоянием или физическим ресурсом труб и конструктивных элементов амортизационный срок службы не связан.

Базовый период эксплуатации представляет собой технически обоснованный срок службы, который определяется фактическим или прогнозируемым техническим состоянием газопровода, а также техническими (приборными) параметрами системы технического обслуживания. Опыт длительной эксплуатации и исследований по оценке ресурса ГТС ПАО «Газпром» показывает, что в качестве базового срока службы российских газопроводов можно принять значение 40 – 45 лет. Эту величину рекомендуется брать в качестве назначенного срока службы и при проектировании новых магистральных газопроводов.

Период эксплуатации по техническому состоянию (продленный) включает в себя срок эксплуатации, который основан на проведении процедуры продления срока безопасной эксплуатации. Этот период предусматривает комплексную оценку технического состояния. Он может быть охарактеризован как период эксплуатации по фактическому техническому состоянию и составит 45 – 60 лет.

После достижения суммарной календарной наработки 55-60 лет газопроводы вступают в завершающий период эксплуатации. Он характеризуется нарастанием старения основного металла и сварных соединений, что выражается в увеличении, прежде всего, числа дефектов и росте усталостных трещин. Для принятия решения о возможности продления срока безопасной эксплуатации в завершающий период требуется полное обследование состояние металла труб, сварных соединений, фитингов и запорно-регулирующей арматуры, а также применение нового расчетного критерия по пределу выносливости.

В области повышения надежности магистральных газопроводов сформирован ряд нормативных материалов, программных комплексов и новых исследований разработок, что позволяет в комплексе оценивать техническое состояние газопроводов и осуществлять прогноз их безопасной эксплуатации [43].

1.4 Зарубежные исследования

В приложении А, на английском языке описаны зарубежные исследования особенностей эксплуатации трубопроводов, проложенных в условиях вечномёрзлых грунтов.

2 Объект исследования

Объектом исследования в данной работе является участок проектируемого магистрального газопровода, прокладываемого в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. Рассматривается возможность прокладки магистрального газопровода линейным и криволинейным способами.

2.1 Особенности эксплуатации магистрального газопровода в криолитозоне

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

- прямое деформационное механическое воздействие на газопровод;
- всплытие газопровода;
- выпучивание газопровода.

Подземные газопроводы оказывают влияние на естественное температурное поле ММГ. Именно такое взаимодействие и вызывает активацию перечисленных выше процессов, влияющих на надежность конструкции.

Произведя тепловые расчеты в рамках решения задачи Стефана, Голубин С.И., пришел к выводу, что смещение температуры фазовых переходов увеличивает радиус ореола оттаивания вокруг трубы, а наличие засоления грунта во много раз увеличивает глубину оттаивания.

Анализ динамики формирования ореолов показал, что в начале лета над газопроводом формируется сезонномерзлый слой (СМС) подстилаемый талым грунтом, а под газопроводом начинает оттаивать грунт. В середине лета СМС над трубопроводом растаял, а сезонно-талый слой (СТС) слился с ореолом оттаивания. СТС оттаивает вплоть до начала октября и в этот период происходит изменение конфигурации ореола оттаивания вокруг газопровода в верхней части, который промерзает на максимальную величину в конце

января. СТС полностью промерзает также к концу января. Такие промерзания неизбежно влекут за собой пучение грунта и как следствие – выпучивание трубы.

2.2 Мерзлые грунты как вмещающие породы

Мерзлыми грунтами называются горные породы, находящиеся при отрицательной температуре и содержащие в своем составе лед. Наличие льда, выполняющего роль цемента, связывающего минеральные частицы, отличает мерзлые грунты от других грунтов, которые имеют отрицательную температуру. Скальный грунт, обладающий отрицательной температурой и не содержащий в своем составе льда и воды, называется морозным грунтом; песчаный и крупнообломочный грунт, имеющий температуру ниже 0°C , но не сцементированный льдом и не обладающий сцепляющими силами, называется сыпучемерзлым грунтом (рисунок 8).



Рисунок 8 – Классификация грунтов с отрицательной температурой.

Многолетнемерзлые грунты занимают 65% территории России, в мире – около 25%. Многолетнемерзлые грунты можно классифицировать по характеру их распространения (рисунок 9):

1. Распространение сплошное (площадь распространения многолетнемерзлых грунтов составляет более 95%, мерзлые грунты обладают температурой ниже -3°C);
2. Распространение преимущественно сплошное (площадь распространения многолетнемерзлых грунтов составляет 90 – 95%, мерзлые грунты обладают температурой от $-0,5$ до -3°C);

3. Распространение прерывистое (площадь распространения многолетнемерзлых грунтов составляет 75 – 90%, мерзлые грунты обладают температурой от -0,2 до -2°C);
4. Распространение массивно-островное (площадь распространения многолетнемерзлых грунтов составляет 25 – 75%, мерзлые грунты обладают температурой от -0,2 до -2°C);
5. Распространение островное (площадь распространения многолетнемерзлых грунтов составляет 25% и менее, мерзлые грунты обладают температурой от -0,5°C и выше).

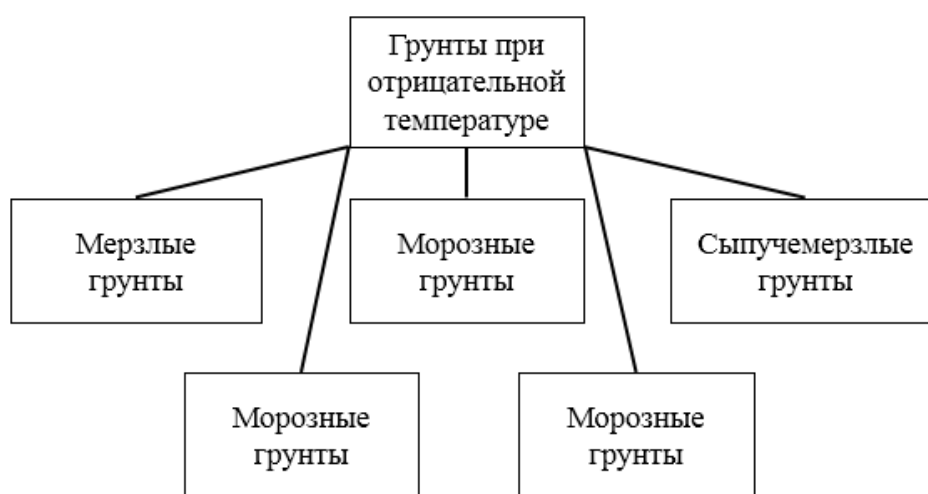


Рисунок 9 – Классификация многолетних грунтов по характеру их распространения

Мерзлые толщи разделяются не только по площадному распространению, но и по характеру строения геологического разреза. По вертикальному строению мерзлые толщи разделяются на три типа (рисунок 10):

1. сливающийся тип (кровля ММГ совпадает с подошвой сезонно-талого слоя);
2. несливающийся тип (кровля ММГ не совпадает с подошвой сезонно-мерзлого слоя, талый слой находится между ними);
3. слоистый типа (талый слой разделяет два слоя ММГ располагающихся друг над другом, нижний из которых является реликтовым,

образовавшимся в результате древнего промерзания, а верхний – современным).



Рисунок 10 – Классификация мерзлых толщ по характеру строения геологического разреза

Для строительства подземных сооружений подходят территории со сплошным и преимущественно сплошным распространением ММГ. Наличие в разрезе талых зон существенно осложняет процесс строительства и эксплуатации газопроводов в криолитозоне.

В северных районах глубина залегания ММГ может составлять 500м. Толщина мерзлого слоя уменьшается в направлении на юг и может сокращаться до 10 – 50м. В таблице 4 представлена глубина залегания и температура ММГ в некоторых городах России.

Таблица 4 – Глубина залегания и температура ММГ в некоторых городах России.

Город	Глубина залегания (м) и температура ММГ (°С)
Анадырь	5м; 5,7°
Якутск	15м; 5,5°
Усть-Енисейск	18м; 6,3°
Верхоянск	22м; 7,8°

2.3 Физические свойства мерзлых грунтов

Строительство подземных газопроводов ведется на основании комплексной оценки инженерно-геокриологических условий территории. Возможность строительства подземных газопроводов оценивается на основании свойств вмещающих грунтов, определяемых в лабораторных и полевых условиях при проведении инженерных изысканий. Физические

свойства ММГ, имеющих своё местоположение в зоне влияния подземных газопроводов, определяются для всех разновидностей грунтов как в талом, так и в мерзлом состоянии. Необходимость исследования физических свойств в талом состоянии обусловлена тем, что в результате эксплуатации газопроводов какая-то часть вмещающего разреза может в некоторой степени переходить в талое состояние.

В талом состоянии определяются следующие характеристики грунтов:

- пористость – отношение объема пор к объему образца грунта;
- плотность скелета (масса частиц грунта в объеме сплошной структуры);
- плотность (масса грунта в единице объема);
- коэффициент пористости – отношение объема пор в образце к объему, занимаемому его твердыми частицами – скелетом;
- степень водонасыщения (отношение влажности грунта к полной влагоемкости, равной влажности грунта при полном заполнении пор водой);
- суммарная относительная влажность (отношение массы воды к массе сухого грунта в единице объема);
- относительная деформация набухания без нагрузки (отношение увеличения высоты образца грунта после свободного набухания в условиях невозможности бокового расширения к начальной высоте образца природной влажности). Определяется по ГОСТ 24143-80;
- относительная деформация просадочности (отношение разности высот образцов соответственно природной влажности и после их полного водонасыщения при определенном давлении к высоте образца природной влажности). Определяется по ГОСТ 23161-78;
- число пластичности I_p (разность влажностей, соответствующая двум состояниям грунта: на границе текучести (верхний предел пластичности) W_L и на границе раскатывания (нижний предел пластичности) W_p). Величины W_p и W_L определяют по ГОСТ 5180-84;

- показатель текучести I_L – отношение разности влажностей, соответствующих двум состояниям грунта (естественному W_i на границе раскатывания W_p), к числу пластичности I_p .

Наличие льда существенно меняет физические характеристики грунтов. В связи с этим необходимо проведение комплексного исследования мерзлого состояния массива при строительстве газопроводов. Для мерзлых грунтов определяют следующие свойства:

- влажность за счёт незамерзшей воды (отношение массы незамерзшей воды к массе сухого грунта в единице объема);
- льдистость мерзлого грунта (отношение массы льда к массе всей воды, содержащейся в мерзлом грунте);
- объемная льдистость (отношение объема льда к объему мерзлого грунта);
- температура начала замерзания грунтовой влаги;
- засоленность грунта (отношение массы растворимых солей, содержащихся в объеме грунта, к массе сухого грунта в этом объеме);
- концентрация порового раствора;
- заторфованность (отношение массы органического вещества к массе грунта в сухой навеске);
- коэффициент сжимаемости мерзлого грунта (относительная деформация мерзлого грунта под нагрузкой);
- относительная осадка грунта при оттаивании;
- степень заполнения объема пор мерзлого грунта льдом и незамерзшей водой S_r , определяется по формуле:

$$S_r = \frac{(1,1W_{ic} + W_w) \rho_s}{e_f \rho_w} \quad (7)$$

где W_{ic} – влажность мерзлого грунта за счет порового льда, цементирующего минеральные частицы; W_w – влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной отрицательной температуре

незамерзшей воды; e_f – коэффициент пористости мерзлого грунта; ρ_w – плотность воды, принимаемая равной 1 г/см³.

2.4 Характеристика региона прокладки исследуемого объекта

Для обеспечения транспортировки ямальского газа в период до 2030 года планируется создание уникальной, не имеющей аналогов в России, газотранспортной системы нового поколения (рисунок 11). Ямальский газ сегодня транспортируется по двум ниткам магистрального газопровода в направлении Ямал – Ухта протяженностью около 1100 км. Технологической схемой системы МГ «Бованенково – Ухта», на ямальском участке, от Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) до компрессорной станции «Байдарацкая», введено в эксплуатацию две нитки газопровода диаметром 1420 мм с рабочим давлением 11,8 МПа (120 кгс/см²). На подводном переходе через Байдарацкую губу проложено еще 2 резервные нитки МГ. Таким образом по дну губы и на береговых участках подводного перехода, от крановых узлов на Ямале до крановых узлов на Урале, пролегают целых 4 нитки газопровода, по которым газ транспортируется с положительной температурой около +4 °С.

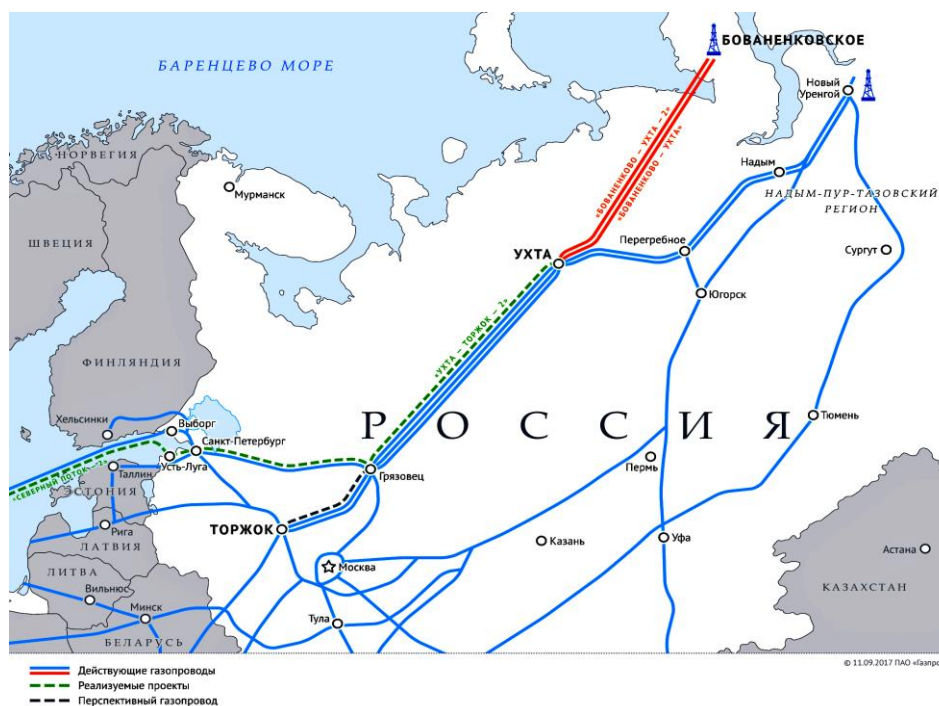


Рисунок 11 – Схема газопроводов «Бованенково – Ухта» и «Бованенково – Ухта – 2»

Данная территория характеризуется сплошным распространением многолетнемерзлых грунтов. Мощность ММГ на морских террасах составляет порядка 200 – 400 м, на участках пойм крупных рек уменьшается до 100 – 150 м. Мерзлота преимущественно сливающегося типа. Встречающиеся несквозные талики и талые грунты приурочены к руслам рек и крупным озерам.

По составу грунты представлены всеми литологическими разностями (песками различной крупности, супесями, суглинками и глинами), на поверхности часто перекрытыми торфом мощностью от 0,1 до 0,5 м. По степени засоленности встречаются средне-, слабо- и незасоленные грунты.

Глубина сезонного оттаивания грунтов на участках с торфами, составляет 0,3 – 0,5 м; на участках, сложенных на поверхности песками и суглинками – 0,5 – 1,2 м; на вершинах холмов – 1,5 – 2,0 м. На территории прохождения МГ широко развиты различные криогенные процессы, такие как пучение, термокарст.

Эколого-геокриологическое обследование МГ «Бованенково – Ухта» на полуострове Ямал проводится ежегодно, начиная с 2009 года, в летний и осенний периоды, когда мощности сезонно-талого слоя максимальны. В задачи исследования входит выявление наиболее опасных участков, к которым могут быть приурочены повышенные риски аварийности при эксплуатации МГ в промерзающих-протаивающих грунтах (заболачивание, размывы обратного валика, оврагообразование и др.); их сравнительный анализ; наблюдение за развитием опасных криогенных процессов (преимущественно термокарст) и др.

3 Проблемы эксплуатации объекта

3.1 Затопляемые участки территории, размывы обратного валика на трассе газопровода

На всем протяжении трассы МГ наблюдается разрушающее воздействие на материал обвалования трубы атмосферных (дождевых) и паводковых (талых) вод. Это выражается в разрушении (размыве) обратного валика МГ. Процесс этот проявляется практически повсеместно и действует независимо от качества строительства. На обследуемой части газопровода – Ямальский берег Байдарацкой губы – обширные участки, затопляемые водой, по оценкам эксплуатирующей организации, составляют до 30 %. Во время полевых исследований были зафиксированы места, где данные процессы и явления приводят к разрушению обратного валика (полностью или частично). Отмечается, что размывы обратной засыпки траншеи МГ чаще приурочены к естественным понижениям рельефа (рисунок 12).



Рисунок 12 – Подтопление валика обратной засыпки

3.2 Оврагообразование

Образование оврагов вдоль трассы МГ, размывы грунта на кромках обратной засыпки траншеи отмечаются на повышенных участках рельефа, приуроченные к водоразделам, крутым склонам долин рек и ручьев (угол наклона $>5^\circ$). Данные участки слагают такие осадочные породы, как мягкопластичные и слабобльдистые суглинки, мелкозернистые песчаники и пылеватые пески с высокой степенью водонасыщения. Такие горные породы легко впитывают воду и трудно ее отдают, и, как следствие, имеют свойство полностью вымываться под действием водных потоков. Развитие процессов оврагообразования, даже в рамках одного летнего сезона происходит очень быстрыми темпами. Развитие таких опасных криогенных явлений ведет к необратимым процессам растепления мерзлых пород, что приводит к интенсивному разрушению обратной засыпки трубопровода. Может появиться вероятность того, что вода начнет поступать в тело траншеи. Все это чревато опасными ситуациями при эксплуатации МГ.

3.3 Проявление термокарстовых криогенных процессов

Наиболее яркое проявление криогенных процессов на трассе МГ представлено в виде термокарста. Особенно в местах, где распространены торфяники, залегающие на мерзлых грунтах. В зимний период, когда велось строительство траншеи, взрывными работами была нарушена прилегающая к трассе МГ нетронутая часть тундры. В результате, вдоль трассы образовалась воронка значительного диаметра (до 20 м. Через год, с наступлением весны, такие участки заполнились талыми и сточными водами, что привело к растеплению мерзлых грунтов, появлению новых воронок и увеличению ареала старых. Если не принимать меры по устранению антропогенных термокарстовых воронок, то развитие этих процессов может привести к попаданию воды в тело траншеи.

Важно отметить, что на сложных геофизиологических участках, которые маркируются летом, строителями в зимний период регулярно производятся работы по «подсыпке» валика привозным грунтом, оборудуются или

переносятся дополнительные водопропуски в местах подтоплений линейной части МГ. Необходимо отметить, что в целом, общее состояние обратного валика на Ямальском участке можно признать, как удовлетворительное, эксплуатация трубопровода непрерывно контролируется техническим надзором ООО «Газпром трансгаз Ухта».

3.4 Результаты исследования

Результатом исследования является разработка рекомендаций по поддержанию, и как следствие повышению эксплуатационной надежности. Для газопроводов подверженных воздействию термокарстового процесса разработаны следующие рекомендации:

1. В зимнее время, когда разрешено производить строительные работы на трассе МГ, обустройство валика обратной засыпки траншеи специальными дополнительными водопропусками в местах, где происходит скопление талых и сточных вод.

2. Не оставлять на трассе МГ не засыпанные котлованы, воронки в местах установки километровых столбов и пикетов.

3. По возможности, на сложных криогенных участках выполнять засыпку трубопровода с нахлестом на прилегающую ненарушенную территорию тундры, что будет препятствовать образованию водотоков вдоль траншеи, позволит снизить риски протаивания и развитие нежелательных процессов растепления криолитозоны в слабой зоне – верхней кромке котлована.

4. Для поверхностного укрепления грунтов обратной засыпки и грунтов естественного сложения, на прилегающей территории с нарушенным в процессе строительства почвенно-растительным покровом, рекомендовать укрепление поверхности грунтов биоматами или георешетками, заполненными торфо-грунтовой смесью. Возможно совместное применение биоматов и георешеток.

5. Своевременное проведение геотехнического мониторинга

3.5 Геотехнический мониторинг газопровода

В проекте «Система магистральных газопроводов Бованенково – Ухта», создана система геотехнического мониторинга с целью контроля состояния и разработки оперативных стабилизационных технических управляющих решений при возникновении отклонений от проектного режима.

Основная цель – обеспечение надежности оснований и фундаментов газопромысловых объектов посредством осуществления постоянного инструментального контроля за динамикой геокриологических условий грунтовых оснований и устойчивостью трубопроводов и своевременного принятия оптимальных управляющих решений.

На основе данных геотехнического мониторинга производится управление природно-геотехническими системами.

Дополнительная цель – накопление опыта строительства и эксплуатации в особо сложных геокриологических условиях для реализации последующих проектов.

В задачи геотехнического мониторинга входят: своевременное установление в процессе эксплуатации сооружений отклонений от принятых в проекте параметров температурного режима и состояния грунтов, несущей способности и деформаций оснований, а также слежение за развитием опасных геокриологических процессов на площадке строительства, которые могут значительно повлиять на надежность трубопровода. В отличие от инженерно-геологического мониторинга, задачи геотехнического мониторинга имеют строгую направленность на обеспечение промышленной безопасности конкретного инженерного сооружения.

Контроль температурного состояния грунтов оснований трубопроводов и вмещающих грунтов осуществляется с помощью термометрических скважин, установленных вдоль трубопроводов на расстоянии около 1 м от трубопровода. Измерение температур должно выполняться в соответствии с ГОСТ 25358-82.

Термометрические скважины (ТС) расположены в местах, где предполагается развитие деструктивных геокриологических процессов, которые могут существенно влиять на состояние ГТС. Глубина ТС определена в 11 м. Интервал установки термометрических датчиков в ТС – 1 м (всего 10 датчиков на одну ТС).

На 1-й и 2-й нитках установлены термоскважины из стальных труб диаметром 57 мм. Логгер крепится к петле крышки и дополнительно фиксируется стальным тросиком, исключая возможное падение в скважину.

В качестве первичных датчиков контроля температуры используются элементы чувствительные медные с характеристиками преобразования по ГОСТ Р 6651-94 термопреобразователи сопротивления. Системы контроля температуры поставляются готовыми термометрическими косами с заданными интервалами установки датчиков. В термометрических скважинах датчики устанавливаются через 1 м (10 датчиков в косе).

Все основные температурные измерения выполняются в автоматическом режиме, комплектами специализированной аппаратуры. Обработка, накопление и управление режимом опроса обеспечивается применением аппаратуры типа логгер.

На логгерах накапливается информация по температуре, которая автоматически снимается ежедневно с каждого из 10 датчиков в 2 часа ночи. Для передачи данных на компьютер необходимо кабельное соединение с логгером. Для этих целей необходимо отвернуть крышку ТС, достать логгер. Присоединить логгер к компьютеру при помощи кабеля и опросить его.

На 3-й и 4-й нитках береговых участков подводного перехода установлены ТС из стальных труб диаметром 57 мм с модемом «Глобалстар», не требующим непосредственного демонтажа (монтажа) крышки скважины. Опрос логгеров проводится при помощи компьютера по технологии Bluetooth.

На рисунке 13 представлен график изменения температур в моноглетнемерзлых породах в период с 27.05.2013 г. по 18.07.2015 г. на Ямальском береговом участке подводного перехода. Скважина расположена

непосредственно над трубопроводом. На графике, по оси Y – температура в °С, по оси X – временной интервал наблюдений с ежедневной записью показаний температур на каждом из 10 м ТС. Различным цветом и цифрами представлена глубина в метрах, на которой происходит запись температуры в скважине.

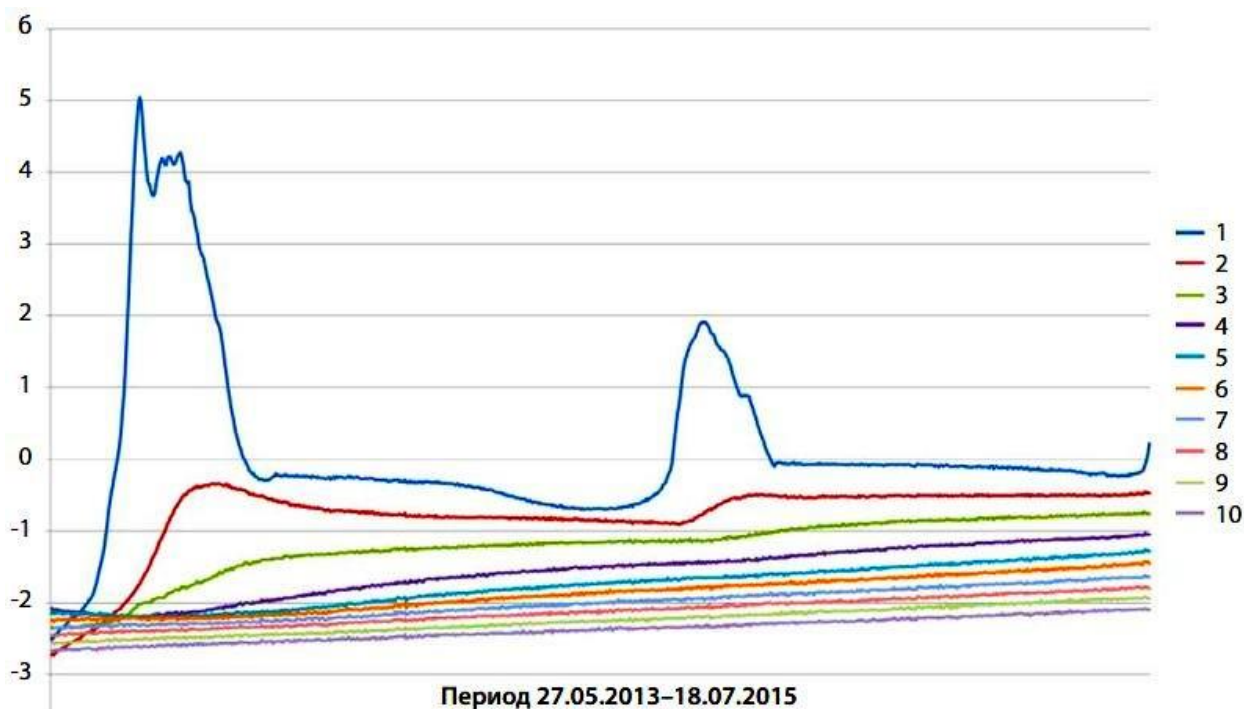


Рисунок 13 – График изменения температур в сезонно-деятельном слое

Из графика видно, что сезонные колебания изменения температуры грунтов затухают на глубине ниже 4 м. График приобретает линейный характер. Вместе с этим можно наблюдать, что даже за сравнительно небольшой 2-летний период наблюдений, отмечается тенденция (тренд) к увеличению температур в верхней части криолитозоны. Так, например, на глубине 6 м (на графике – оранжевый цвет линии), за два года вечная мерзлота «потеплела» на 2°C. А на глубине 10 м, за тот же короткий период наблюдений, температура в ММГ повысилась на 1°C. Выявить на какой глубине происходит полное затухание температурных изменений, связанных с атмосферным влиянием, не представляется возможным, так как конструкции всех скважин рассчитаны на глубину только до 10 м.

Необходимо продолжать ежегодный термометрический мониторинг в скважинах. Только многолетние наблюдения могут служить основанием общего изменения температурного режима верхней части криолитозоны.

4 Метод решения задачи механического взаимодействия магистрального газопровода с многолетнемерзлыми грунтами

Решая комплексную задачу взаимодействия в вышеуказанных системах особо актуальным является решение задачи моделирования механического взаимодействия, а также проведение оценочного анализа формируемого НДС трубопровода. Определение НДС производится путем численного моделирования расчетных случаев методом конечных элементов (МКЭ).

В данной работе, моделью газопровода является балка, воздействия на которую задается в виде действия на узлы элементов сосредоточенных усилий.

4.1 Квазистатический метод определения внутренних сил и перемещений в трубопроводе при статическом воздействии сил морозного пучения

Решая задачу, необходимо определить напряженно-деформированное состояние стальной оболочки магистрального газопровода, которая, в свою очередь, испытывает на себе усилия равномерно распределенной нагрузки сил пучения грунта q (рисунок 14) на участках линзовой мерзлоты пролетом l .

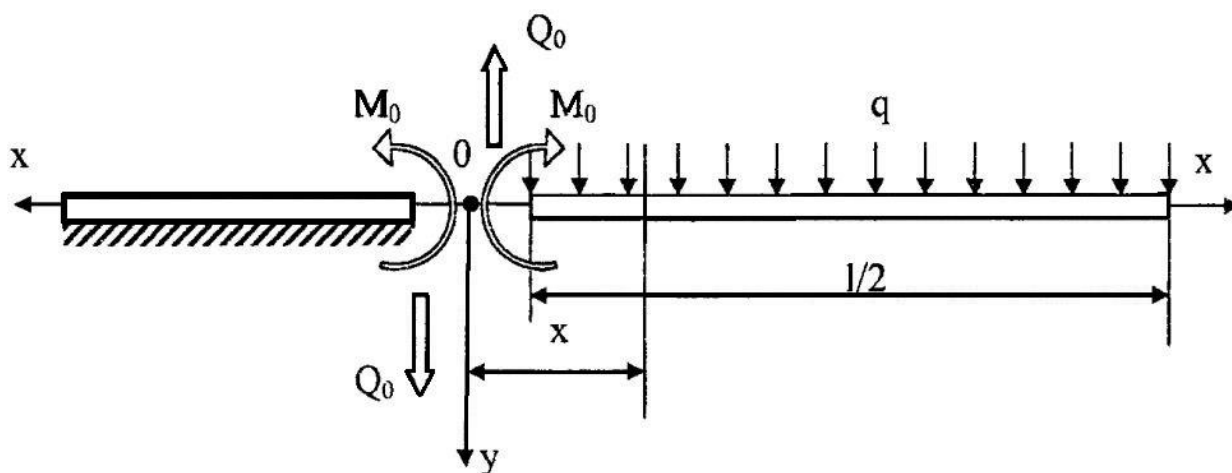


Рисунок 14 – Расчетная схема подземного участка газопровода на действие сил морозного пучения

Чаще всего расстояния участков линзовой мерзлоты составляют пролет $\geq 6D$, где D – наружный диаметр трубопровода. Исходя из этого, в качестве

расчетной схемы газопровода принята стержень, а не цилиндрическая оболочка.

Концы участка линзы примыкают к многолетнемерзлому грунту с коэффициентом постели k . Значения величины несущей способности грунтов и коэффициент постели даны в таблице 5[34].

Если рассечь газопровод на краях участка линзы, как это изображено на рисунке 14, и в поперечных сечениях приложить неизвестные внутренние силовые параметры изгибающий момент M_0 и поперечную силу Q_0 . Тогда слева от точки O – начало координат x и y мы будем иметь балку на сплошном упругом основании, а справа обыкновенную балку.

Таблица 5 – Численные значения величин несущей способности различных типов грунтов и коэффициента постели

Характеристика грунта	Тип грунта	$R_H, \text{Н/см}^2$	$k, \text{Н/см}^3$
Грунт малой плотности	Плывун; песок свеженасыпанный; глина мокрая, размягченная	0,2 – 0,5	1 – 5
Грунт средней плотности	Песок слежавшийся, балластный; гравий насыпной; глина влажная	0,5 – 5,0	5 – 50
Грунт плотный	Песок плотно слежавшийся; гравий плотно слежавшийся; щебень; глина малой влажности	5,0 – 12	50 – 100
Грунт весьма плотный	Песчано-глинистый, искусственно уплотненный; глина твердая	12 – 20	100 – 200
Грунт твердый	Мягкая трещиноватая скала; известняк; песчаник; вечная мерзлота	20 – 50	200 – 1000

Продолжение таблицы 5

Грунт скальный	Хорошая твердая скала	50	1000 – 15000
Искусственное основание	Свайное основание	12 – 20	50 – 150

Для простой балки между прогибом и изгибающим моментом существует дифференциальная зависимость:

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = -M(x) \quad (8)$$

где EI – жесткость поперечного сечения газопровода на изгиб, $M(x)$ – изгибающий момент в произвольном сечении газопровода.

Согласно условию равновесия правая часть газопровода в вертикальной плоскости будет иметь следующий вид:

$$Q_0 = \frac{ql}{2} \quad (9)$$

Тогда изгибающий момент в произвольном сечении газопровода будет равен:

$$M(x) = M_0 + \frac{ql}{2}x - \frac{qx^2}{2} \quad (10)$$

Учитывая зависимости (9) и (10) и последовательно интегрируя дифференциальное уравнение (8), получаем для упругой оси газопровода:

Кривизну:
$$\frac{d^2 y}{dx^2} = -\frac{1}{EI} \left(M_0 + \frac{ql}{2}x - \frac{qx^2}{2} \right) \quad (11)$$

Угол поворота:
$$\frac{dy}{dx} = -\frac{1}{EI} \left(M_0 x + \frac{ql}{4}x^2 - \frac{qx^3}{6} \right) + C_1 \quad (12)$$

Прогиб:
$$y = -\frac{1}{EI} \left(M_0 \frac{x^2}{2} + \frac{ql}{12}x^3 - \frac{qx^4}{24} \right) + C_1 x + C_2 \quad (13)$$

где C_1 и C_2 – постоянные интегрирования.

Дифференциальное уравнение прогиба левой части балки на сплошном упругом основании имеет вид:

$$EI \frac{d^4 y}{dx^4} + ky = 0 \quad (14)$$

Общее решение уравнения (9) можно представить в следующем виде:

$$y = e^{\beta x} (A \cos \beta x + B \sin \beta x) + e^{-\beta x} (C \cos \beta x + D \sin \beta x) \quad (15)$$

где A, B, C, D – постоянные интегрирования.

В точках, бесконечно удаленных от сечения $x = 0$, где действует изгибающий момент M_0 и поперечная сила Q_0 , кривизна упругой оси и прогиб газопровода будут равны нулю. Это условие выполняется лишь в том случае, когда постоянные интегрирования A и B в уравнении (15) принять равными нулю. Исходя из этого, уравнение изогнутой оси для левой части балки будет равно:

$$y = e^{-\beta x} (C \cos \beta x + D \sin \beta x) \quad (16)$$

Две остальные постоянные интегрирования C и D можно найти из условий в начале координат при $x = 0$:

$$EI \frac{d^4 y}{dx^2} = M_0; -EI \frac{d^3 y}{dx^3} = Q_0 \quad (17)$$

Последовательно дифференцируя уравнение (16) и придерживаясь граничных условий (17) с учётом зависимости (9), получим выражения для:

Прогиба:
$$y = \frac{2\beta}{k} \left(-\beta M_0 f_2 + \frac{ql}{2} f_3 \right) \quad (18)$$

Угла поворота:
$$\frac{dy}{dx} = \frac{2\beta^2}{k} \left(2\beta M_0 f_3 - \frac{ql}{2} f_1 \right) \quad (19)$$

Изгибающего момента:
$$M(x) = M_0 f_1 - \frac{ql}{2\beta} f_4 \quad (20)$$

Поперечной силы:
$$Q(x) = -2\beta M_0 f_4 - \frac{ql}{2} f_2 \quad (21)$$

В уравнениях (18) – (21) гиперболотригонометрические функции $f_1 - f_4$ имеют вид:

$$f_1 = e^{-\beta x} (\cos \beta x + \sin \beta x); f_2 = e^{-\beta x} (\cos \beta x - \sin \beta x) \quad (22)$$

$$f_3 = e^{-\beta x} \cos \beta x; f_4 = e^{-\beta x} \sin \beta x$$

Между функциями $f_1 - f_4$ существуют дифференциальные зависимости:

$$f_1^l = -2\beta f_4; f_2^l = -2\beta f_3; f_3^l = -2\beta f_1; f_4^l = -2\beta f_2$$

В таком случае их очень легко интегрировать и дифференцировать.

Для вычисления неизвестных C_1, C_2, M_0 нужно выполнить следующие условия:

$$\text{при } x = \frac{l}{2} \frac{dy_n}{dx} = 0; \text{ при } x = 0 \frac{dy_l}{dx} = -\frac{dy_n}{dx}; y_l = y_n.$$

Здесь индекс « n » соответствует правой части газопровода, а индекс « l » – левой.

Раскрывая эти условия с помощью зависимостей (12), (13), (18), (19), получим:

$$C_1 = \frac{\beta^4 q l^3}{6k} \left[1 - \frac{\beta l}{-2 + \beta l} \left(1 + \frac{6}{\beta^2 l^2} \right) \right];$$

$$C_2 = \frac{q \beta l}{k} \left[1 + \frac{\beta^2 l^2}{12(-2 + \beta l)} \left(1 + \frac{6}{\beta^2 l^2} \right) \right];$$

$$M_0 = -\frac{\beta q l^3}{12(-2 + \beta l)} \left(1 + \frac{6}{\beta^2 l^2} \right).$$

После подстановки исходных значений C_1, C_2, M_0 в уравнения (9) – (13), (18) – (21) можем вычислить все необходимые факторы НДС газопровода от воздействия сил морозного пучения q , а также величину максимального изгибающего момента M_{max} в опасном сечении оболочки газопровода.

5 Расчеты и аналитика

Актуальной проблемой проектирования, строительства и эксплуатации нефтегазопроводов в условиях Крайнего Севера является обеспечение устойчивости оснований и эксплуатационной надежности нефтегазопроводов в условиях пролегания мерзлого грунта [6]. Опыт показал, что чаще всего в результате механического и теплового взаимодействия трубопровода с грунтом происходит нарушение равновесия в литотехнической системе «газопровод – грунт оснований», что за собой влечёт значительные изменения естественных ландшафтов, а также активизацию геокриологических процессов, которые в свою очередь приводят к деформации трубы, потере её проектного положения и, как правило, к аварийным ситуациям.

В грунте, при промерзании, происходит криогенное пучение, которое сопровождается увеличением объема. В том случае, если увеличению объема промерзающего грунта препятствуют подземные конструкции фундаментов, нефтегазопроводы, анкерные устройства, то между этими сооружениями и мерзлым грунтом возникают мощные реактивные силы морозного пучения.

Характерные кривые пучения грунтов при промерзании для трех типичных грунтов (мелкого песка, дисперсной глины и пылеватого суглинка) по опытам Н.А. Цытовича [33] показаны на рисунке 15.

Морозное пучение водонасыщенного песка при промерзании его со всех сторон, показывает, что грунт данного вида склонен к быстрому увеличению в объеме. При продолжительном охлаждении, песок склонен уменьшаться в объеме. В случае же одностороннего промерзания водонасыщенного песка и свободного оттока воды объем песка практически остается неизменным, а значит можно сделать вывод, что морозное пучение не наблюдается.

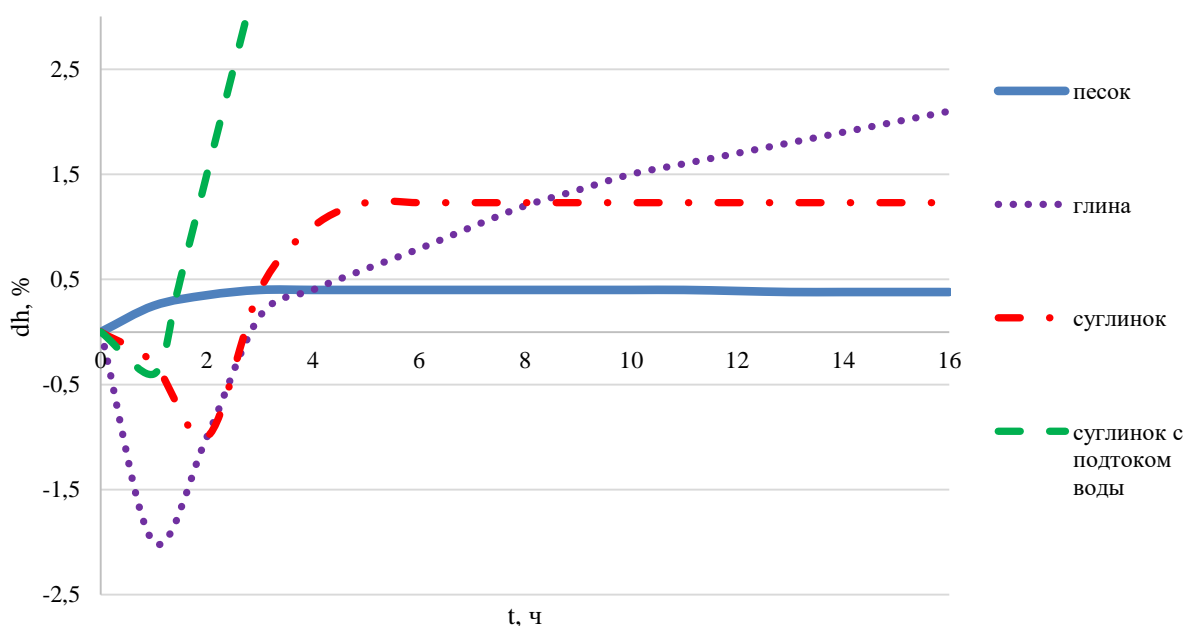


Рисунок 15– Кривые пучения грунтов при промерзании

Необходимо заметить, что даже в летний период на сильно обводненных участках трассы пучение грунта и появление равномерно распределенных сил морозного пучения наблюдается. Действие сил морозного пучения вдоль нефтегазопровода показано на рисунке 16.

В результате, давление льда практически обуславливает давление вспучивания, воздействующее на объем грунта.

Сила веса грунта и сопротивление разрыву и сжатию грунта противодействует давлению льда. Главная особенность процесса заключается в том, что высокое давление льда сопровождается низким давлением воды.

Это явление и есть результат процессов протекающих в пористой структуре, а также свойств воды и льда в порах грунта и вокруг них. Ограниченность поверхности раздела фаз грунт – лед – вода обуславливает высокое давление льда, по отношению к воде. Постоянный приток воды, обеспечивается низким давлением в воде, соседствующей со льдом в порах грунта. Причем силы, способные вытянуть адсорбированную воду из водонасыщенного грунта даже при температуре минус 1 °С, очень велики и способны вытолкнуть воду на высоту 120 м.

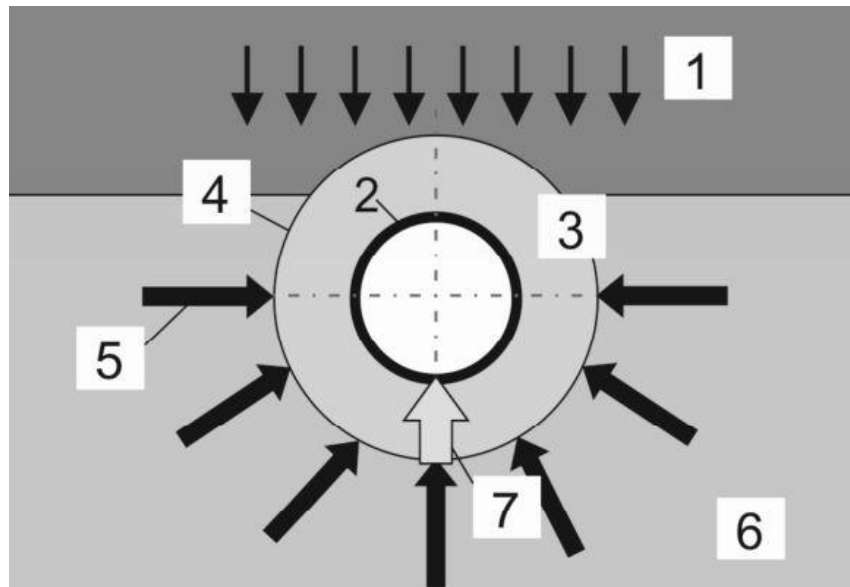


Рисунок 16 – Механизм воздействия сил морозного пучения в летний период на «холодный» газопровод: 1 сила веса грунта; 2 газопровод с температурой -4°C ; 3 лед в мерзлом грунте; 4 граница замерзшего грунта ($t = 0^{\circ}\text{C}$); 5 сила расширения, образовавшиеся при втягивании воды в зону заморозания и ее замораживании; 6 грунтовая вода; 7 сила морозного пучения

В случае, если транспортируемый газ, имеет плюсовую температуру, пучение 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. Известно, что максимально возможное давление будет развиваться лишь в условиях полной невозможности расширения воды при ее замерзании. Температура -22°C позволяет развиваться давлению, порядка 211 МПа. В случаях если температура выше -22°C сила давления будет меньше во много раз. Чтобы оценить величину возможного давления, которое может возникнуть при замерзании воды без возможности расширения ее объема при температуре выше -22°C , необходимо использовать эмпирическую зависимость Бриджмена-Таммана:

$$p = 1 + 12,7t - 0,159t^2 \quad (22)$$

где p – давление в толще льда, МПа;

t – абсолютное значение величины отрицательной температуры, $^{\circ}\text{C}$.

Важно иметь в виду, что приведенные выше давления может 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. Исходя из расчетов (несмотря на благоприятные условия для развития нормальных сил пучения), в том случае если грунты будут замерзать при температуре, близкой к $-0,01^{\circ}\text{C}$, что обычно происходит в крупнозернистых и песчаных грунтах, тогда, если учитывается величина атмосферного давления, уже при добавочном внешнем давлении на грунт, равном примерно $0,127\text{ МПа}$, маловероятно возникновение нормальных сил морозного пучения. Все это потому, что грунт не будет промерзнуть. Для глинистых дисперсных грунтов, имеющих наиболее отрицательные температуры замерзания поровой воды, давление льда способно достигнуть величины порядка $2...8\text{ МПа}$.

Поскольку задачи определения нормальных сил морозного пучения на сегодняшний день не имеет аналитического решения в полном объеме, они находят свои решения эмпирическим путем на специальных установках – месдозах. Месдоза – силоизмерительное устройство, основанное на использовании манометрических или тензометрических датчиков.

Упругий элемент является основной частью месдозы, помещённый между массивными деталями, которые составляют ступенчатый цилиндр.

5.1 Взаимодействие трубопроводов с мерзлыми грунтами

Вечномерзлые и мерзлые грунты имеют два важных свойства: за счет наличия в них льдоцементных связей при сохранении отрицательной температуры грунтов они являются достаточно устойчивыми и обладают высокой прочностью; при изменении их температуры происходят существенные изменения их физико-механических свойств, что влечет нестабильное состояние несущей способности грунта основания.

Даже незначительные повреждения растительного слоя многолетнемерзлых грунтов приводят к образованию термокарстов. Когда происходит оттаивание многолетнемерзлого грунта, оно влечет лавинные

разрушения льдоцементных связей и твердые сильно льдистые вечномерзлые грунты при глинистом и пылеватом их составе переобразуются в разжиженную массу. При протаивания криолитозоны в основаниях технических сооружений, как показывает многолетняя практика сооружения трубопроводов в районах Крайнего Севера и Западной Сибири, возникают недопустимые, часто крайне аварийные, неравномерные осадки фундамента, которые приводят к выходу из строя конструкций. Исходя из этого, разработка теоретических предпосылок и практических приемов обеспечения устойчивого положения технологических объектов транспорта и хранения углеводородов на многолетнемерзлых грунтах должны базироваться на достаточно уделенном внимании, особенностям районов строительства, детальному изучению свойств замерзающих, мерзлых и оттаивающих грунтов, исследованиям механических процессов, протекающим в них под влиянием природных факторов их взаимодействия с конструкцией, и изысканиям путей и средств изменения свойств грунтов в желательных направлениях.

В инженерной литературе слой зимнего промерзания и летнего оттаивания, повторяющихся ежегодно, носит название деятельного слоя грунтовой толщи. Детальные исследования механических процессов, которые возникают в деятельном слое при его оттаивании и промерзании в толще криолитозоны 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 многолетнемерзлых грунтов деятельный слой определяется не глубиной максимального промерзания грунтов, а глубиной их максимального протаивания, т. е. глубиной полного оттаивания льда, содержащегося в криолитозоне.

В том случае, если грунты не засолены, температура оттаивания многолетнемерзлых грунтов будет близка к 0°C. Глубина полного протаивания грунтов, а значит, и мощность деятельного слоя для многолетнемерзлых грунтов определяется как глубина проникания положительных и нулевых температур в мерзлый грунт.

Глубина протаивания грунта определяется либо теплотехническим расчетом, либо вычисляется приближенно по картам изолиний сезонного оттаивания грунтов.

Для районов многолетнемерзлых грунтов глубина максимального оттаивания соответствует мощности деятельного слоя, приближенные значения которых равны:

Регионы Крайнего Севера

Песчаный грунт 1,0 – 1,8 м

Глинистый и торфоболотный грунт 0,4 – 1,2 м

Южные регионы

Песчаный грунт 2,5 – 4,5 м

Глинистый грунт 1,0 – 2,5 м.

Согласно вышеприведенным данным, процесс промерзания и оттаивания грунта (особенно дисперсного глинистого) представляет собой сложный физический процесс изменения фазы воды в мерзлом грунте, существенно влияющий на свойства оттаивающего, замерзающего и замершего грунта, что влечет за собой необходимость, более детального их рассмотрения.

Для того, чтобы обеспечить надежную эксплуатацию подземного газопровода в условиях криолитозоны, необходимо на стадии проектирования обеспечивать согласованность конструктивных решений и технологических мероприятий по транспорту товарного газа с его реальными факторами и условиями, влияющими на газопровод в процессе эксплуатации. При этом один из основных факторов – взаимодействие газопровода с грунтами и оценка его устойчивости в эксплуатации.

Как показывает практика, эксплуатация газопроводов в многолетнемерзлых грунтах, подчиняется решениям двух основных задач, обусловленных технологией транспортировки газа. В первом случае транспортируемый газ из надземного трубопровода поступает в участок подземного, к примеру, в протяженную пойму реки. Температура газа в участке надземном, и как следствие, в стенке газопровода определяется температурой окружающей среды, т.е. в холодное время года, с середины осени, температура стенки трубы надземного участка во много раз ниже температуры окружающего грунта. Все это создает градиент температур и дополнительные напряжения на трубу.

Во втором случае по подземному участку трубопровода транспортируется газ с положительной температурой, к примеру, после прохождения через компрессорную станцию, а температура грунта вокруг трубопровода является отрицательной, что приводит к расщеплению мерзлого грунта, породы, происходит неравномерная осадка отдельных участков, и также возникают дополнительные перемещения и напряжения в газопроводе.

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 промышленных 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, защемленная 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.

5.2 Напряженно-деформированное состояние трубопровода при морозном пучении грунта

Напряженно-деформированное состояние каждой несущей части магистрального нефтегазопровода определяется характеристиками

воздействующих нагрузок на трубопровод. Такие нагрузки видоизменяются в зависимости от параметров перекачиваемого продукта, характеристик окружающей среды и т.д. Основными нагрузками для нефтегазопроводов являются: собственный вес трубы, давление грунта, вес транспортируемого продукта, внутреннее давление, просадка и пучение грунта, давление от оползней.

Одним из основных условий, обеспечивающих поддержание эксплуатационной надежности является выполнение прочностных расчетов, при проведении которых учитывается действительное условие работы нефтегазопровода. В данной задаче, расчет толщины стенки трубы на устойчивость и прочность является определением напряженно-деформированного состояния, которое обуславливается нагрузками и усилиями, которые возникают под действием от внешних источников.

Для определения напряжений в стенке трубопровода, а также обозначения диапазона возможных изменений численных характеристик процессов, которые влияют на возникновение деформаций, производится расчет прочностного напряжения, которое возникает при морозном пучении в многолетнемерзлом грунте. Расчет напряженно-деформированного состояния участка подземного трубопровода производился в программном пакете ANSYS. В качестве исследуемого трубопровода, взят участок газопровода со следующими исходными данными:

- номинальный диаметр (D_n)– 1220 мм;
- толщина стенки (δ)– 12 мм;
- внутреннее давление ($P_{раб}$) – 5 МПа;
- марка стали – 10Г2ФБЮ;
- предел текучести стали 460 МПа;
- длина (L) – 50 м.

Независимыми параметрами являясь упругие характеристики материала: модуль Юнга и коэффициент Пуассона. В ходе определения напряженного состояния газопровода берутся в учёт напряжения кольцевые –от внутреннего

давления и напряжения продольные осевые – от всех нагрузок, которые возникают под действием внешних источников.

Максимальными значениями продольных напряжений соответствуют участки в точках закрепления трубопровода (рисунок 17). Значение прогиба будет наибольшим на расстоянии от края на 25 м (рисунок 18).

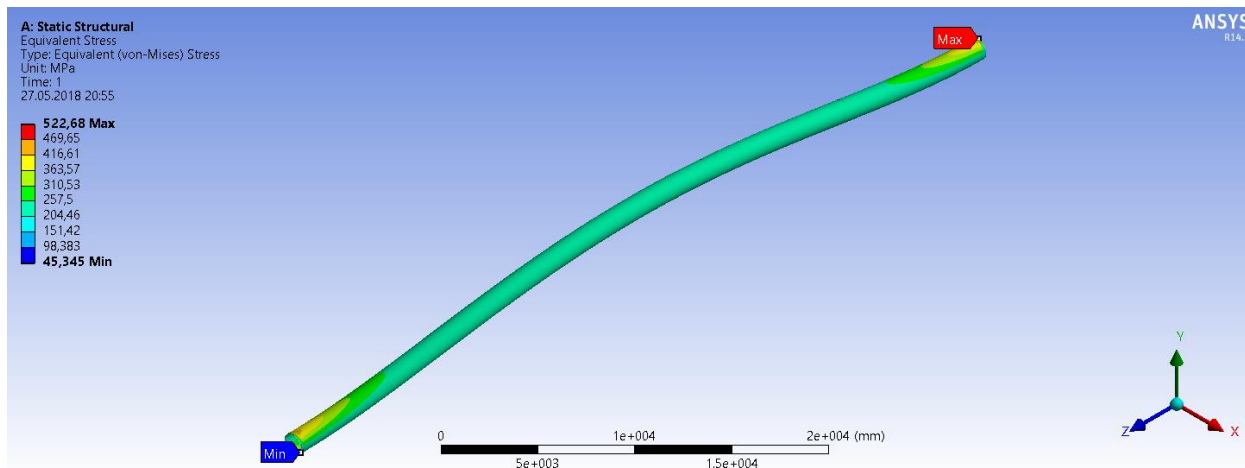


Рисунок 17– Напряжение по Мизесу

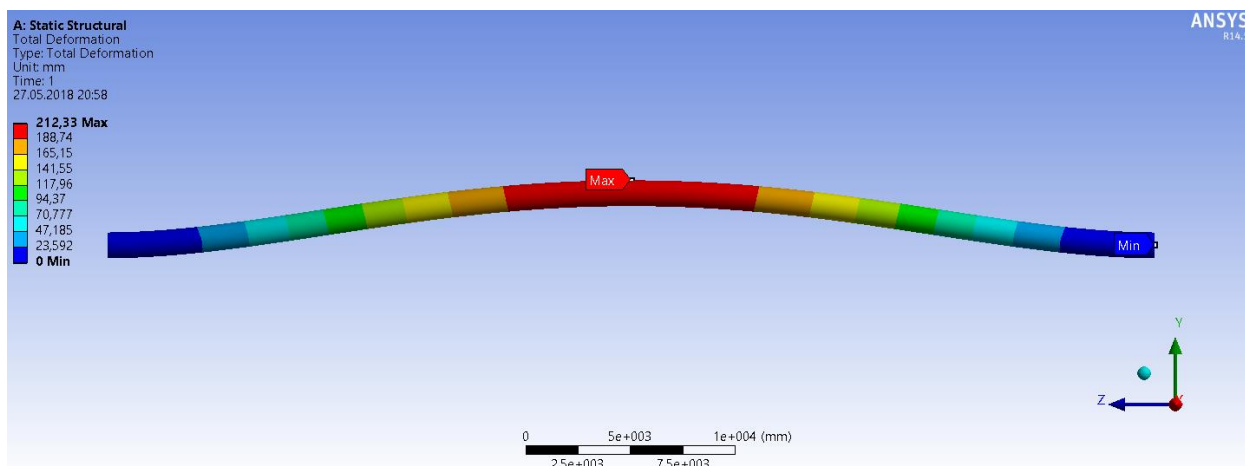


Рисунок 18 – Деформация по оси Y, возникающие при выпучивании участка газопровода

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- изменение значения напряжений, которые возникают при морозном вспучивании грунта, превышают предел текучести стали 10Г2ФБЮ.
- численные значения напряжений изменяются по длине газопровода. Прилегающие части трубопровода в участках плотного закрепления

в грунте, характеризуются максимально повышенным значением напряжения.

Результаты моделирования показали, что балочная модель, жестко закрепленная с обеих концов не способна выдержать усилия, создаваемые морозным пучением грунтов. Решая эту проблему, была применена модель граничные условия которой были изменены. Изменения ГУ включают в себя:

- изменение способа подземной прокладки трубопровода с линейной на криволинейную;
- изменение метода закрепления трубопровода, методом создания демпфирующих опор.

Изменение способа подземной прокладки с линейной на криволинейную позволяет достичь повышение надежности конструкции, за счет появления участков самокомпенсации, которые наиболее эффективно противодействуют нормальным силам морозного пучения грунта, чем участки, прокладка которых осуществляется линейным способом.

Результаты моделирования представлены на рисунках 19,20.

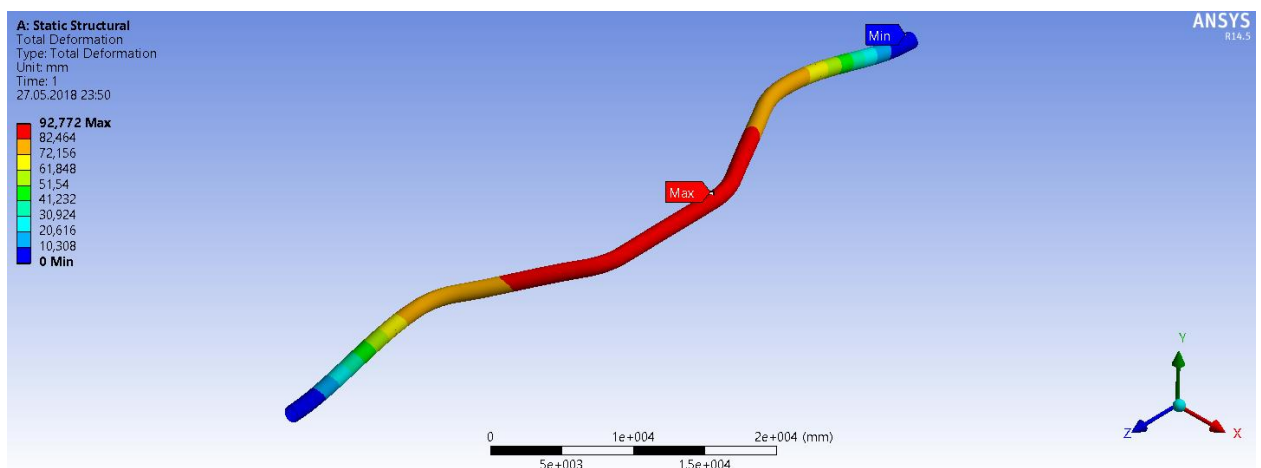


Рисунок 19 – Деформация по оси Y, возникающие при выпучивании участка газопровода

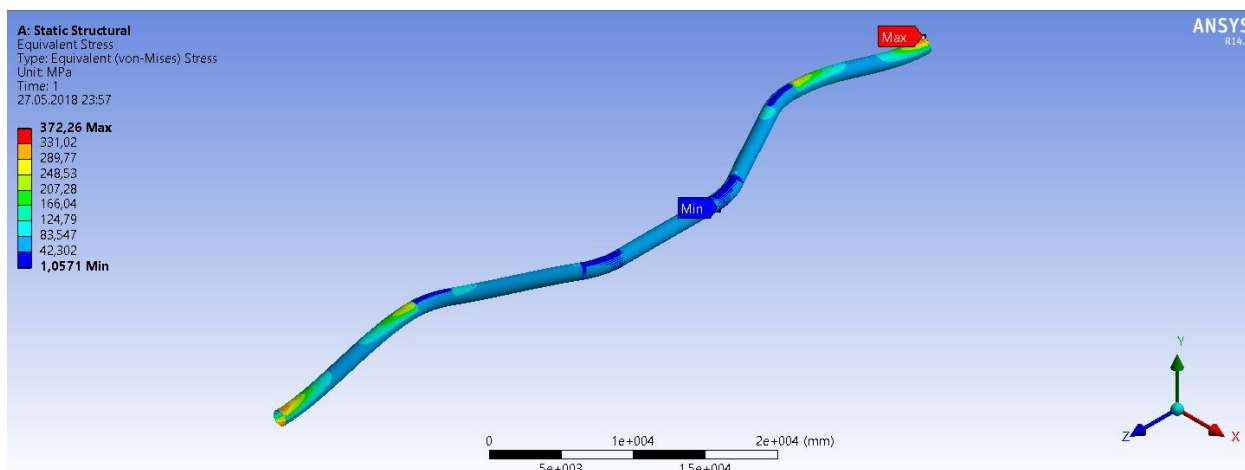


Рисунок 20– Напряжение по Мизесу

В результате исследования, удалось выявить технологические решения, позволяющие повысить эксплуатационную надежность линейной части магистрального газопровода, прокладываемого в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В магистерской диссертации рассматриваются способы повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов, проложенных в условиях многолетнемерзлых грунтов. Как известно, эксплуатационную надежность можно повышать и поддерживать своевременным выявлением неисправностей оборудования и ликвидацией дефектных участков.

В данном разделе проекта произведены расчеты затрат на ремонт вмятины магистрального газопровода, образовавшейся в результате пучения многолетнемерзлого грунта.

Состав затрат на устранение дефектов газопровода формируется из таких элементов как:

- амортизационные отчисления;
- материальные затраты;
- социальные отчисления;
- заработные платы.

6.1 Расчет нормативной продолжительности на проведение ремонтных работ магистрального газопровода

Определение норм времени для устранения дефекта на магистральном газопроводе, производится согласно справочникам [80]. Время на выполнение ремонтных работ с применением композитной муфты представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Время на выполнение ремонтных работ с применением композитной муфты

№ п/п	Наименование операций	Общее время, часов
1	Определение оси пролегания газопровода	0,3
2	Земляные работы по вскрытию газопровода	3,0
3	Устранение изоляции газопровода с дефектным участком	3,0
4	Установка ремонтной конструкции	1,0
5	Сварка полумуфт	1,0
6	Приготовление композитного состава	0,5
7	Закачка композитного состава	0,5

Продолжение таблицы 6

8	Затвердевание композитного состава	24,0
9	Восстановление изоляции	2,0
10	Земляные работы по засыпке газопровода	1,0
	Итого:	36,6

Вывод: Продолжительность ремонтных работ, на устранение вмятины, образовавшейся в результате геокриологического процесса – морозного пучения, составляет 36,6 часов.

6.2 Затраты на материалы

Материальные затраты, на проведение ремонтно-монтажных работ по устранению дефекта на магистральном газопроводе представлены в таблице 7. Таблица 7 – Стоимость материалов на проведение ремонта магистрального газопровода

№ п/п	Наименование материалов	Ед. изм.	Стоимость, руб.
1	Шлифовальный круг ИСМА	шт	2800
2	Круг отрезной ИСМА	шт	174
3	Муфта сварная композитная П1	шт	89675
5	Электроды LB-520	кг	404,67
6	Герметизирующая мастика ТЕГЕРОН	м ³	130000
7	Композитный материал СМЭЛ	м ³	245250
8	Праймер НК-50	кг	160
9	Лента полимерно-битумная ПИРМА-1	м	142
10	Обертка защитная ПОЛИЛЕН 40-ОБ-63	м	215

Определение необходимого количества сварочного материала

Количество электродов, используемых для осуществления ручной дуговой сварки рассчитывается по формуле:

$$L_{\text{э}} = K_p \cdot G_H, \quad (1)$$

где K_p – коэффициент расхода электродов на единицу килограмма наплавленного металла. Для электродов LB-520 коэффициент расхода составляет: $K_p = 1,7$.

G_H – масса наплавленного металла, которую определяют по формуле:

$$G_H = V \cdot \gamma, \quad (2)$$

где V – объем наплавленного металла, см³;

γ – плотность металла, $\gamma = 7,8 \text{ г/см}^3$.

Объем наплавленного металла рассчитывается по формуле:

$$V = F_H \cdot L \quad (3)$$

где L – длина шва, см;

F_H – площадь наплавленного металла, см².

Площадь наплавленного металла определяется по формуле:

$$F_H = \frac{1}{2} \cdot a \cdot b = \frac{1}{2} \cdot 12 \cdot 12 = 72 \text{ мм}^2 = 0,72 \text{ см}^2 \quad (4)$$

где a – толщина стенки трубы, мм;

b – расстояние между полумуфтами, мм.

Для сварной композитной муфты П1 объем наплавленного металла равен:

$$V = 0,72 \cdot 400 = 288 \text{ см}^3.$$

Подставляя полученные значения в формулы (2) и (1) получим:

$$G_H = 288 \cdot 7,8 = 2246,4$$

$$L_{\text{э}} = 1,7 \cdot 2246,4 = 3818,88 \approx 3,8 \text{ кг}.$$

Определение необходимого количества композитного материала и герметизирующей мастики.

Расчетное количество композитного материала и количество герметизирующей мастики определяются по формуле:

$$V_K = ((\pi \cdot R_H^2) \cdot L) - ((\pi \cdot R_{BH}^2) \cdot L), \quad (5)$$

где R_1 – номинальный радиус муфты внутренний, м;

R_2 – радиус трубопровода внешний, м;

L – длина муфты, м.

$$V_K = ((3,14 \cdot 0,617^2) \cdot 2) - ((3,14 \cdot 0,610^2) \cdot 2) = 0,054 \text{ м}^3$$

Определение необходимого количества требуемого количества праймера

Расчетное количество праймера определяется следующим образом:

$$V = 2 \cdot \pi \cdot R_M \cdot L_M \cdot Q + 2 \cdot \pi \cdot R_T \cdot L_T \cdot Q \quad (6)$$

где R_M , R_T – внешний радиус композитной муфты и трубы, м;

L_M, L_T – расстояние покрываемое праймером для муфты и трубы, м;

Q – количественный расход праймера, г/м².

$$V = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,631 \cdot 2 \cdot 0,1 + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,610 \cdot 0,7 \cdot 0,1 = 1,06 \text{ кг}$$

Определение необходимого количества изоляционной и оберточной лент

Для предотвращения напряжений и деформаций на отремонтированном участке газопровода необходимо произвести замену изоляции.

Толщина и особенности нанесения изоляции представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Структура нанесения изоляции газопроводов

Номер слоя	Конструкция нанесения	Толщина, мм, не менее
1	Праймер ПМ-001ВК	-
2	Лента полимерно-битумная «ПИРМА-1», толщина $\geq 1,5$ мм, монтируется двумя слоями	3,0
3	Обертка защитная «ПОЛИЛЕН 40-ОБ-63», толщина $\geq 0,6$ мм, монтируется одним слоем	0,6
Общая толщина:		3,6

Лента полимерно-битумная «ПИРМА-1» наносится строго по слою только что нанесённой мастики. Слои наносятся равномерно. Не допускается образование несплошностей, воздушных пузырей и перекосов. На расстоянии от 300 до 500 мм от края ремонтируемого участка на базовой изоляции газопровода монтируется обертка защитная «ПОЛИЛЕН 40-ОБ-63».

Длина полимерно-битумной ленты определяются с учетом нахлеста 50% и рассчитывается по формуле:

$$L_{ИЗ} = 2 \cdot \pi \cdot R_M \cdot \left(\frac{l_M}{h}\right) + 2 \cdot \pi \cdot R_T \cdot \left(\frac{l_T}{h}\right) \quad (7)$$

где R_M, R_T – внешний радиус ремонтной конструкции и газопровода, м;

l_M, l_T – длина ленты, рассчитанной на муфту и газопровод, м;

h – ширина изоляционной полимерно-битумной ленты, м.

$$L_{ИЗ} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,631 \cdot \left(\frac{2}{0,25}\right) + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,610 \cdot \left(\frac{0,7}{0,25}\right) = 42,43 \text{ м}$$

Длина защитной обертки определяется с учетом нахлеста 50% и рассчитывается по формуле:

$$L_{об} = 2 \cdot \pi \cdot R_M \cdot \left(\frac{l_M}{h}\right) + 2 \cdot \pi \cdot R_T \cdot \left(\frac{l_T}{h}\right) \quad (8)$$

где R_M , R_T – внешний радиус ремонтной конструкции и газопровода с изоляционным слоем, м;

l_M , l_T – длина защитной обертки, рассчитанной на муфту и газопровод, м;

h – ширина защитной обертки, м.

$$L_{об} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,634 \cdot \left(\frac{2}{0,25}\right) + 2 \cdot 3,14 \cdot 0,613 \cdot \left(\frac{0,8}{0,25}\right) = 43,89 \text{ м}$$

В таблице 9 представлены материальные затраты на производство ремонта участка газопровода с вмятиной, образовавшейся в результате пучения многолетнемерзлого грунта.

Таблица 9 – Материальные затраты для ремонта участка газопровода

Наименование затрат	Марка	Ед. изм.	Количество	Цена ед., руб.	Сумма, руб.
Шлифовальный круг	ИСМА	шт.	1	2800	2800
Круг отрезной	ИСМА	шт.	1	174	174
Муфта сварная композитная	П1	шт.	1	89675	89675
Электроды LB-520	КОВЕ Steel	кг	3,8	404,67	1537,75
Герметизирующая мастика	ТЕГЕРОН	м ³	0,054	130000	7020
Композитный материал	СМЭЛ	м ³	0,054	245250	13243,5
Праймер	НК-50	кг	1,06	160	169,6
Изоляционная лента	ПИРМА-1	м	42,43	142	6025,06
Оберточная лента	ПОЛИЛЕН 40-ОБ-63	м	43,89	215	9436,35
Всего за материалы					130081,26
Транспортно-заготовительные отчисления (3-5%)					5203,25
Итого по статье С_м, руб					135284,51

Вывод: Материальные затраты на ремонт участка газопровода составляют 135284,51 рублей.

6.3 Расчет количества необходимой техники и оборудования

Ремонт вмятины, образовавшейся в результате пучения многолетнемерзлого грунта, начинается с нахождения оси газопровода. Для нахождения оси трубы необходим трассоискатель. Также необходима такая техника как: бульдозер, для снятия почвенно-растительного слоя; экскаватор, для разработки многолетнемерзлых пород; автокран, для доставки ремонтной конструкции на участок дефекта. Для обеспечения электричеством необходимого оборудования используется дизель-электрический агрегат. Для снятия старой изоляции применяется очистная машина. Область дефекта зачищается шлифовальной машиной. Для поддержания полумуфты в неподвижном положении используется домкрат. Электрической мешалкой подготавливают композитный состав, который подается в ремонтную конструкцию насосом – нагнетателем. Вахтовая машина и бортовой автомобиль необходимы для транспортировки обслуживающей бригады и оборудования. Затраты на технику и оборудование, необходимые для произведения ремонта вмятины магистрального газопровода, представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Стоимость оборудования для проведения ремонтных работ

Наименование оборудования	Стоимость, руб.
Трассоискатель трубопроводов FM 9860XT	188800
Бульдозер Komatsu D85ESS-2A	12970000
Экскаватор Komatsu PC200-8	9580000
Машина очистная ВЬЮН-1020	89000
Шлифмашина прямая Bosch GGS 6 S	49990
Дизельный генератор Champion DG 3000E	39390
Автокран XCMG QY25K5S	11913540
Гидравлический домкрат Стелла НМ 100	20286
Сварочный инвентор Сварог TECH MIG 5000 (N221)	147000
Электрическая мешалка Bosch GRW 18-2 E 0.601.1A8.000	29990
Поршневой насос Putzmeister P 13 DMR – KA 230	850000
Автомобиль Урал 4320	600000
Автоводоцистерна АЦПТ-1,0 на шасси УРАЛ-432007-30	2659900

Продолжение таблицы 10

Вахтовый автобус Урал-NEXT 32551-5013-71E5	3562600
Всего за оборудование и технику	42700496

Вывод: Стоимость оборудования, выбранной для ремонта дефектного участка техники и оборудования составляет: 42700496 рублей.

6.4 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты на амортизационные отчисления включают в себя все потраченные средства на приобретение техники и оборудования для выполнения ремонтно-монтажных работ.

Исчисление затрат производят согласно нематериальным активам и балансовой стоимости главных производственных фондов, а также утвержденным нормам амортизации в установленном порядке. Данные нормы амортизации определяются в соответствии с [81].

Для устранения дефекта на газопроводе, применяется муфта сварная композитная П1, амортизационные отчисления при использовании которой представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Амортизационные отчисления при использовании сварной композитной муфты П1

Наименование оборудования	Стоимость, руб.	Норма амортиж., %	Сумма амортиж. в год, руб.	Сумма амортиж. в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортиж., руб.
Трассоискатель трубопроводов FM 9860ХТ	188800	11	20768	2,4	1	0,3	0,72
Бульдозер Komatsu D85ESS-2A	12970000	12,5	1621250	185,1	1	1	185,1
Экскаватор Komatsu PC200-8	9580000	7,7	737660	84,2	1	2	168,4
Машина очистная ВЬЮН-1020	89000	33,3	29637	3,4	1	1	3,4
Шлифмашина прямая Bosch GGS 6 S	49990	50	24995	2,9	1	2	5,8
Дизельный генератор Champion DG 3000E	39390	6,2	2442,18	0,3	1	5	1,5

Продолжение таблицы 11

Автокран XCMG QY25K5S	11913540	6,7	798207,18	91,1	1	0,5	45,55
Гидравлический домкрат Стелла НМ 100	20286	8,3	1683,738	0,2	1	0,5	0,1
Сварочный инвентор Сварог TECH MIG 5000 (N221)	147000	8,33	12245,1	1,4	1	1	1,4
Электрическая мешалка Bosch GRW 18-2 E 0.601.1A8.000	29990	50	14995	1,7	1	0,5	0,85
Поршневой насос Putzmeister P 13 DMR – KA 230	850000	12,5	106250	12,13	1	0,5	6,07
Автомобиль Урал 4320	600000	16,7	100200	11,4	1	8	91,2
Автоводоцистерна АЦПТ-1,0 на шасси УРАЛ-432007-30	2659900	16,7	444203,3	50,7	1	8	405,6
Вахтовый автобус Урал-NEXT 32551-5013-71E5	3562600	16,7	594954,2	67,9	1	8	543,2
Сумма амортизации всего оборудования, руб.:				1458,89			

Вывод: На проведение ремонтно-монтажных работ на дефектном участке газопровода, сумма амортизации составляет 1458,89 рублей.

6.5 Затраты на оплату труда

В статью затрат на оплату труда входят:

- процентные надбавки относительно районных коэффициентов, за производство труда в районах Крайнего Севера и приравненным к ним районам;
- суммы, которые были начислены по тарифным ставкам, сдельным расценкам, должностным окладам или в процентах от суммы выручки от реализации продукции согласно принятым на определенных предприятиях формам и системам оплаты труда работнику.

Расчет заработной платы представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Кол-во	Тарифная ставка,руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев.и рай. коэф. 50%+60%, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Крановщик	6	1	210	0,5	105	116	220,5
Слесарь	5	2	180	1	360	396	756
Машинист экскаватора	6	1	250	2	505	555	1055
Мастер	8	1	310	8,57	2912	3192	6093
Электросварщик	6	2	185	1	370	407	777
Машинист бульдозера	6	1	255	1	255	280	530
Водитель	5	3	150	10,17	4577	5034	9611
Лин.труб.	4	4	165	4,17	2752	3027	5780
Итого		15			11836	13007	24822,5

6.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на взносы в Фонд социального страхования, Пенсионный фонд, Фонд обязательного медицинского страхования, в том числе обязательного социального страхования при несчастном случае на производстве представлены в таблице 13.

Для расчета затрат на выплату по страхованию от несчастных случаев на производстве и каких-либо профессиональных болезней, используется класс VIII, тариф 0,9 согласно [82].

Таблица 13 – Расчет взносов на страхование при ремонте магистрального газопровода.

Профессия	Количество работников	ЗП, руб.	ФСС (2,9%), руб.	ФОМС (5,1%), руб.	ПФР (22%), руб.	Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%), руб.	Всего, руб.
Крановщик	1	220,5	6,4	11,2	48,5	2,0	68,1
Слесарь	2	756	21,9	38,6	166,3	6,8	233,6
Машинист экскаватора	1	1055	31,0	53,9	231,4	9,8	326,1
Мастер	1	6092,2	176,8	310,8	1340,4	54,9	1882,9

Продолжение таблицы 13

Электросварщик	2	777	22,5	39,6	170,9	7,0	240
Машинист бульдозера	1	530	15,5	27,1	115,8	4,9	163,3
Водитель	3	9610,7	278,7	490,1	2114,4	86,5	2969,7
Лин. Труб.	4	5779,6	167,6	294,8	1271,5	52,0	1785,9
Общая сумма, руб.				7669,6			

6.7 Затраты на проведение мероприятия

Суммарные затраты, на проведение ремонтно-монтажных работ, по устранению вмятины на участке газопровода, пролегающего в условиях многолетнемерзлых грунтов, представлены в таблице 14:

Таблица 14 – Затраты на проведение ремонта магистрального газопровода

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Затраты на материалы	135284,51
Амортизационные отчисления	1458,89
Страховые взносы	7669,6
Оплата труда	24822,5
Всего затрат:	169235,5

Вывод: Затраты на проведение ремонтно-монтажных работ, по устранению вмятины на участке магистрального газопровода, пролегающего в условиях многолетнемерзлых грунтов, составляют 169235,5 рублей.

6.8 Результаты расчетов

Экономический расчет показал, что затраты на проведение ремонтно-монтажных работ, по устранению вмятины на участке магистрального газопровода, пролегающего в условиях многолетнемерзлых грунтов, составляют 169235,5 рублей, из которых 80% составляют затраты на материалы, 15% – оплата труда, 4% – страховые взносы, 1% – амортизационные отчисления.

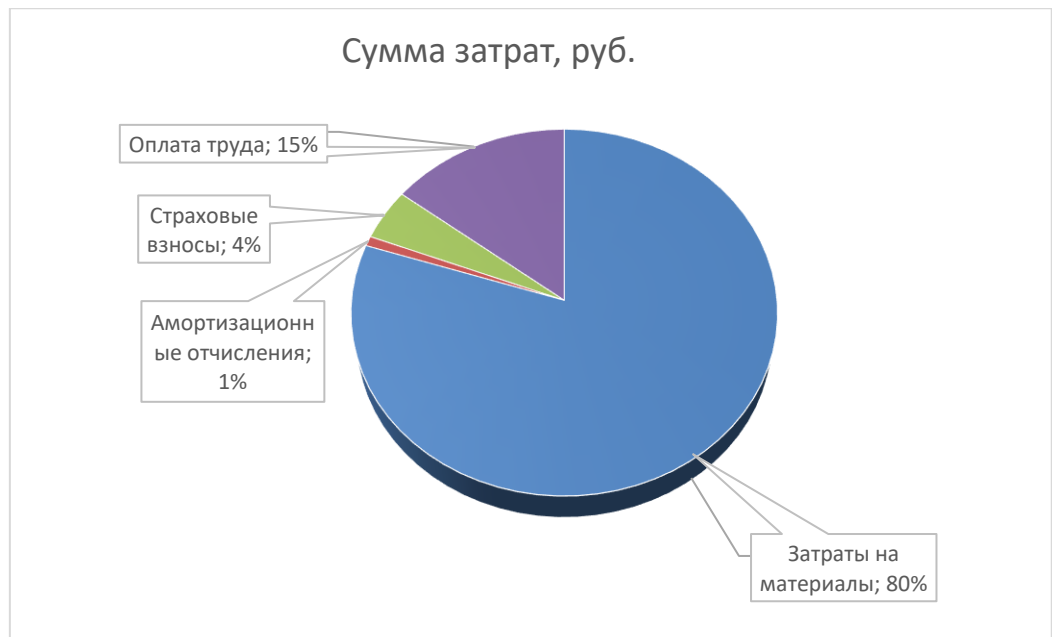


Рисунок 21 –Сумма затрат на проведение ремонта участка магистрального газопровода

7. Социальная ответственность

В магистерской диссертации исследуются методы повышения эксплуатационной надёжности в системе магистральных газопроводов. Во время строительства газопроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, разрабатывается траншея с помощью специализированной техники, такой как бульдозеры и экскаваторы. Производятся различные работы по спуску и подъёму необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов и другого оборудования.

К основным вредным факторам, возникающим на этапе строительства и эксплуатации магистральных газопроводов, относятся: пониженная или повышенная температура воздуха, повышенный уровень шума при работе оборудования и техники, повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне, недостаточная освещённость.

К опасным факторам относятся работы по спуску и подъёму материалов и оборудования в траншее, наличие оборудования, работающего под высоким напряжением, различные вращающиеся части техники и оборудования, обвал грунта в рабочем котловане.

При проведении ремонта в атмосферу попадают пары газа, нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара для откачки нефти, также происходит загрязнение слоя почвы нефтью и от попадания загрязняющих веществ с работающей техники.

При проведении работ могут произойти различные чрезвычайные ситуации: взрыв или возгорание газовой смеси, разрушение газопровода, падение автокрана в котлован [58].

7.1. Производственная безопасность

Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны.

К метеоусловиям относятся: температура, влажность, скорость движения воздуха, атмосферное давление, интенсивность радиационного излучения солнца. Так как эксплуатация и строительство магистральных газопроводов выполняются на открытой местности, то на рабочих оказывает

действие атмосферных осадков, сильный ветер, повышенная и пониженная температура воздуха от минус 50°С до плюс 40°С, в зависимости от времени года и географического расположения объекта.

Таблица 15. Опасные и вредные факторы возникающие на этапе строительства

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 2015 [58])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Земляные работы; Погрузочно-разгрузочные работы; Очистные работы; Сварочно-монтажные работы; Работа с герметиком, композитным составом и растворителем; Изоляционные работы.	1.Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 2.Повышенный уровень шума на рабочем месте. 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). 2.Электрический ток; 3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке. 4.Пожаровзрыво-безопасность.	СанПиН 2.2.4.3359-16. ГОСТ 12.4.011-89. ГОСТ 12.1.011 – 78. ГОСТ 12.4.310-2016. ГОСТ 20010-93. ГОСТ 12.4.137-2001. ГОСТ 12.4.004-74. ГОСТ 12.1.046-2014. ГОСТ Р 50571.3-2009. Правила по охране труда при работе на высоте (с изменениями на 17 июня 2015 года). ГОСТ Р 12.1.019-2009. ГОСТ 12.1.019 – 79. РД 25.160.10-

Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

Повышенный уровень шума на рабочем месте.

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

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

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБА не влияет на органы слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше 80 дБА происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления [59]. К основным методам борьбы с шумом относят:

- снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука;
- разумное размещение оборудования;
- использование средств индивидуальной защиты;
- соблюдение режима труда и отдыха [55].

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться природный газ, растворитель, герметик и композитный состав. Растворитель и нефть содержат углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Смола, входящая в композитный состав и герметик, а также пары растворителя и природного газа токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже. Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать допустимую концентрацию газа в воздухе рабочей зоны, в газопроводе при выполнении газоопасных работ – не более 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени [54].

При работе с композитным составом, герметиком и растворителем необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты: специальный костюм по [55]; резиновые перчатки по [56]; сапогами по [57]; респиратор РПГ – 67А по [58].

Недостаточная освещённость рабочей зоны.

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

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

- при производстве земляных работ, производимых сухим способом землеройными и другими механизмами, наименьшая вертикальная освещенность по всей высоте забоя и по всей высоте разгрузки (со стороны машиниста) должна составлять 10 лк;
- при сборке и монтаже строительных грузоподъемных механизмов – 50 лк;
- при разработке грунта бульдозерами, скреперами, катками и др. – 10 лк;
- в местах разгрузки, погрузки и складирования заготовленной арматуры при проведении бетонных и железобетонных работ – 2 лк;
- при работе стационарных сварочных аппаратов, механических ножниц, гибочных станков для заготовки арматуры – 50 лк;
- подходы к рабочим местам – 5 лк [59].

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

При проведении сварочно-монтажных работ на рабочих местах в темное время суток необходимо применять стационарные светильники напряжением 220В во взрывозащищенном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5 м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12В [51].

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

Работами на высоте считаются все работы, выполняемые на высоте более 1,8 м от поверхности грунта или настила [54]. При прокладке

магистрального газопровода раскапывается траншея. Существует риск с получением производственного травматизма в результате падения с высоты.

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

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

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

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

Электрический ток.

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

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

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

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

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

Все применяемые электроинструменты и электрооборудование должны быть заземлены.

Работа с электроинструментом запрещается при:

- появлении дыма;
- повреждении кабеля;
- плохо работающем выключателе;
- повышении вибрации, стука, шума;
- появлении трещины в защитном экране, корпусе.

К основным способам и средствам электрозащиты относятся:

- изоляция частей, проводящих ток;
- предупредительная сигнализация и блокировки;
- установка оградительных устройств;
- применение не больших напряжений;
- использование предупреждающих плакатов и знаков безопасности;
- средства индивидуальной электрозащиты;
- защитное заземление;
- защитное отключение.

Электробезопасность труда и оборудования регламентируется ГОСТ Р 12.1.019-2009 [59].

Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

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

К проведению электросварочных работ допускаются электросварщики, прошедшие установленную аттестацию и имеющие соответствующие разрешающие удостоверения. Огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности выполняются только с оформлением наряда-допуска.

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

Электросварщику необходимо работать в диэлектрических перчатках на резиновом коврике. На рабочем месте должны быть индивидуальные средства пожаротушения и индивидуальные аптечки. Для тушения электроустановок необходимо применять углекислотные огнетушители [53].

Пожаровзрывобезопасность

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

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход. Предельно – допустимая концентрация паров газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать допустимую концентрацию газа в воздухе рабочей зоны, в газопроводе при выполнении газоопасных работ – не более 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени.[54]

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.

7.2 Экологическая безопасность

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

7.2.1 Анализ влияния на окружающую среду

Воздействие на атмосферу

При проведении ремонта и технологического обслуживания газопроводов в атмосферу попадают пары углеводородов. В таблице 16 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти и газа, а также паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воздухе рабочей зоны [15].

Таблица 16 – Предельно-допустимая концентрация в воздухе и классы опасности

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Нефть	300	4
Метан	300	4
Пропан	300	4
Бутан	300	4
Бензол	5	2
Метанол	5	3
Этиловый спирт	1000	4
Ацетон	200	4
Керосин	300	4
Окислы азота	5	2
Метилмеркаптан	0,8	2
Ртуть	0,01	1

Продолжение таблицы 16

Серная кислота	1	2
Тetraэтилсвинец	0,005	1
Толуол	50	3
Окись углерода	20	4
Дихлорэтан	10	2
Сероводород	10	2

Воздействие на литосферу:

При выполнении технологического обслуживания и ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах строительства и эксплуатации магистрального газопровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

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

7.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Воздействие на атмосферу

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

Воздействие на литосферу

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

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий.

Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

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

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

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

Воздействие на гидросферу

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

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

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.3.1 Анализ вероятных ЧС

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

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

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

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

При строительстве и производстве технологического обслуживания на магистральных газопроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

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

- для исключения повреждений газопровода минимальное расстояние между ковшом работающего экскаватора и стенкой трубы должно быть в пределах от 150 до 200 мм [57];
- запрещается нахождение людей и проведение других работ в зоне действия рабочего органа экскаватора.

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

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению газопровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий [58].

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

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части нефтепровода, подъездных путей. В случае изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т. д. в план в течение месяца должны быть внесены соответствующие дополнения и изменения.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

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

Организация и проведение работ должны осуществляться в соответствии с требованиями действующих руководящих документов и регламентов.

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

Работников, выполняющих работы по замене дефектных участков магистральных нефтепроводов необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими защитными средствами, согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам», имеющих соответствующие сертификаты соответствия [59].

Организационно-технические мероприятия на проведение ремонтных работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах магистральных нефтепроводов должны включать мероприятия, выполняемые при подготовке объекта к проведению работ, и мероприятия, выполняемые непосредственно при проведении работ.

Технические и организационные меры безопасности при подготовке объекта к выполнению работ составляются при разработке ППР и оформлении наряда-допуска на каждый вид работ и место их проведения.

7.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

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

где – l длина ремонтируемого участка газопровода, но не меньше диаметра трубы [53].

Не менее 0,6 м должно быть расстояние от дна котлована до нижней образующей газопровода. Для предотвращения обвала грунта в котлован отвал необходимо располагать на расстоянии не менее одного метра.

Для возможности быстрого спуска и выхода рабочих, котлован оснащается двумя инвентарными приставными лестницами на каждую сторону торца котлована, длиной не менее 1,25 глубины котлована и шириной от 75 см. Для работы в ночное время в котловане необходимо использовать светильники во взрывозащищенном исполнении.

Заключение

В выпускной квалификационной работе произведен анализ взаимодействия магистрального газопровода с многолетнемерзлыми грунтами. На основании изученной нормативной документации и научной литературы, было произведено моделирование в программном комплексе ANSYS, по результатам которого был произведен выбор мероприятий, обеспечивающих ограничение воздействия морозного пучения грунта. В таблице 17 приведены результаты моделирования.

Таблица 17 – Результаты моделирования

Метод прокладки	Максимальные напряжения по Мизесу, МПа	Максимальные деформации, мм
Линейная подземная прокладка	522,68	212,33
Криволинейная подземная прокладка	372,26	91,2

Произведенные в работе исследования показали, что изменение способа подземной прокладки с линейной на криволинейную позволяет достичь повышения надежности конструкции, за счет появления участков самокомпенсации, которые наиболее эффективно противодействуют нормальным силам морозного пучения грунта, чем участки, прокладка которых осуществляется линейным способом.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

В настоящее время у автора имеются следующие публикации:

1. Синяков С.А. Моделирование и расчет установившихся режимов работы газопроводов высокого давления / Г. И. Машуков, С. А. Синяков ; науч. рук. С. Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 727-728].

Список используемых источников

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 10.02.18).
2. Володченкова О. Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты: диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – М., 2007. – 148 с.
3. Харионовский В.В. Надёжность и ресурс конструкций газопроводов. – М.: ОАО Издательство «Недра», 2000. – 467 с.
4. Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. – Л.: Недра, 1900. – 180 с.
5. Линейные сооружения на вечномерзлых грунтах / Науч. сов. По криологии Земли. – М.: Наука, 1990. – 184 с.
6. Исмаилов Т. И. Исследование несущей способности подземных магистральных газопроводов на участках трассы с неустойчивыми грунтами: диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – М., 2007. – 120 с.
7. Асадуллин М.З. Влияние климатических условий на теплообмен магистрального газопровода / Асадуллин М.З., Гаррис Н.А., Новоселов В.В. // Ремонт трубопроводов: науч. техн. сб. / Газпром. 2001. - №1. - С. 20-25.
8. Асадуллин М.З. Совершенствование методики расчета на прочность магистральных газопроводов / М.З. Асадуллин, И.Г. Исмагилов, Р.Р. Усманов, С.М. Файзуллин //Газовая промышленность. 2001.– № 5.–С.34–
9. Аскарлов Р.М. Развитие и научное обоснование методов ремонта магистральных нефтегазопроводов без остановки транспортировки продукта. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа, 2009. – 51с.
10. Гаррис Ю.О. Регулирование тепловых режимов подземных трубопроводов / Ю.О. Гаррис, С.Е. Кутуков, В.В. Новоселов, И.Г. Исмагилов // Интервал. Передовые технологии. 2001. - № 4 - С. 14-17.

11. Гаррис Н.А. Ресурсосберегающие технологии при магистральном транспорте газа / Н.А. Гаррис. СПб.: ООО "Недра", 2009. - 368с.
12. Исследование влияния температурного фактора на надежность функционирования газопроводов // Отчет о научно-исследовательской работе. Науч. рук. Гаррис Н.А. Уфа. УГНТУ. - 2001.
13. Соколов С. М. Многолетнемерзлые грунты в качестве основания промышленных трубопроводов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 10. – С. 126-127.
14. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546> (дата обращения: 24.04.18).
15. Мустафин Ф. М. Строительные конструкции нефтегазовых объектов: учебник / Ф. М. Мустафин. – СПб.: Недра, 2008. – 780 с.
16. Коршак А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008. – 488с.
17. Технологические нормы проектирования магистральных газопроводов. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. М.: ОАО "Газпром", ООО "ВНИИГАЗ", ООО "ИРЦ Газпром", 2006. - 186с.
18. РСН 31-83 Нормы производства инженерно-геологических изысканий для строительства на вечномерзлых грунтах [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200000629> (дата обращения: 30.04.18).
19. Семенов А.П. Исследование теплового взаимодействия подземных магистральных нефтепроводов с сезоннопромерзающим грунтом / А.П. Семенов. М.: 1968.
20. Андреева Е. В, Виды нагрузок, действующих на трубопровод при строительстве в сейсмически опасных зонах // Надежность и безопасность

магистрального трубопроводного транспорта. Сборник научных трудов. - Новополюк: УО «ПГУ», 2008. - 3-6 с.

21. Ароне А. А., Кутателадзе С.С. Исследование теплопередачи от подземных трубопроводов методом моделирования. "Журнал технической физики", т.5, вып.9.,1935.

22. Володченкова О. Ю. Основные задачи и закономерности механики грунтов // Магистральные и промышленные трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт,- М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2003, №1. - С.73-75.

23. Володченкова О. Ю, Проектирование и строительство магистральных трубопроводов в сложных природно-климатических условиях // Магистральные и промышленные трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт.- М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2004, №4. -С. 71-72.

24. Володченкова О. Ю. Особенности работы грунта под нагрузкой // Магистральные и промышленные трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт,- М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2003, №3, -С.64-66.

25. Бродская И. А. Методика комплексного использования данных аэрокосмического зондирования и гис-технологий для мониторинга линейных природно-технических систем: 25.00.34. – М., 2009. – 208 с.

26. Анисимов О.А. Оценочный отчет Greenpeace«Основные природные и социально-экономические последствия изменения климата в районах распространения пород: прогноз на основе синтеза наблюдений и моделирование./ Анисимов О.А.// М. : ОМННО «Совет Гринпис», 2010. – 44с.

27. Анисимов О.А., Белолуцкая М.А. «Влияние изменения климата на вечную мерзлоту: прогноз и оценка неопределенности» // Сайт рабочей группы «Вечная мерзлота и климат» Международной ассоциации мерзлотоведения. Статья в сборнике ИГКЭ. – 2003. [Электронный ресурс] – режим доступа. – URL: <http://permafrost.su/publications>

28. Витченко А.С. Контроль деформированного состояния надземных трубопроводов в криолитозоне. дис. канд. техн. наук. Надым : 2008. – 115 с.
29. Долгих Г.М. Строительство на вечномерзлых грунтах: проблемы качества / Г.М. Долгих, С.П. Вельчев // Международный журнал «Геотехника». – 2010. – № 6. – С. 23 – 29.
30. Попов А.П. Управление геотехническими системами газового комплекса в криолитозоне. Прогноз состояния и обеспечение надежности. Дис. док. техн. наук. Тюмень: 2005. – 713 с.
31. Губарьков А.А. Инженерно-геологические изыскания и строительство нефтепровода «Ванкорское месторождение – НПС Пурпе». Известия вузов. Нефть и газ. – 2011 – №5. – стр. 25 – 28
32. Смирнов В.В. Повышение надежности эксплуатации надземных магистральных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах/ Смирнов В.В., Земенков Ю.Д.// Нефть и газ: Отдельный выпуск Горного информационно-аналитического бюллетеня (научно-технического журнала). М.: Издательство «Горная книга». – 2013. – № ОВЗ. – с.197 –208.
33. Цытович Н.А. Механика мерзлых грунтов: учебное пособие / Н.А. Цытович. – М.: Высшая школа, 1973. – 448 с.
34. Справочник проектировщика промышленных, жилых и общественных зданий и сооружений. Расчетно-теоретический. В двух книгах. Кн. 2. Под ред. А. А. Уманского. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., Стройиздат, 1973, 416 с.
35. Соколов С. М. и др. Определение напряженно-деформированного состояния трубопровода на переходе через границу между различными грунтами // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 127-129.
36. Эрмиш С. В. и др. Мониторинг пространственного положения трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4. – С. 56-58.
37. Зотов М. Ю. и др. Опыт применения программных комплексов для расчета напряженно-деформированного состояния нефтепроводов,

прокладываемых на вечномёрзлых грунтах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 2 – С. 61-65.

38. Идрисова Я. Р. Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов на участках многолетнемёрзлых грунтов : диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – Уфа, 2015. – 98 с.

39. Распоряжение П. Р. Ф. от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» // Собрание законодательства РФ. – 2009. – №. 48.

40. Марочник стали и сплавов [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.splav-kharkov.com> (дата обращения: 19.04.18).

41. Бадю Ю.Б., Трофимов В.Т. Льдистость и потенциальная тепловая осадка многолетнемёрзлых пород южной части криолитозоны Зап.-Сибирск. плиты. В сб.: Природн. условия Зап. Сибири. Вып.8. - М., Изд-во МГУ, 1981, с. 58-63.

42. Хренов Н.Н., Шеремет В.В., Козлов А.Н., Пустовойт Г.П. Газопроводы Западной Сибири: всплытиеили выпучивание//Газовая промышленность. -2001.-№8. -С. 35-37.

43. ГОСТ 27.002 – 2015 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения»

45. СП 25.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 «Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах»;

46. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 «Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов»

47. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов»;

48. ВСН 013-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты»;

49. СТО Газпром 2-3.1-071-2006 «Регламент организации работ по геотехническому мониторингу объектов газового комплекса в криолитозоне»;
50. СТО Газпром 2-3.1-072-2006 «Регламент организации работ по геотехническому мониторингу объектов газового комплекса в криолитозоне»;
51. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы;
52. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах;
53. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
54. ГОСТ 12.1.011 – 78. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний;
55. ГОСТ 12.4.310-2016. Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты работающих от воздействия нефти, нефтепродуктов. Технические требования;
56. ГОСТ 20010-93. Перчатки резиновые технические. Технические условия;
57. ГОСТ 12.4.137-2001. Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия;
58. ГОСТ 12.1.046-2014. Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок;
59. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
60. Дерцякян А.К., Шпотаковский Б.Г., Воляков В.Г. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов. Л., «Недра», 1997. С. 519
61. Brown RJE. Distribution of permafrost in the discontinuous zone of western Canada. In:Proceedings of the Canadian Regional Permafrost Conference; December 1964.

62. Larsen PH, Goldsmith S, Smith O, Wilson ML, Strzepek K, Chinowsky P, Saylor B. Estimating future costs for Alaska public infrastructure at risk from climate change. Burlington, MA: Elsevier: Global Environment Change; 2008.
63. Imperial Oil Resources Ventures Limited; Application to the National Energy Board for approval of the MacKenzie Valley pipeline; IPRCC.PR.2004.05. Calgary, Canada: Imperial Oil Resources Ventures Limited; August 2004.
64. Woodworth-Lynas CMT. The geology of ice scour. PhD thesis, University of Wales; 1992.
65. Davies G, Marey M, Mork K. Limit state design methodology for offshore pipelines against ice gouging—Industry guideline from the ICEPIP JIP. OTC 2011; 22037.
66. Reimnitz E E, Rodeick CR. CR, Wolf SC. Strudel scour: A unique marine geological phenomenon. *J Sedimentary Petrology* 1974;44:409–20.
67. Dickins D, Hearon G, Morris K. Mapping sea ice overflow along the Alaskan north coast. ICETECH10, USA‘ 2009.
68. Abdalla B, Jukes P, Eltahir A, Durrone B. The technical challenges of designing oil and gas pipelines in the arctic. OCEANS 2008, Houston, TX, USA; 2008.
69. DeGeer D, Nessim M. Arctic pipeline design considerations. In: Proceedings of the ASME 27th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering. Estoril, Portugal: OMAE; 2008; 57802.
70. Paulin MJ, Nixon D, Lanan GA. Environmental loadings and geotechnical considerations for the Northstar offshore pipelines. Canada: International Pipeline Conference, Calgary, AB; 2002.
71. Wang X, et al. Strain based design—Advances in prediction methods of tensile strain capacity. *International Society of Offshore and Polar Engineers*. Vol. 21; No. 1, March 2011. pp. 1–7.
72. Timms C, DeGeer D, McLamb M. Effects of a thermal coating process on X100 UOE line pipe. In: Proceedings of the ASME 24th Int. Halkidiki, Greece:

Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, OMAE2005–67401; 2005.

73. Mohr W W, Gordon R R, Smith R. Strain based design guidelines for pipeline girth welds. Proc 14th Int. Toulon, France: Offshore and Polar Eng Conference; 2004. ISOPE, Vol. 2.

74. Smith MW, Riseborough DW. Permafrost monitoring and detection of climate change, Permafrost and Periglacial Processes, John Wiley & Sons, Ltd. vol. 7. 1996. pp. 301–9.

75. Smith MW, Riseborough DW. Climate and the limits of permafrost: A zonal analysis. Permafrost and Periglacial Processes. vol. 13. 2002. pp. 1–15.

76. Goodrich LE. An introduction review of numerical methods for ground thermal regime calculations. No, 106. Division of Building Research: National Research Council of Canada, Ottawa; 1982. p. 133.

77. Wright JF, Duchesne C, Cote MM. Regional scale permafrost mapping using the TTOP ground temperature model. Ottawa, ON: Geological Survey of Canada; 2003.

78. PIPLIN software. Available at <http://www.ssdinc.com/services.htm>.

79. Reece AR, Grinsted TW. Soil mechanics of submarine ploughs. Houston, TX: Eighteenth Annual Offshore Technology Conference (OTC); 1985. Vol. 2, pp. 283–91.

80. ЕНиР «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть.» Сборник Е2 Земляные работы; Сборник Е22 Сварочные работы; Сборник Е11 Изоляционные работы.

81. Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 N 1072 "О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР".

82. Общероссийский классификатор видов экономической деятельности. Код: 45.21.6. Производство общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки.

Приложение А

Подраздел 1.4 Foreign research

Студент:

Должность	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Синяков Сергей Александрович		

Консультант отделения ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения ОИЯ:

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

1.4.1 Introduction

Arctic pipelines refer to the pipelines that cross permafrost terrain, where the soil or rock remains below 0°C throughout the year and is formed when the ground cools sufficiently in winter to produce a layer that persists throughout the following summer. The occurrence of permafrost depends on the heat transfer balance in the ground surface. Normally, the permafrost can be categorized in two ways [61]:

- Continuous permafrost, an area with permafrost almost everywhere;
- Discontinuous permafrost, the temperature of the permafrost just below the depth of seasonal variation is above 23°F (−5°C) or an area without permafrost greater than 10%.

The permafrost regions currently occupy about one quarter of the Earth's land area. Figure 22 shows the distributions of permafrost areas in Alaska with vast areas of permanently frozen ground [62]. The area underlain by permafrost and its thickness generally decrease from north to south, because the permafrost temperature generally increases. The arctic area also covers the offshore area, which mainly includes Barents Sea, the Russian Arctic, Beaufort Sea, the Canadian Arctic Islands, and the Caspian Sea. Different areas have different challenges, mostly related to the climatic and environmental conditions. In recent decades, temperature measurements in the continuous and most of the discontinuous permafrost zones in Alaska reveal an increase in temperature.

Arctic pipelines require considering heat transfer, geotechnical factors, and structural engineering factors. Freezing and thawing of water within soils along the pipeline route for a buried pipeline result in frost heave, where frost heave is the raising of a surface caused by ice in the underlying soil; generally frost heave generates stress in vertical support members of pipelines in the arctic [63]. The thaw settlement is known to be a result of ice melting in the soil. The results and loads from frost heave and thaw settlement to the arctic pipeline should be considered during pipeline design, construction, and operation.

1.4.2 Climate Data and Topography

The climate data could be obtained from various government stations. All these data are the basis for the arctic pipeline design, construction, and operation planning. Normally, the annual mean ground temperatures are about 2–5°C higher than the annual mean air temperatures. The ground temperatures in specific sites are affected

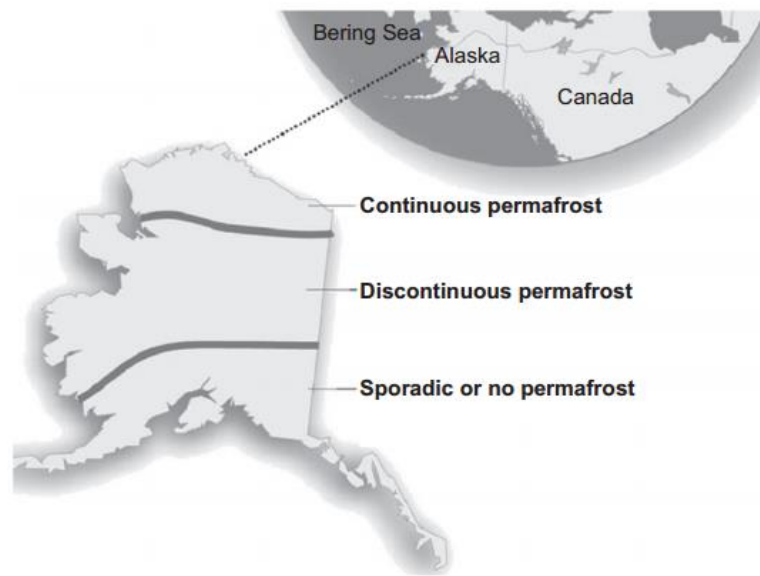


Figure 22 Arctic areas of Alaska permafrost coverage.

by altitude, aspect, vegetative cover, and the surface organic layer depth. Topographic data were initially obtained from the topographic maps. However, the data may be currently acquired from aerial photography.

1.4.3 Arctic Pipeline Considerations

The arctic pipeline designs of pipeline configuration, thermal insulation, and trenching requirements are influenced by the arctic environmental loading conditions. The main features of the pipeline design in arctic regions or arctic environments include pipeline environmental loadings and the limit state design for the extreme loading conditions, resulting from ice scour. Ice scour is generally known as a geological term for long, narrow ditches in a seabed, created by the collision of fast ice, pack ice, or the grounding of icebergs. The differences between arctic pipelines and other conventional pipelines include:

- Operating temperature.

- Geotechnical loads, resulting from thaw settlement and frost heave.
- Construction surface disturbance impacts on permafrost terrain.
- Seasonal constrains on construction and maintenance activities.
- Civil construction techniques in permafrost.

The differences due to the climate conditions and ice coverage require the consideration of certain challenges in the design of arctic pipelines, which include:

- Ice gouging or icebergs in shallow water.
- Strudel scour.
- Frost heave.
- Permafrost thaw settlement.
- Upheaval buckling.

1.4.3.1 Ice Scour

Ice scour, or ice gouging, of the seabed is a near-shore feature for most of the northern continents. Ice gouging faces a process through which a moving ice feature comes into contact with the seabed. As a result of environmental forces on the gouging ice feature, the keel, the lowest regions of the ice feature, interacts with the seabed and physically deforms the soil structure. Figure 23 presents a schematic of the ice gouging process, where sea ice is driven by wind and current forces and tends to pile up, creating a pressure ridge. This pressure ridge has a keel extending below the water surface, and it moves with the ice sheet. Occasionally, these ice keels intrude into water with depths less than the ice keel draft and form a gouge in the seafloor soil. The ice keel not only removes soil within the gouge depth zone but also can result in plastic deformation of the soil below the base of the gouge depth.

Subsea pipelines on the seabed in such an environment may not be able to with- stand the ice contact loadings and typically must be buried below predicted extreme

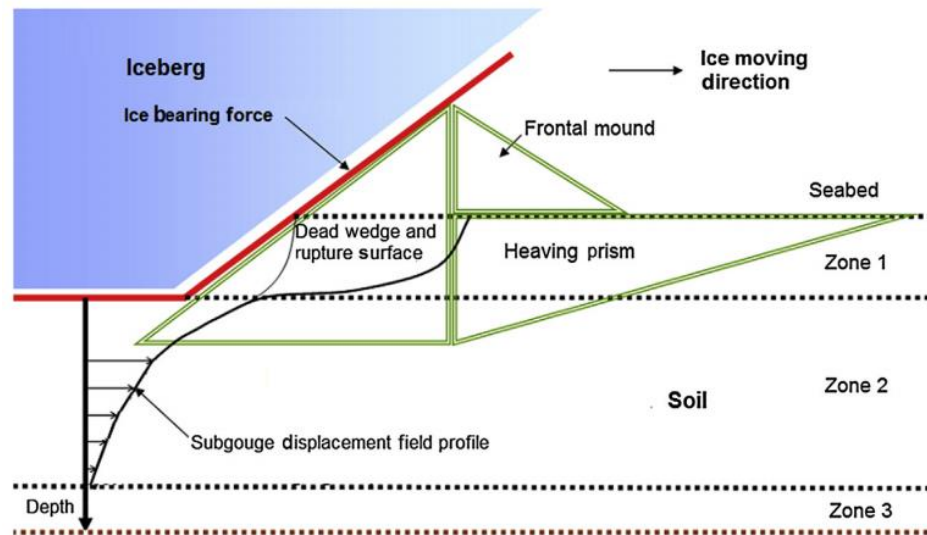


Figure 23 Ice-soil interaction during ice gouging.

ice keel scour depths for protection. Further, the pipe must be trenched sufficiently far beneath the influence zone of soil displaced below the ice keel to control pipe bending to acceptable limits. In addition, adequate route selection avoids or minimize passage through the affected areas.

1.4.3.2 Strudel Scour

Strudel drainage may occur through holes and cracks in the ice during the overflow phase of the breakup process. The impact of the water jets induced by strudel drainage on the seabed is known as strudel scour [66]. Figure 24 illustrates a representative circular strudel drainage and scour. Strudel scours also form when a bottom fast ice sheet is typically developed near shore in arctic zones, especially during the winter. If onshore riverwater overflows the bottom fast ice sheet in the near shore zone area, it spreads offshore and drains through cracks or holes in the ice sheet. High velocity currents on the seafloor can scour seabed sediment and potentially expose and impose high current loads on a pipeline. This phenomenon, also known as strudel scour, results in unacceptable pipeline spans.

1.4.3.3 Frost Heave

Frost heave is the volumetric expansion of frozen soil caused by moisture migration along a temperature gradient. Water travels in thin liquid films next to soil particles from a relatively warm area to a relatively cold area. Cumulative ice expansion from the freezing of migrating water can be significant. Variables that

affect the amount of expansion include freeze depth, moisture content, soil gradation (or grain size), temperature gradient, and soil pressure.

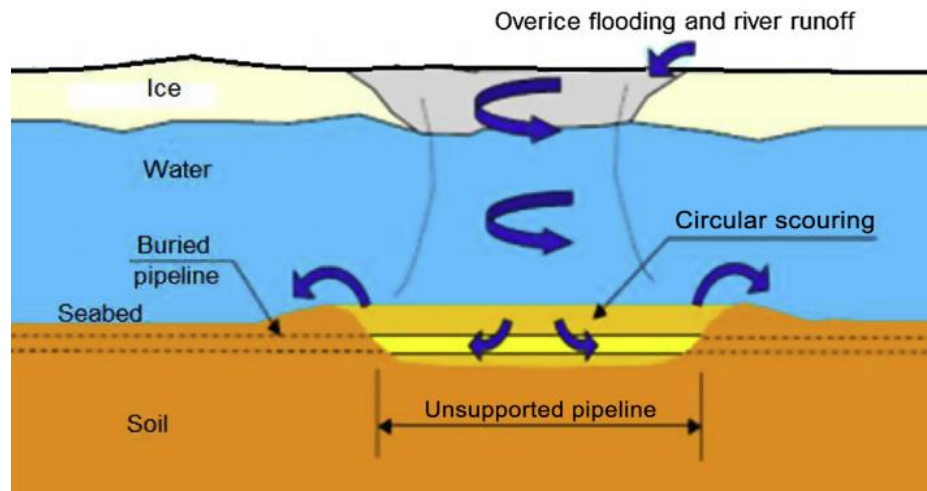
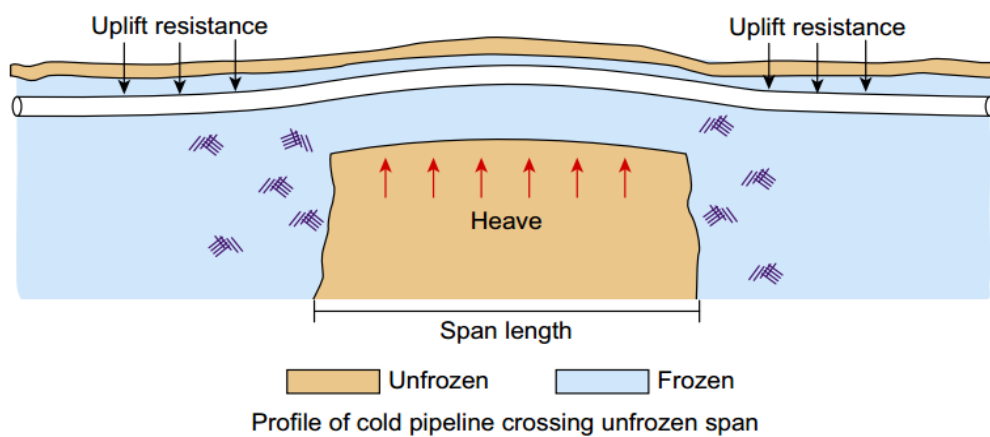


Figure 24 Representative circular strudel drainage and scour.



Profile of cold pipeline crossing unfrozen span

Figure 25 Frost heave.

As a free bulb grows around a cold buried pipeline, ice lenses form just behind the freeze front and volumetric expansion gradually pushes the pipeline upward. This movement is resisted by the frozen soil surrounding the pipe in the adjacent frozen span, as shown in Figure 25. Frost heave is anticipated where unfrozen frost-susceptible soils exist in combination with other critical conditions, such as available water. Frost heave mitigation may involve removing or replacing frost-susceptible soils within the influence zone of the pipeline or providing insulation or heat to prevent the frost-susceptible soils below the pipe from freezing. A heater may be installed to raise the pipeline operating temperature above freezing and mitigate potential frost bulb development.

1.4.3.4 Thaw Settlement

Thaw settlement is a significant issue for pipeline design in the arctic area. It occurs in shallow waters and at the shore crossing, where soil-ice bonded permafrost underlies the pipeline. When the pipeline becomes operational, the temperature of the pipeline typically increasingly warms the surrounding soil and creates a permafrost thaw bulb. This may result in permafrost thaw consolidation and pipeline settlement.

The settlement of pipeline depends on the thaw depth, ice content, and soil gradation. A pipeline span forms if the settlement area is adjacent to a stable thaw area. Along the settling span, the weight of the pipe, internal fluid, and soil overburden push the pipe down as the soil beneath the pipe settles. Resistance is provided by the pipe's stiffness, while outside of the settling, the span is resisted by soils beneath the pipe during the downward movement. Figure 26 is a schematic of thaw settlement. The differential settlement can induce considerable bending strain in the pipeline and must be accounted for in design. Arctic pipelines in the continuously chilled regions and discontinuously permafrost regions may be operated above freezing at some time of a year. There is a potential for thaw settlement to occur in frozen, ice-rich soils where the pipeline operating temperature is above freezing. To reduce these potential impacts along the pipeline, the production may be chilled before entering the regions.

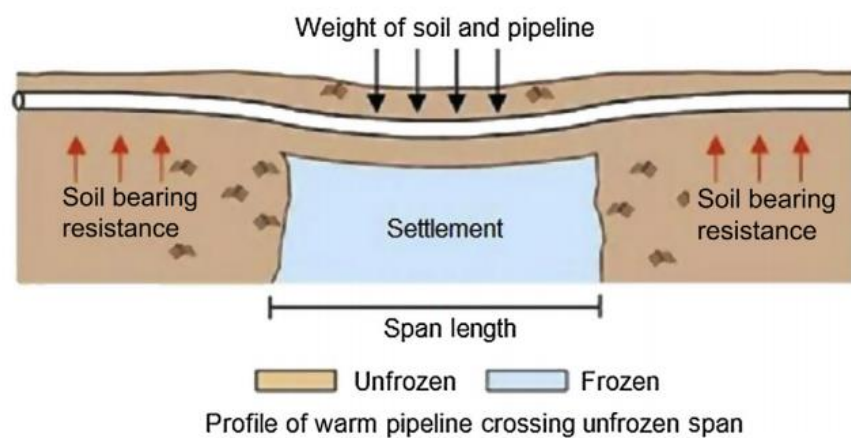


Figure 26 Thaw settlement

1.4.3.5 Upheaval Buckling

Arctic pipelines attempt to expand longitudinally when a buried pipeline is operated at a certain temperature higher than the installation temperature. Due to the restraint provided by the surrounding soil, the pipeline is not free to expand; hence, an axial compressive force develops. When the axial force is higher than the critical buckling load for the pipeline imperfection, this axial force moves the pipeline upward at the points of pipeline imperfections with vertical curvatures, as shown in Figure 27. Such points might represent imperfection of the trench bottom during the installation.

The combination of pipeline stiffness, soil cover, and pipeline weight creates upheaval buckling, especially when the upward force exceeds the downward forces. The upheaval buckling is highly imperfection sensitive and may lead to high pipe bending stresses and loss of soil cover, thus it causes the pipeline to be exposed at the mud-line level and at increased risk of impacts by ice keels [68]. It should be noted that the analysis of upheaval buckling as a potential loading condition is also applicable to pipeline design in other geographic areas; however, the great difference between installation and operation temperatures is unique to the arctic environment. To minimize the risk of upheaval buckling, several methods may be used, such as backfill or additional weight over imperfections and using limits on the pipeline profile during installation. Upheaval buckling of subsea pipelines is detailed in Chapter 11 of this book.

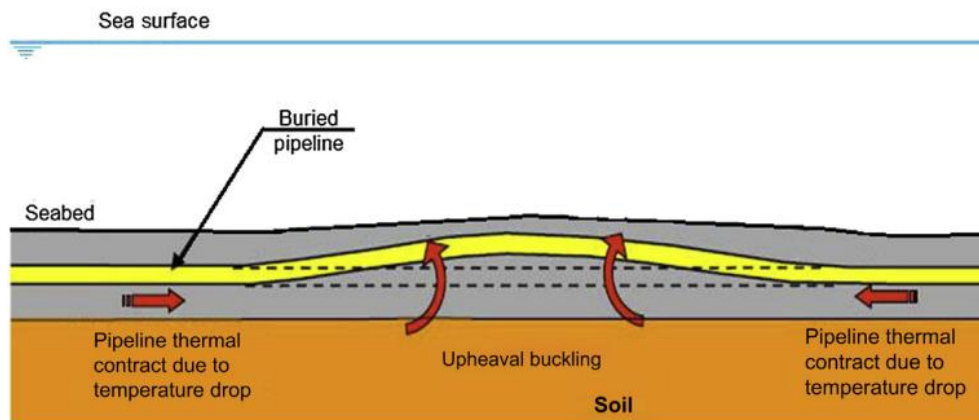


Figure 27 Upheaval buckling

1.4.4 Arctic Pipeline Design Approach

1.4.4.1 General

In the 1970s and 1980s, the oil discoveries in offshore of the arctic area initiated subsea pipeline construction studies to develop installation methods of subsea pipe- lines through the ice to the seabed. Except for the standard operating pressure containment, the unique loading conditions associated with the arctic suggest that the traditional stress-based design would not be economically possible and the conventional pipeline design methods are impractical for arctic pipelines, in which potentially large ground movements are associated with frost heave, thaw settlement, and ice gouging, and that a certain amount of plastic deformation must be anticipated and accepted.

However, the possible ground movements are a displacement-controlled loading process, and a strain-based limit state design approach can be applied. The pipeline is designed to satisfy safety, reliability, and environmental requirements while balancing capital, operating, and maintenance costs. Some arctic pipelines are elevated to avoid warm operations in soils susceptible to high thaw strains. The pipe displacements and strains resulting from frost heave and thaw settlement may be reduced by selecting the operating temperatures for the buried pipeline design. The arctic pipeline designs to manage the effects of frost heave and thaw settlement include:

- Controlling the pipeline operating temperatures.
- Changing pipeline burial depth.
- Using a thicker-walled pipe.
- Selecting pipe material that is capable of sustaining high levels of applied strain.
- Insulating the pipe.
- Using non-frost-susceptible and thaw-stable soil for overexcavating and backfilling.

1.4.4.2 Pipeline Configurations

Figure 28 illustrates some types of arctic pipelines, which include:

- Single-walled, insulated pipelines.
- Pipe-in-pipe pipelines.
- Bundled pipelines.
- Flexible pipelines.

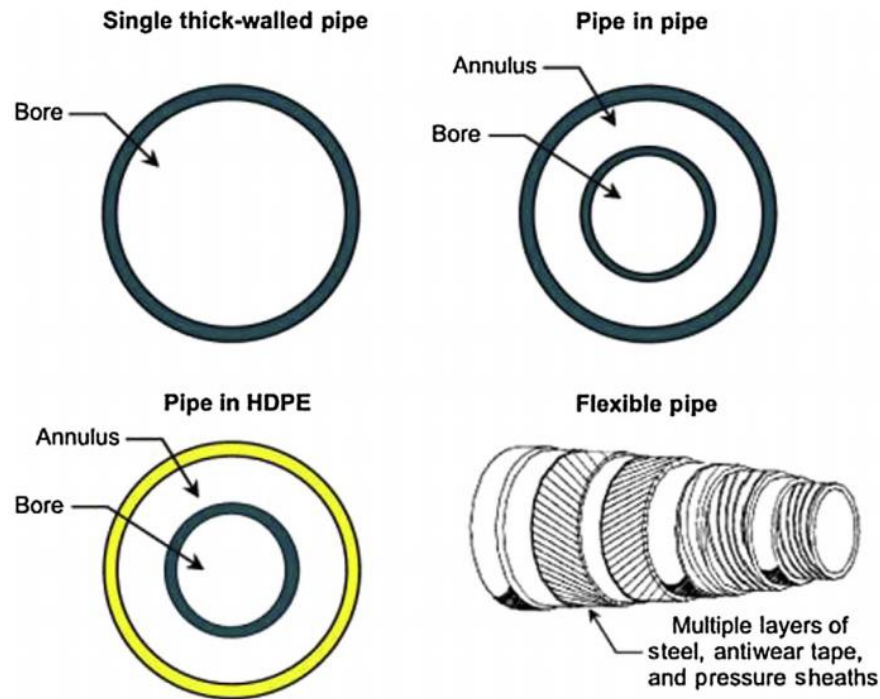


Figure 28 Types of arctic pipeline.

The most common application is the single-walled rigid pipe, consisting of a steel pipe, with external and internal corrosion coating. Internal cladding is necessary for products with corrosive content, but this is not the case for a pipeline dedicated to export oil, assuming that prior treatment has been made to permit loading on export tankers. Pipe in pipe (PIP) and bundled flowlines have been the primary HPHT flowline design concept. The PIP and multipipe bundle systems mechanically connect one or more product inner pipes to an outer jacket pipe with structural bulkheads. The bulkheads transfer thermal expansion loads from the inner pipe to the jacket pipe. While the inner pipe expands, the jacket pipe resists expansion loads through the bulkheads. Spacing and configuration of bulkheads and internal spacers depend on the buckling potential of the inner pipe, ease of fabrication, and installation methods. PIP and bundle systems are detailed in Chapter 17 of this book. Flexible pipe can be utilized to absorb the expansion loads and

displacements at the ends of the flowline, or they can be utilized for the entire flowline to absorb expansion and relieve axial stress. Flexible pipelines have an order of magnitude higher material cost, particularly in short lengths, as a significant percentage of the cost is associated with the manufacturing setup and termination. However, installation costs are generally much lower when compared to rigid flowlines, which can exceed material costs. Flexible pipeline is detailed in Chapters 24 to 30 of this book.

1.4.4.3 Pipeline Loads

The design of subsea pipelines in arctic and northern ice environments must evaluate environmental and geotechnical load effects for potential large deformation ground movement events that may affect pipeline's mechanical integrity. In addition to the primary loads, such as internal or external pressure to a conventional pipeline, the secondary geotechnical loads apply to arctic pipelines. However, the secondary loads of the arctic pipeline, generated by the bending deformations due to frost heave, thaw settlement, and iceberg gouging, are the displacement-controlled loads. Arctic pipelines may use the strain-based design to mitigate the secondary loads. A requirement for a combination of primary and secondary loads can use a strain-based limit state design approach. Large axial strains and beyond yield are acceptable, since the pipe can safely withstand the stress-limited primary loads and the strain-limited secondary loads. The use of strain-based design codes and limit-state based design have cost savings benefits [67].

1.4.4.4 Strain Capacity and Design Criteria

The main concerning limit states to be investigated during the design of arctic pipelines are two types of limit states. One is the limit state of the rupture of a pipe wall that causes leakage of hydrocarbons, in which the ultimate limit state is thresholds beyond which pressure containment, safety, or the environment is threatened. Another one is the limit state of accident conditions where the pipeline no longer meets one or more design requirements.

The serviceability limit states are reached and the normal operations are restricted, which leads to economic damage to the operator. The goal of the limit

state design is to verify the adequacy of the pipeline design against limit states and failure modes relevant to the events. The criteria from DNV OS-F101 and API RP 1111 may be considered. Criteria from these references are based mostly on the risk principles and limit state methodology. The following limit states are to be considered for the design of arctic pipelines: compressive strain limit states for local buckling, tensile strain limit states for strain capacity, and fracture.

1.4.4.5 Arctic Pipeline Design Procedure

The arctic pipeline design for frost heave and thaw settlement may be carried out through an iterative process in the following steps:

1. Hydraulic analysis for establishing the relationships among the pipe size, material grade, wall thickness, operating temperature, and pressure profiles.
2. Geothermal analysis to predict the potential for frost heave and thaw settlement by using an operating temperature profile. A range of route conditions based on the statistics in terrain analysis are considered as well.
3. Structural modeling to predict pipeline strain and displacement distributions resulting from predicted frost heave and thaw settlement effects over time.
4. Determination of the pipe's capability to sustain the strain and displacement through the analysis of finite element modeling and full-scale test results.
5. Comparison between the strain demands over time with the strain capacity to ensure the pipeline integrity.
6. Testing and checking the heave frost and thaw settlement displacements and freeze bulb growth to assess the environmental impacts.
7. Evaluation of the following factors to the design and maintenance of the arctic pipeline, such as temperature limits, material grade of pipeline, pipeline size, and wall thickness.
8. Repeating Step 1 until Step 7 as required.

Arctic pipeline designs also need to include parameters such as ice impact, gouging by icebergs or ice keels, assessment of uncertainty related to ice scour events, and ice- soil-pipe interaction.

1.4.5 Geothermal Analysis

1.4.5.1 Geothermal Design

The mechanism of pipeline frost heave has been investigated in detail for many years. Frost heave is usually observed for pipelines carrying a product below the water freezing point. Although gas pipelines are more likely to be chilled, oil pipelines may also carry products at subfreezing temperatures. Frost heave occurs when a chilled pipeline freezes water in the frost-susceptible soil in which it is buried. As the soil freezes, it expands and forms a frost bulb around the pipe. Upward heave of the pipe is produced by swelling at the bulb face as the bulb grows. Significant pipe stresses and deformations can occur when the buried pipeline runs between a stable soil and a frost-susceptible soil. Because the pipe heaves in the frost-susceptible soil section but remains stationary in the adjacent stable soil section, a differential vertical heave displacement profile is produced across the transition between the stable and frost-susceptible soil sections. Geothermal design considers the coupled effect of soil mechanics and heat transfer principles that the drive physical processes can affect the operational reliability and performance of the arctic pipelines [66]. Examples of these processes are:

- Frost bulb formation.
- Frost heave beneath the pipe.
- Thaw bulb formation.

The approach to frost heave analysis should combine the pipeline route soil data with climate data and pipeline thermal predictions and pipe deformation analysis. Thermal conditions of the pipeline and ground may be predicted using a coupled hydraulics-geothermal model. The geotechnical information is used to predict frost heave, and the hydraulics model predicts temperatures along the pipeline for a given throughput, inlet temperature and pressure, initial soil temperatures, and production fluid properties.

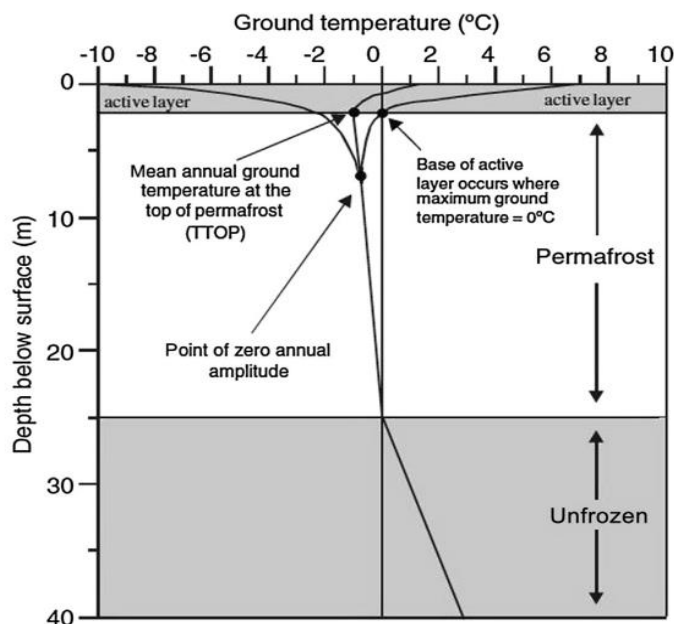


Figure 29 A ground temperature profile through permafrost

The pressure and temperature of the production fluid depends on the heat flux through the pipe wall, which in turn depends on the pipe interaction with the sub-surface thermal state. TTOP [77] and PIPLIN [78] are industry software used for the geothermal pipeline analysis Figure 29 shows an analysis result of soil temperature distribution, which indicates that the mean annual temperature at the top of permafrost corresponds closely to the minimum temperature observed in the mean annual ground temperature.

1.4.5.2 Structural Analysis

The stresses and strains of arctic pipelines caused by the primary and secondary loads can be simulated by finite element analysis software, such as PIPLIN, or the general purpose FE software ABAQUS. The software should include the following functions:

- Anisotropic material behavior.
- Large and elastic-plastic pipe deformations.
- Elastic-plastic soil deformation.
- Load functions to characterize pipe-soil interactions.
- Transient temperature and loads.