

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа»

УДК 622.692.4-027.45(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Матвейюк Д.Д.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ МАГИСТРА

Планируемые результаты обучения

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК22;
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК23
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23

	ответственность за результаты работы	
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК8; ПК-23

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Шадрина А.В.

(Ф.И.О.) (Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Матвеюк Дмитрию Дмитриевичу

Тема работы:

«Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 11.02.2019 г. №1064/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Объект исследования: магистральный нефтепровод расположенный на территории Ханты-Мансийского автономного округа

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>	Выполнить обзор взаимодействия нефтепровода с грунтом, выявить основные методы повышения надежности нефтепровода, расположенного на территории Ханты-Мансийского округа. С помощью программного обеспечения ANSYS смоделировать вспучивание грунтов, получить действующие напряжения и перемещения. Сравнить полученные напряжения с новым методом прокладки нефтепровода.
---	--

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Рисунки, таблицы
---	------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
--	--

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б., доцент, к.э.н.
«Социальная ответственность»	Черемискина М. С., ассистент

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

1. Методы прокладки нефтепровода на территории ХМАО
2. Применение труб с заводской тепловой изоляцией
3. Термостабилизация многолетнемерзлых грунтов
4. Установка специальный опор

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Матвейук Дмитрий Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Матвеев Дмитрий Дмитриевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является магистральный нефтепровод, проложенный в условиях многолетнемерзлых грунтов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ установлены Правилами противопожарного режима в Российской Федерации (утверждены Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 "О противопожарном режиме"); СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».
2. Производственная безопасность: 2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации магистрального нефтепровода диаметром 720 мм. 2.2 Анализ выявленных вредных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении работ. – отклонение показателей микроклимата – повышенный уровень шума и вибрации; – повышенная загазованность воздуха рабочей среды; – физические перегрузки	Вредные факторы: – Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. – Повышенный уровень шума на рабочем месте. – Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. – Недостаточная освещенность рабочей зоны. Опасные факторы: – Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). – Электрический ток. – Электрическая дуга и металлические искры при сварке. – Пожаровзрывобезопасность
3. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране	При строительстве и обслуживании магистрального нефтепровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, охрану водоемов, условия землепользования. Строительство и эксплуатация магистрального нефтепровода сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - образование и размещение отходов, образующихся при эксплуатации; - повреждением почвенно-растительного покрова. Рассмотреть мероприятия по защите окружающей

окружающей среды	среды.
4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	В процессе эксплуатации нефтепровода при его старении возможна разгерметизация, взрыв или пожар, которые будут сопровождаться разливом нефти. Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по причинам природного характера (гроза, пожар) или по причинам техногенного характера (аварии). Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.

Дата выдачи раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Матвеюк Дмитрий Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Матвеюк Дмитрию Дмитриевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.01.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Графики динамики и сравнения показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		06.05.2019г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Матвеюк Дмитрий Дмитриевич		06.05.2019г

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

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

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.05.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2019	<i>Обзор литературы</i>	10
15.02.2019	<i>Общие сведения об объекте исследования</i>	10
01.03.2019	<i>Построение методики расчета</i>	15
22.03.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
03.04.2019	<i>Социальная ответственность</i>	15
20.04.2019	<i>Приложение на иностранном языке</i>	15
28.04.2019	<i>Заключение</i>	5
20.05.2019	<i>Презентация</i>	15
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Магистерская диссертация включает 124 страниц текстового материала, 11 рисунков, 20 таблиц, 35 источников.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, многолетнемерзлый грунт, пучение, осадка, надежность, аналитический метод, численный метод, программное обеспечение.

Объект исследования: магистральный нефтепровод расположенный на территории ХМАО.

Цель работы – анализ и обоснование технических решений для безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов на территории ХМАО.

В процессе работы проводились исследования по взаимодействию нефтепровода и многолетнемерзлого грунта, даны подробные описания процессов происходящих при их контакте.

По результатам сбора и анализа статистических данных выявлены характерные проблемы и причины их возникновения. Исследовано влияния морозного пучения грунта и нефтепровода на его напряженно-деформированное состояние.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: моделирование конечно-элементного объекта в программном обеспечении ANSYS с учетом всех эксплуатационных нагрузок и адекватность полученной модели.

					Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Матвеев Д.Д.				Реферат			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Шадрина А.В.									100	10025
Консульт.								ТПУ, ИШПР Группа 2БМ72			
Проверила	Шадрина А.В.										

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

магистральный нефтепровод: Инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

трасса нефтепровода: Положение оси нефтепровода, определяемое на местности ее проекцией в горизонтальной плоскости.

многолетнемерзлый грунт: Грунт, который находится в мерзлом состоянии в течение нескольких лет, но при определенном образом сложившемся температурном режиме окружающей среды (воздуха, воды, самого трубопровода), грунт оттаивает, а затем при изменении условий, приведших к оттаиванию, вновь замерзает.

морозное пучение: Увеличение объема грунта, из-за мигрирующей воды, который расширяется и замерзает в лед.

					Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Матвейюк Д.Д.				Определения		Лит.	Лист
Руковод.	Шадрина А.В.							Листов
Консульт.							111	10025
Проверила	Шадрина А.В.						ТПУ, ИШПР Группа 2БМ72	

Обозначения и сокращения

МН – магистральный нефтепровод;

ММГ – многолетнемерзлый грунт;

СОУ – сезонно-охлаждающие устройства;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ.

					Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обозначения и сокращения			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.	Матвеев Д.Д.									122	10025
Руковод.	Шадрина А.В.							ТПУ, ИШПР Группа 2БМ72			
Консульт.											
Проверила	Шадрина А.В.										

Оглавление

Введение	15
1. Обзор литературы	17
1.1 Понятие надежности линейной части магистрального трубопровода	17
1.2 Понятие многолетнемерзлого грунта. Характеристика свойств.	20
1.4 Требования к строительству магистрального трубопровода в условиях Крайнего Севера.....	24
1.5 Технологические условия работы нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов	26
1.6 Оценка теплового влияния нефтепровода на грунт	28
2 Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	32
2.1 Последствия эксплуатации подземных трубопроводов на многолетнемерзлые грунты	32
2.2 Выбор способа прокладки нефтепровода	33
2.3 Установка специальных опор	35
2.3.1 Расчет нагрузок и воздействий, возникающих в трубопроводе	40
2.3.2 Расчет устойчивости свайных опор надземного трубопровода	43
2.4 Применение труб с заводской тепловой изоляцией	49
2.4.1 Антикоррозионное покрытие	53
2.4.2 Теплоизоляционное покрытие из заливочного пенополиуретана	54
2.4.3 Защитная оболочка.....	55
2.5 Термостабилизация многолетнемерзлых грунтов.....	56
2.5.1 Сравнительный анализ работы термостабилизаторов	60
2.6 Исследование осадки нефтепровода на участках контакта с многолетнемерзлыми грунтами	64
2.6 Применение природного газа для термостабилизации грунта	66
2.7 Балластировка трубопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов	67

					Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Матвеев Д.Д.			Оглавление	Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.					Листов
Консульт.							133
Проверила		Шадрина А.В.					10025
						ТПУ, ИШПР Группа 2БМ72	

3	Расчеты и аналитика	76
3.1	Напряженно-деформированное состояние трубопровода при морозном пучении грунта.....	77
4	Социальная ответственность.....	81
4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	81
4.2	Производственная безопасность.....	83
4.3	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	86
4.4	Экологическая безопасность	88
4.5	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	90
4.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	91
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .	96
5.1	Экономический расчёт установки теплоизоляции на нефтепровод	96
5.1.1	Затраты на проведение работ по монтажу теплоизоляционных труб	97
5.1.2	Расчет стоимости материалов для проведения монтажа теплоизоляционных труб.....	98
5.1.3	Расчет заработной платы	100
5.1.4	Расчет амортизационных отчислений.....	102
5.1.6	Затраты на проведение работ по монтажу теплоизолированного трубопровода.....	104
5.2	Затраты на проведение работ по установке термостабилизаторов в многолетнемерзлый грунт.....	105
5.2.1	Расчет стоимости материалов на проведение монтажа термостабилизаторов	105
5.2.2	Расчет заработной платы	106
5.2.3	Расчет амортизационных отчислений.....	107
5.2.4	Прочие затраты.....	107
5.2.5	Затраты на проведение работ по монтажу теплоизолированного покрытия.....	108
	Список используемых источников.....	111
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	115

Введение

Северные территории Российской Федерации насыщены не только огромным количеством ресурсов и полезных ископаемых, извлекаемых из земли, но и большим количеством видов грунтов, представленных в этих районах. Именно из-за специфического строения и свойств некоторых грунтов, возникают проблемы с эксплуатацией сложных производственных комплексов, в частности магистральных нефтепроводов. Ведь именно взаимодействие проложенного под землей нефтепровода с неустойчивым представителем грунтов северных районов может привести к аварии одного, и изменению физико-механических свойств другого.

Опыт эксплуатации нефтепроводов на грунтах с низкими температурами показал, что большинство отказов вызваны именно особенностями этого непростого грунта. На поддержание в рабочем состоянии уже действующих систем необходимо очень много опыта, сил, и кроме всего прочего, конечно же, немалое финансирование. Плюс ко всему соответствие экологическим и техническим стандартам эксплуатирующей организации.

Решение проблемы взаимодействия грунта и нефтепровода заключается в изучении влияния самого нефтепровода на грунт и, соответственно наоборот. Только поняв всю истину и суть происходящих процессов можно уберечь от аварий уже действующие нефтепроводные системы и только строящиеся, а их в нашей стране не мало.

Развитие северных районов, необходимость в бесперебойной поставке сырья в отдаленные участки, сложные геологические и климатические условия, все эти факторы возлагают на поставщиков огромную ответственность, и делает изучение выше приведенной проблемы

					Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Матвеев Д.Д.				Введение		Лит.	Лист
Руковод.	Шадрин А.В.							Листов
Консульт.								
Проверил	Шадрин А.В.						155	10025
							ТПУ, ИШПР Группа 2БМ72	

актуальной. Территория Ханты-Мансийского автономного округа характеризуется сложными природно-климатическими и геологическими условиями: низкие температуры, заболоченность территории, льдистые и пучинистые грунты.

Именно из-за специфического строения и свойств некоторых грунтов, возникают проблемы с эксплуатацией сложных производственных комплексов, в частности магистральных нефтепроводов.

В таких условиях обеспечение надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов является актуальной задачей.

					Введение	Лист
						166
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Обзор литературы

1.1 Понятие надежности линейной части магистрального трубопровода

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 трубопроводов могут быть сформулированы в следующем виде.

Надежность – способность линейной части сохранять по всей длине неизменными условия транспорта газа: заданного давления (Р), количества (Q) 22 температуры (Т), 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, Р, Т, 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.

					Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Матвеев Д.Д.			Обзор литературы		Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.						17
Консульт.								Листов
Проверила		Шадрина А.В.						10025
							ТПУ, ИШПР Группа 2БМ72	

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

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

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.

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.

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 трубопроводов разделяются на полные (разрушения трубопровода, закупорка гидратами и т. п.), которые приводят к потере работоспособности, и частичные (микросвищ, устраняемый без

остановки трубопровода, частичная закупорка сечения трубопровода гидратами и т. п.), при которых возможно использование линейной части трубопровода с ограничениями либо по давлению, либо по расходу .

					Обзор литературы	Лист
						199
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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.

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

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

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

1.2 Понятие многолетнемерзлого грунта. Характеристика свойств.

Мерзлый грунт - грунт, имеющий отрицательную или нулевую температуру и содержащий в своем составе видимые ледяные включения. Многолетнемерзлый грунт - грунт, находящийся в мерзлом состоянии

постоянно в течение трех и более лет. Сезонномерзлый грунт - грунт, находящийся в мерзлом состоянии периодически в течение холодного сезона.

Возможность строительства подземных нефтепроводов оценивается на основании свойств вмещающих грунтов, определяемых в лабораторных и

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

полевых условиях при проведении инженерных изысканий. Физические свойства многолетнемерзлых грунтов, имеющих своё местоположение в зоне влияния подземных нефтепроводов, 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 нефтепроводов 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 (масса грунта в единице объема);
- коэффициент пористости – отношение объема пор в образце к объему, занимаемому его твердыми частицами;
- 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 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;

Наличие льда существенно меняет физические характеристики грунтов. В связи с этим необходимо проведение комплексного исследования мерзлого состояния массива при строительстве нефтепроводов. 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);

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

- 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);
- коэффициент сжимаемости мерзлого грунта (относительная деформация мерзлого грунта под нагрузкой);
- относительная осадка грунта при оттаивании;

Распространение многолетнемерзлых грунтов (ММГ) в нашей стране составляет 65% общей площади суши, в мире около 25 %.

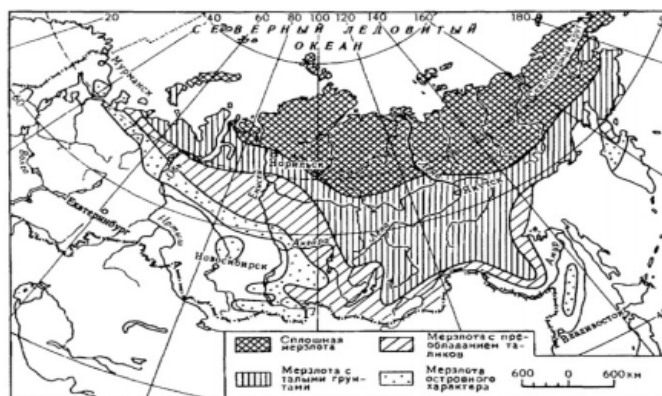


Рисунок 1 – Карта распространения многолетнемерзлых грунтов

В зависимости от непосредственного характера распространения многолетнемерзлых грунтов по площади выделяется пять групп распространения:

1. Сплошного распространения (ММГ занимают более 95% территории, температура грунтов на этих территориях ниже -3°C);

2. Преимущественно сплошного распространения (ММГ занимают 90-95% территории, температура мерзлых грунтов в этих районах составляет от -0,5 до -3°C);
3. Прерывистого распространения (ММГ занимают 75-90% территории, температура мерзлых грунтов здесь составляет от - 0,2 до - 2 °C);
4. Массивно-островного распространения (ММГ занимают 25-75% территории, температура мерзлых грунтов в этих районах составляет от - 0,2 до -2 °C);
5. Островного и редкоостровного распространения (ММГ занимают менее 25 % территории, температура мерзлых грунтов на этих территориях выше -0,5 оC).

Классификация мерзлых грунтов зависит еще и от промежутка времени, через которое они оттаивают. Так к многолетнемерзлым грунтам, которые оттаивают раз в несколько лет, добавляются сезонномерзлые грунты. Сезонномерзлые грунты распространены практически везде, где температура воздуха имеет отрицательный характер в зимнее время. Глубина сезонного промерзания таких грунтов зависит от климатических особенностей района, состава пород, мощности снегового покрова и от других факторов. Промерзают они по-разному – от нескольких метров (0,3-0,6 м) до 2-6 м, а при наступлении летнего времени года растаивают полностью.

Границы распространения ММГ и сезонномерзлых грунтов в мире представлены на рисунке 3.

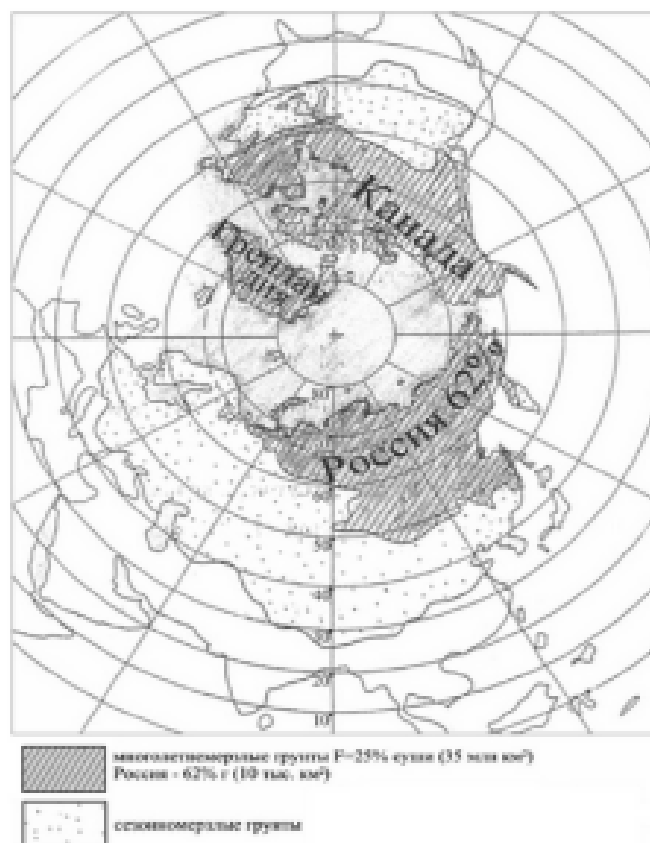


Рисунок 2 – Границы районов распространения мерзлых грунтов

Глубина залегания многолетнемерзлых грунтов в северных районах достигает 500 м, а в направлении на юг толщина слоя грунта уменьшается и падает до 10-50 м.

1.4 Требования к строительству магистрального трубопровода в условиях Крайнего Севера

Проектирование трубопроводов, предназначенных для прокладки в районах вечномёрзлых грунтов, следует осуществлять в соответствии с требованиями СП 25.13330.2012 [9]. Для трассы трубопровода должны

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

выбираться наиболее благоприятные в мерзлотном и инженерно-геологическом отношении участки.

Принцип использования вечномерзлых грунтов в качестве основания трубопровода должен приниматься в соответствии с требованиями СП 25.13330.2012 [9] в зависимости от способа прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, инженерно-геокриологических условий и возможности изменения свойств грунтов основания. Сооружение трубопроводов, прокладываемых на многолетнемерзлых грунтах, должно осуществляться в основном в зимнее время с использованием грунтов в качестве оснований в соответствии с СП 25.13330.2012 [9] по I принципу.

Принцип I – вечномерзлые грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружения.

В летний период при потере несущей способности деятельного слоя грунта и его использования в соответствии со СП 25.13330.2012 [9] по II принципу выполнение линейных трассовых работ допускается только с применением специальных технологий и техники, обоснованных технико-экономическим расчетом и отвечающих требованиям охраны окружающей среды.

Принцип II – вечномерзлые грунты основания используются в оттаянном или оттаивающем состоянии (с их предварительным оттаиванием на расчетную глубину до начала возведения сооружения или с допущением их оттаивания в период эксплуатации сооружения).

Принцип I следует применять, если грунты основания можно сохранить в мерзлом состоянии при экономически целесообразных затратах на мероприятия, обеспечивающие сохранение такого состояния. На участках с твердомерзлыми грунтами, а также при повышенной сейсмичности района следует принимать, как правило, использование вечномерзлых грунтов по принципу I.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Принцип II следует применять при наличии в основании скальных или других малосжимаемых грунтов, деформация которых при оттаивании не превышают предельно допустимых значений для проектируемого сооружения, при несплошном распространении вечномёрзлых грунтов, а также в тех случаях, когда по техническим и конструктивным особенностям сооружения и инженерно-геокриологическим условиям участка при сохранении мерзлого состояния грунтов основания не обеспечивается требуемый уровень надежности строительства [9].

Трассу магистральных трубопроводов выбирают на основе материалов инженерно-геологических изысканий с учетом мерзлотно-грунтовых условий. Трубы стремятся прокладывать по сухим участкам в обход территорий с высокольдистыми грунтами, подземными льдами, наледями, буграми пучения, оползням.

При прокладке трубопровода в песчаных и глинистых грунтах трубу покрывают битумным лаком и укладывают непосредственно на дно траншеи. В скальных и крупнообломочных грунтах под трубой устраивают подсыпку из песчаных грунтов толщиной 10 см, трубу укладывают на подсыпку и засыпают тем же грунтом на высоту 20 см, от верха трубы. В пучинистых грунтах обратная засыпка траншеи осуществляется привозным непучинистым материалом.

1.5 Технологические условия работы нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов

Освоение северных районов Российской Федерации и транспортировка углеводородных материалов по трубопроводам началась относительно недавно, а борьба со сложными природно-климатическими условиями велась практически постоянно. Строительство на участках с неустойчивыми грунтами зданий и сооружений привнесло огромный опыт инженерам-строителям магистральных трубопроводов. Множество технологий для

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

обеспечения устойчивости зданий перенеслись и на трубопроводный транспорт.

В отличие от конструкций домов, трубопроводы, а именно нефтепроводы, проложенные подземным способом, напрямую контактируют с мёрзлым грунтом. Нефтепроводы, оказывают влияние на грунт ровно такое же, как и грунт оказывает влияние на нефтепроводы. И оценка этого влияния необходима для работы комплексов нефтепроводных систем.

Для обеспечения надежной эксплуатации подземных нефтепроводов в условиях Севера необходимо на стадии проектирования обеспечить согласованность конструктивных решений и технологических мероприятий

по транспортировке нефти с реальными условиями и факторами, влияющими на трубопроводы в процессе эксплуатации.

При этом один из основных факторов – взаимодействие нефтепровода с грунтами и оценка его устойчивости в эксплуатации. При сложившейся практике эксплуатации нефтепроводов в мерзлых грунтах возникают две основные задачи, обусловленные технологией транспорта нефти.

В первом случае нефть из надземного нефтепровода поступает в подземный участок, например в протяженные поймы рек.

Температура нефти в надземном участке, а, следовательно, и в стенке трубопровода определяется температурой наружного воздуха, т.е. в зимнее время, начиная с октября, температура надземного участка значительно ниже температуры окружающего грунта. Это создает градиент температур и дополнительные напряжения в нефтепроводе.

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

					Обзор литературы	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Для оценки несущей способности подземных нефтепроводов необходимо решить задачу теплового взаимодействия трубы и мерзлого грунта и на ее основе рассмотреть прочностную задачу, считая нагрузки заданными.

Как показывает практика эксплуатации нефтепроводов 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.

1.6 Оценка теплового влияния нефтепровода на грунт

Как было сказано ранее, нефтепровод, при контакте с мерзлым грунтом, приводит к его оттаиванию. Это происходит из-за разности температур и особенностей тепломассообмена на границе «труба-грунт».

Температура перекачиваемой нефти всегда положительна, иначе возрастает ее вязкость, и транспортировка усложняется. Это наносит существенные затраты перекачивающим компаниям. Поэтому чтобы избежать или уменьшить влияние нефтепровода на грунт необходимо прогнозировать эти процессы при проектировании.

Строительство и работу нефтепровода, прокладываемого на мерзлом грунте, необходимо выполнять по одному из критериев, который характеризует мерзлый грунт прежде всего как основание под строительство:

					Обзор литературы	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

I критерий– с сохранением грунта в основании трубопровода в естественном мерзлом состоянии;

II критерий– с допущением оттаивания грунта в основании трубопровода. Первый критерий является очень затратным, и инженеры чаще пользуются принципом мерзлых грунтов с допущением оттаивания в процессе эксплуатации нефтепровода, т.е. использование по II критерию. При этом обязательно учитывают способ прокладки нефтепровода, основной режим его эксплуатации, исследования специалистов по прогнозированию состояния грунта и самое главное–самих свойств грунта.

Все требования обязательно должны соответствовать нормам экологической безопасности. Так как грунт находится в мерзлом состоянии преимущественно в период осенне-зимний, то укладка нефтепровода в траншею осуществляется именно в это время, так как в период его оттаивания проезд техники становится невозможным. Следовательно, положение трубы в мерзлом грунте считается начальным состоянием нефтепровода, а напряженно-деформированное состояние трубы необходимо отслеживать с учетом свойств грунта, в который заглублен нефтепровод. 5

Для того чтобы адекватно определять величину оттаявшего грунтового массива вокруг нефтепровода, необходимо сначала знать на какую глубину грунт промерзает. Величина промерзания может зависеть от некоторых природных факторов и факторов человеческой деятельности. К природным факторам относится: сезонная температура окружающей среды, наличие или отсутствие снежного покрова. К человеческим факторам относится: наличие зданий и сооружений, движение транспорта и т.д.

Величина промерзания может быть различной на разных участках трассы нефтепровода, это зависит от варьирования диаметров и свойств

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

грунта. Промерзание грунта одна из основных причин такого процесса как морозное пучение.

В ходе работы было сказано, что морозное пучение процесс увеличения объёма и деформирования дисперсных грунтов при промерзании и образования выпуклых форм на их поверхности.

Изучение силового влияния морозного пучения грунтов на действующий трубопровод связано с промерзанием грунтов – сложным процессом, зависящим от тепломассообмена в мерзлом и талом грунте, характера фазового перехода и химических превращений, от возможного изменения напряженно-деформированного состояния грунтового массива (талого и мерзлого) с последующим структуроизменением.

Такая многофакторность процесса промерзания, зависимость его протекания от множества различных физических и химических параметров должна учитываться при адекватном математическом описании изучаемого явления.

Еще более сложным является изучение механизма промерзания грунтов при наличии теплового влияния со стороны заглубленного нефтепровода, что объясняется как «ухудшением» геометрии процесса, так и изменением температуры энергоносителя вдоль трассы.

Согласно [11], участки магистральных трубопроводов подразделяются (по температуре транспортируемого энергоносителя) следующим образом:

1. горячие (температура энергоносителя в любое время года положительная);
2. теплые (среднегодовая температура продукта положительная, в течение некоторого времени отрицательная);
3. холодные (среднегодовая температура энергоносителя отрицательная, в течении некоторого времени может быть положительной).

Нефтепроводы на всем протяжении относятся к первым, так как при низких температурах наблюдается значительное увеличение вязкости нефти, что требует больших энергозатрат при ее перекачке. В общем случае, магистральный трубопровод при определенных условиях может иметь все три вида указанных участков.

Тепловое влияние заглубленных нефтепроводов на динамику сезонного промерзания грунтов определяется сочетанием среднегодовой, максимальной и минимальной температур транспортируемого продукта. Как уже отмечалось выше, формирование температурного поля промерзающего грунта определяется сезонным понижением температуры наружного воздуха и тепловым воздействием трубопровода. Промерзание грунта начинается в холодный период, для которого текущая среднемесячная температура воздуха является отрицательной.

В соответствии с динамикой промерзания грунта вокруг трубопровода его различные (достаточно малые) участки могут быть классифицированы следующим образом[3]:

- Участки 1-го вида - для трубопровода этих участков характерно наличие талого грунта (в любой момент времени) как вокруг трубопровода, так и на любой глубине под ним.
- Участки 2-го вида - трубопровод всегда окружен талым грунтом, однако в наиболее холодный период времени появляется мерзлый грунт под трубопроводом, который затем переходит в талое состояние при увеличении температуры наружного воздуха.
- Участки 3-го вида - в некоторый момент времени происходит полное промерзание грунта вокруг трубопровода, которое сохраняется длительное время.

2 Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ

2.1 Последствия эксплуатации подземных трубопроводов на многолетнемерзлые грунты

Подземная прокладка «горячего» нефтепровода на участках распространения ММГ приводит к формированию вокруг нефтепровода мощных ореолов оттаивания с образованием протяженных таликовых зон вдоль трубы, их обводнению и активному развитию эрозионных и суффозионных процессов:

- оттаивание мерзлых льдистых пород будет сопровождаться их осадкой, а при значительной осадке – и просадкой поверхности;
- в грунте обратной засыпки над трубой будет формироваться маломощный слой сезонномерзлых пород; его полное оттаивание закончится к концу мая – началу июня, когда оттаивание пород сезонно-мерзлого и сезонно-талого слоев на окружающей территории только начинается, и снеговые воды могут разгружаться через талые породы в траншее;
- при оттаивании маломощных мерзлых пород на полную мощность возможно повышение уровня грунтовых вод и подтопление траншеи.

При тепловом режиме, вызывающем оттаивание мерзлоты, поведение грунта существенно изменится, так как скачкообразно изменятся значения теплофизических и механических характеристик. Эти изменения вызывают деформации грунтов как за счет таяния порового льда, так и за счет уплотнения оттаявшего грунта под воздействием давления от собственного веса и внешней нагрузки. Появление и увеличение вблизи трубопровода областей неравномерно оттаивающих грунтов может привести к возникновению неоднородных перемещений трубопровода.

					<i>Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Матвеев Д.Д.			<i>Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ</i>	Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.					Листов
Консульт.							32
Проверила		Шадрина А.В.					124
						ТПУ, ИШПР Группа 2БМ72	

Оттаивание грунтов в основании трубопровода приводит к дополнительным и зачастую опасным деформациям. В связи с этим возникает задача оценки величины осадки при оттаивании мерзлого грунта, скорости и глубины оттаивания. При этом необходимо учитывать влияние температуры на теплофизические и физико-механические характеристики протаивающего грунта.

Процесс протекания осадки грунта при оттаивании не заканчивается в момент прекращения оттаивания, а продолжает развиваться во времени. У некоторых видов грунтов (водонасыщенные, глинистые) процесс стабилизации осадки может составлять от нескольких десятков до сотен лет. Только у песков осадки заканчиваются по окончании строительства.

Результаты многочисленных исследований показывают, что режим консолидации при оттаивании грунтов зависит от их тепловых, компрессионных свойств, граничных условий нагрева и дренажа, а также от приложенной нагрузки. Отмечается, что суммарная осадка при оттаивании складывается из трех составляющих:

- осадка за счет уменьшения объема льда при таянии (скачка плотностей порового заполнителя);
- осадка под действием собственного веса и приложенной нагрузки;
- осадка за счет оттока поровой воды под действием избыточного порового давления.

2.2 Выбор способа прокладки нефтепровода

Основным критерием при выборе способа прокладки трубопровода является безопасность и надежность в эксплуатационный период,

обеспеченная устойчивостью грунтов по трассе трубопровода при длительной эксплуатации. Опыт эксплуатации подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты показывает, что одним из основных факторов, резко снижающих эксплуатационную надежность этих инженерных сооружений, является тепловое воздействие нефтепроводов на многолетнемерзлые грунты.

При подземной прокладке будет происходить обводнение грунтов при растеплении мерзлых пород, стенки траншеи будут оплывать, а сам нефтепровод будет погружаться в пластичные грунты основания, что может привести к его деформации. Это обстоятельство заставляет решать вопрос в пользу выбора надземной прокладки.

При подземной прокладке выторфовка по трассе сильно изменяет микрорельеф, поверхностный и приповерхностный сток. В условиях обширных обводненных площадей водосбора по трассе это приведет к обводнению поверхности над траншеей и грунтов обратной засыпки. На склонах логов, склонах долин ручьев и рек это приведет к образованию сосредоточенного стока вдоль траншеи, что может привести к изменению высотных отметок трубопровода.

Если на трассе встречаются мелкие озера, болота, мелкие водотоки, то траншея для подземной прокладки нефтепровода (даже при ее качественной засыпке) сильно изменит гидрологическую обстановку. Поверхностные воды будут разгружаться в траншею, так как невозможно избежать изменений микрорельефа и обеспечить водонепроницаемость техногенных грунтов (грунтов обратной засыпки). Будет происходить разгрузка в траншею значительного количества воды, а при отсутствии стока над траншеей и в полосе отвода будут образовываться «ленты» водоемов. На склонах долин рек и ручьев будет образовываться сосредоточенный сток и будут развиваться эрозионные процессы.

Учитывая все условия лучшим способом прокладки нефтепровода принят надземный способ, который обеспечивает минимальное нарушение

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

инженерно-геокриологических условий и в целом снижает вероятность возникновения и развития опасных экзогенных процессов. На участках с ММГ подземная прокладка нефтепровода применяется в исключительных случаях, когда надземный вариант прокладки исключен в силу неизбежных объективных причин. Каждый такой участок требует тщательных расчетов и анализа для выработки технических решений, предотвращающих развитие негативных геокриологических процессов, опасных для устойчивости нефтепровода.

Так, подземная прокладка может применяться на участках пересечений с коммуникациями или при переходах рек и озер, участках оленьих пропусков. Возможно прохождение участков островного распространения мерзлых грунтов протяженностью до 300 м.

С целью исключения указанных выше негативных воздействий от подземной прокладки нефтепровода должны быть предусмотрены следующие решения:

- применение труб с заводской тепловой изоляцией;
- замена высокольдистого грунта в основании траншеи;
- применение дополнительного теплоизоляционного экрана;

2.3 Установка специальных опор

Опоры – один из самых ответственных частей деталей трубопроводных систем. На них ложится основное усилие от трубопровода, которое затем передается грунту или несущим конструкциям.

Важную роль играет строение опор. Конструкции должны проектироваться таким образом, чтобы минимизировать трудоемкость монтажа опор на трассе строительства в условиях Крайнего Севера.

Для того чтобы основы трубопровода подстраивались под изменение состояния грунта и самого трубопровода — а они значительны, если учесть огромный перепад температур, свойственный для северных районов страны, необходимо использовать опоры разной конструкции, одни из них

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист 35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

совершенно неподвижные, другие могут перемещаться в одной плоскости, а некоторые — во всех плоскостях.

Неподвижные опоры должны жестко удерживать трубу и не допускать ее перемещения. Такие опоры воспринимают вертикальные нагрузки от веса трубопровода и среды, горизонтальные (осевые) нагрузки от тепловых деформаций трубопровода, а также нагрузки от гидравлических ударов, вибрации и пульсации. Устанавливаются неподвижные опоры на трассе через каждые 500 м.



Рисунок 3 – неподвижная опора

Конструкция неподвижной опоры представляет собой единую сварную конструкцию, воспринимающую нагрузки от нефтепровода и передающую их через ростверк на свайный фундамент. Она состоит из катушки с приваренной к ней обечайкой. Катушка через регулируемые стойки приваривается к ростверку. Ростверк приваривается к опорным узлам, которые привариваются к сваям фундамента.

Между неподвижными опорами трубу поддерживают продольно и свободноподвижные опоры. Они позволяют нефтепроводу, в зависимости от давления и температуры расширения, двигаться в горизонтальном, осевом и поперечном направлениях.

Продольно-подвижная опора применяется для обеспечения возможности продольных (вдоль оси трубопровода) перемещений трубопровода, вызванных температурными деформациями, внутренним давлением рабочей среды в трубопроводе и т.д. Продольно-подвижные опоры устанавливаются на прямолинейных участках (за исключением опор, примыкающих к компенсатору) до и после неподвижной опоры для ее разгрузки от боковых усилий и для обеспечения продольной устойчивости нефтепровода.

Свободноподвижные опоры помимо свободного перемещения трубопровода в горизонтальной плоскости, обеспечивает возможность наклона в направлении продольной оси трубопровода. На ростверке установлены боковые упоры на расстоянии, обеспечивающем продольное и поперечное перемещения трубопровода. [7]



Рисунок 4 – продольно-подвижные и свободноподвижные опоры

Использование разных видов надземных конструкций позволяет удерживать с обеспечением необходимой жесткости нефтепровод даже при падении двух опор. Создание нескольких опор позволяет обеспечить минимальную металлоемкость конструкций. Для неподвижных и подвижных опор следует применять хладостойкую сталь 09Г2С 14-й категории. Масса опор составляет от 2 до 4,9.

Плавное скольжение опор с трубопроводом при температурных деформациях обеспечивается установкой на подошве опоры антифрикционных высокопрочных прокладок из полимерных материалов (типа фторопласт). На опорном столе ростверка установлен лист из нержавеющей стали.

Для предотвращения коррозии трубопровода и обеспечения безопасной эксплуатации в течение 50 лет на опоре установлены узлы электроизоляции с применением полимерных влагостойких электроизоляционных материалов.

Опоры – один из самых ответственных частей деталей трубопроводных систем. На них ложится основное усилие от трубопровода, которое затем передается грунту или несущим конструкциям.

Важную роль играет строение опор. Конструкции должны проектироваться таким образом, чтобы минимизировать трудоемкость монтажа опор на трассе строительства в условиях Крайнего Севера.

Для того чтобы основы трубопровода подстраивались под изменение состояния грунта и самого трубопровода — а они значительны, если учесть огромный перепад температур, свойственный для северных районов страны, необходимо использовать опоры разной конструкции, одни из них совершенно неподвижные, другие могут перемещаться в одной плоскости, а некоторые — во всех плоскостях.

Неподвижные опоры должны жестко удерживать трубу и не допускать ее перемещения. Такие опоры воспринимают вертикальные нагрузки от веса трубопровода и среды, горизонтальные (осевые) нагрузки от тепловых деформаций трубопровода, а также нагрузки от гидравлических ударов, вибрации и пульсации. Устанавливаются неподвижные опоры на трассе через каждые 500 м

Конструкция неподвижной опоры представляет собой единую сварную конструкцию, воспринимающую нагрузки от нефтепровода и передающую их через ростверк на свайный фундамент. Она состоит из катушки с приваренной к ней обечайкой. Катушка через регулируемые стойки

					<i>Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

приваривается к ростверку. Ростверк приваривается к опорным узлам, которые привариваются к сваям фундамента.

Между неподвижными опорами трубу поддерживают продольно и свободноподвижные опоры. Они позволяют нефтепроводу, в зависимости от давления и температуры расширения, двигаться в горизонтальном, осевом и поперечном направлениях.

Продольно-подвижная опора применяется для обеспечения возможности продольных (вдоль оси трубопровода) перемещений трубопровода, вызванных температурными деформациями, внутренним давлением рабочей среды в трубопроводе и т.д. Продольно-подвижные опоры устанавливаются на прямолинейных участках (за исключением опор, примыкающих к компенсатору) до и после неподвижной опоры для ее разгрузки от боковых усилий и для обеспечения продольной устойчивости нефтепровода.

Свободноподвижные опоры помимо свободного перемещения трубопровода в горизонтальной плоскости, обеспечивает возможность наклона в направлении продольной оси трубопровода. На ростверке установлены боковые упоры на расстоянии, обеспечивающем продольное и поперечное перемещения трубопровода.

Использование разных видов надземных конструкций позволяет удерживать с обеспечением необходимой жесткости нефтепровод даже при падении двух опор. Создание нескольких опор позволяет обеспечить минимальную металлоемкость конструкций. Для неподвижных и подвижных опор следует применять хладостойкую сталь 09Г2С 14-й категории. Масса опор составляет от 2 до 4,9.

Плавное скольжение опор с трубопроводом при температурных деформациях обеспечивается установкой на подошве опоры антифрикционных высокопрочных прокладок из полимерных материалов (типа фторопласт).

					<i>Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.3.1 Расчет нагрузок и воздействий, возникающих в трубопроводе

При расчете трубопроводов следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Все нагрузки и воздействия на магистральный нефтепровод подразделяются на постоянные и временные, которые, в свою очередь, подразделяются на длительные, кратковременные и особые.

К постоянным нагрузкам и воздействиям относят те, которые действуют в течение всего срока строительства и эксплуатации трубопровода:

1. *Собственный вес трубопровода*, учитываемый в расчетах как вес единицы длины трубопровода:

$$q_{mp} = n\gamma_{ст} \cdot \frac{\pi}{4}(D_H^2 - D_{BH}^2),$$

$$q_{mp} = 1,1 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,02^2 - 0,992^2) = 3818,7 \text{ Н/м};$$

где: n – коэффициент надёжности по нагрузке ($n = 1,1$); D_H , D_{BH} – наружный и внутренний диаметр трубопровода, м; $\gamma_{ст}$ – удельный вес стали ($\gamma_{ст} = 78500 \text{ Н/м}^3$). [17]

2. *Вес изоляционного покрытия* и различных устройств, которые могут быть на трубопроводе. Для надземных трубопроводов ориентировочно можно принимать равным 10% от собственного веса трубы. Точнее вес изоляционного покрытия определяют по формуле:

$$q_{из} = n \cdot \gamma_{из} \cdot \frac{\pi}{4}(D_{из}^2 - D_H^2),$$

$$q_{из} = 1,1 \cdot 600 \cdot 0,785(1,12^2 - 1,02^2) = 110,8 \text{ Н/м};$$

где: n – коэффициент надёжности по нагрузке ($n=1,1$); $\gamma_{из}$ – удельный вес материала изоляции, для пенополиуретана $\gamma_{из} = 600 \text{ Н/м}^3$; $D_{из}$ и D_H – соответственно диаметр изолированного трубопровода и его наружный диаметр, м.

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К длительным временным нагрузкам относятся следующие:

1. *Внутреннее давление*, которое устанавливается проектом. Внутреннее давление создаёт в стенках трубопровода кольцевые и продольные напряжения. Кольцевые напряжения определяют по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta} = 285,2 \text{ МПа};$$

Продольные напряжения в стенке трубы от внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}} = \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta} = 85,6 \text{ МПа};$$

где: μ – коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона).

2. *Вес перекачиваемого продукта* на единицу длины трубопровода определяют по формуле:

$$q_{\text{пр}} = 10^{-4} \rho_{\text{н}} g \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4};$$

$$q_{\text{пр}} = 10^{-4} \cdot 8750 \cdot 9,81 \left(\frac{3,14 \cdot 0,992^2}{4} \right) = 0,66;$$

где: $\rho_{\text{н}}$ - плотность транспортируемой нефти или нефтепродукта, Н/м³;
 g - ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

3. *Температурные воздействия*, которые вызывают продольные деформации трубопровода:

$$\varepsilon_t = \alpha \Delta t = 0,006;$$

где: α – коэффициент линейного расширения, 1/°С; Δt – расчетный перепад температуры, обычно принимаемый для надземных трубопроводов равным $\pm 50 \text{ }^\circ\text{С}$.

При отсутствии продольных деформаций в трубопроводе возникают продольные растягивающие напряжения:

$$\sigma_{\text{прт}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t = 123,6 \text{ МПа};$$

где: E – модуль упругости, МПа.

К кратковременным нагрузкам и воздействиям на трубопровод относят следующие:

1. *Снеговая нагрузка*, приходящаяся на единицу длины трубопровода:

$$q_{\text{сн}} = n \cdot \mu \cdot S_0 \cdot D_{\text{из}} = 1,4 \cdot 0,4 \cdot 150 \cdot 1,12 = 94,1 \text{ Н/м}^2;$$

где: n – коэффициент надежности по нагрузке ($n=1,4$); μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на трубопровод ($\mu=0,4$); S_0 – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли (принимается в зависимости от снегового района РФ).

2. *Нагрузка от обледенения* надземного трубопровода, приходящаяся на единицу длины трубопровода.

$$q_{\text{лед}} = 0,17 n \delta_{\text{лед}} D_{\text{из}}, \text{ Н/м};$$

где: $\delta_{\text{лед}}$ – толщина слоя льда, принимается в соответствии с картой климатических районов гололедности, м.

$$q_{\text{лед}} = 0,17 \cdot 1,3 \cdot 0,02 \cdot 1,12 = 4,95 \text{ Н/м};$$

3. *Ветровая нагрузка* на единицу длины трубопровода, перпендикулярная его осевой вертикальной плоскости:

$$q_{\text{в}} = n \cdot w_0 \cdot k \cdot c \cdot D_{\text{из}}, \text{ Н/м};$$

где: $n = 1,2$; w_0 – нормативное значение ветрового давления Н/м^2 , определяемый по таблице 4; k – коэффициент учитывающий изменение ветрового давления по высоте и тип местности; c – аэродинамический коэффициент, $c = 0,5$.

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Таблица 1 – Значения ветрового давления по районам РФ

Ветровые районы РФ	I	II	III	IV	V	VI	VII
w_0 , кПа (кгс/м ²)	0,23 (23)	0,30 (30)	0,38 (38)	0,48 (48)	0,60 (60)	0,73 (73)	0,85 (85)

ХМАО относится к V ветровому району РФ, $w_0 = 0,6$ кПа.

$$q_v = 1,2 \cdot 600 \cdot 0,75 \cdot 0,5 \cdot 1,12 = 302,4 \text{ Н/м.}$$

2.3.2 Расчет устойчивости свайных опор надземного трубопровода

При надземной схеме трубопровод укладывается на свайные опоры, заглубляемые в мерзлый грунт. В этом случае взаимодействия трубопровода с грунтом, как механическое, так и тепловое, полностью исключены. Трубопровод является лишь нагрузкой на сваи, и расчет его устойчивости на мерзлом грунте сводится по существу к расчету устойчивости свай, к которым приложены вертикальные и горизонтальные нагрузки.

Вертикальные нагрузки образуются весом трубопровода, продукта, снега и гололеда. Горизонтальные – давлением ветра. Целью расчета является проверка устойчивости фундамента на действие вертикальных и горизонтальных нагрузок и сил пучения.

Вертикальная нагрузка на 1 м трубопровода Н/м, определяется по формуле:

$$q_v = q_{тр} + q_{из} + 0,95q_{пр} + 0,9(q_{сн} + q_{лед});$$

$$q_v = 3818,7 + 110,8 + 0,95 \cdot 6,6 + 0,9(9,41 + 4,95) = 4024,9 \text{ Н/м.}$$

Проверка устойчивости свайного фундамента на действие вертикальной нагрузки заключается в контроле выполнения предельного условия:

$$F_v \leq \frac{F_{и}}{\gamma_n}$$

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

где: F_B – вертикальная нагрузка на одну сваю, Н; F_H – несущая способность сваи, Н; γ_H – коэффициент надежности по грунту равный 1,4.

$$F_B \leq \frac{q_B L}{n};$$

$$F_B = \frac{4024,9 \cdot 18}{2} = 36224,1 \text{ Н};$$

где: n – число свай в опоре, L – расстояние между опорами трубопровода, м.

$$F_u = RA_{\Pi} + R_a u_{\Pi} (1 - l_p);$$

где: A_{Π} – площадь поперечного сечения сваи, м^2 ; u_{Π} – периметр сваи, м; l – глубина погружения сваи в грунт, м; l_p – длина изгибаемого участка сваи, расположенного в многолетнемерзлом грунте, м; R – расчетное давление на мерзлый грунт, определяемое по таблице, в зависимости от расчетной

температуры T_c , Па; R_a – расчетное сопротивление мерзлого грунта сдвигу по поверхности смерзания, определяемое по таблице, в зависимости от расчетной температуры T_e , Па.

$$l_p = d_{co} + 1,5d_p;$$

$$l_p = 0,7 + 1,5 \cdot 0,426 = 1,42 \text{ м};$$

где: d_{co} – мощность слоя сезонного оттаивания, м; d_p – наибольший линейный размер поперечного сечения сваи, м.

$$\left. \begin{aligned} T_c &= (T_0 - T_{H3})\alpha_z + T_{H3} \\ T_e &= (T_0 - T_{H3})\alpha_e + T_{H3} \end{aligned} \right\}$$

где: T_0 – температура ММГ на глубине нулевых годовых теплооборотов, $^{\circ}\text{C}$; T_{H3} – температура начала замерзания грунта, $^{\circ}\text{C}$; α_z , α_e – безразмерные коэффициенты, определяемые по таблице 5 в зависимости от величины:

$$\mu = (1 - l_p) \sqrt{\frac{c_f}{\lambda_f}};$$

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$\mu = (8 - 1,42) \sqrt{\frac{638}{1,3}} = 145,8 ;$$

где: $c_f = 638 \text{ Втч}/(\text{м}^3\text{°C})$ – объемная теплоемкость ММГ, $\lambda_f = 1,3 \text{ Вт}/(\text{м} \text{°C})$ – коэффициент теплопроводности ММГ.

Таблица 2 – Значения коэффициентов α_z, α_e

μ	0,0	25	50	75	100	125	150	175	250	300
α_z	0,0	0,34	0,67	0,85	0,95	1,01	1,03	1,03	1,01	1,00
α_e	0,0	0,21	0,38	0,51	0,61	0,68	0,74	0,78	0,85	0,86

Принимаем коэффициент $\mu = 150$, и соответственно получаем значения

$$\alpha_z = 1,03, \alpha_e = 0,74.$$

$$T_c = (-1,65 + 0,9) \cdot 1,03 - 0,9 = -1,7 \text{ °C};$$

$$T_e = (-1,65 + 0,9) \cdot 0,74 - 0,9 = -1,5 \text{ °C}.$$

Значения R и R_a принимаем в зависимости от расчетных температур T_c, T_e согласно таблицам, $R = 0,75 \text{ МПа}$, $R_a = 0,13 \text{ МПа}$.

$$F_n = 750000 \cdot 1,4 + 130000 \cdot 1,34(9 - 1,42) = 1425 \text{ кН};$$

$$36,22 \text{ кН} \leq \frac{1425}{1,4} \text{ кН};$$

$$36,22 \text{ кН} \leq 1017,8 \text{ кН}.$$

Предельное условие устойчивости свайного фундамента на действие вертикальной нагрузки выполняется.

Теперь рассмотрим проверку устойчивости свайного фундамента на действие горизонтальной нагрузки. Расчет заключается в определении напряжения в грунте от изгиба сваи и его сопоставлении с прочностью грунта на сдвиг. Предельное условие имеет вид:

$$\sigma_z \leq \frac{4}{\cos \varphi} (g \cdot \rho_{\text{гр}} \cdot z \cdot \operatorname{tg} \varphi + 0,3c);$$

где: σ_z – напряжение в грунте в критической точке z , Па; $\rho_{\text{г}}$, φ , c – соответственно плотность, кг/м³, угол внутреннего трения, рад, сцепление талого грунта слоя сезонного оттаивания, Па.

$$z = d_{\text{сo}}/3 = 0,7/3 = 0,23 \text{ м};$$

$$\sigma_z = k_b z \left(U_p A_1 - \frac{\psi_0}{\alpha_\varepsilon} B_1 + \frac{M_0}{\alpha_\varepsilon^2 E_b I_p} C_1 + \frac{H_0}{\alpha_\varepsilon^3 E_b I_p} D_1 \right);$$

где: k_b – коэффициент постели, Н/м³; E_b – модуль упругости материала сваи, Па; I_p – экваториальный момент сечения сваи, м⁴; A_1 , B_1 , C_1 , D_1 – безразмерные параметры, определяемые по данным таблицы.

$$k_b = 0,523 \frac{E}{D_{\text{BH}}} = 0,523 \cdot 11,76 = 6,1 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^3;$$

где: E – модуль деформации талого грунта, равный 12 МПа.

$$\alpha_\varepsilon = \sqrt[5]{\frac{k_b(1,5d_p+0,5)}{3E_p I_p}};$$

$$\alpha_\varepsilon = \sqrt[5]{\frac{6,1 \cdot 10^6 (1,5 \cdot 0,426 + 0,5)}{3 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0016}} = 0,35;$$

Для определения коэффициентов A_0 , B_0 , C_0 по таблице, находим приведенную длину изгибаемого участка сваи, по формуле:

$$l_p = l_p \alpha_\varepsilon = 1,42 \cdot 0,35 = 0,6 \text{ м};$$

Таблица 3 – Значения параметров A_0 , B_0 , C_0

Приведенная длина изгибаемого участка сваи $l_p = l_p \alpha_\varepsilon$	A_0	B_0	C_0
0,6	0,072	0,180	0,600
1,0	0,329	0,494	0,992
1,4	1,049	0,918	1,342
1,8	1,532	1,321	1,581
2,5	2,290	1,565	1,680

Принимаем для $\bar{l}_p = 0,6$ м, коэффициенты $A_0 = 0,072$; $B_0 = 0,180$; $C_0 = 0,6$.

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_{HH} &= \frac{1}{\alpha_2^\varepsilon E_b I_p} A_0 = \frac{1}{0,35^3 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0016} \cdot 0,072 = 0,5 \cdot 10^{-8} \\ \varepsilon_{MH} &= \frac{1}{\alpha_2^\varepsilon E_b I_p} B_0 = \frac{1}{0,35^3 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0016} \cdot 0,18 = 0,5 \cdot 10^{-8} \\ \varepsilon_{MM} &= \frac{1}{\alpha_2^\varepsilon E_b I_p} C_0 = \frac{1}{0,35^3 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0016} \cdot 0,6 = 0,5 \cdot 10^{-8} \end{aligned} \right\}$$

Горизонтальная нагрузка на сваю определяется по формуле:

$$F_z = \frac{q_b L}{n} = \frac{302,4 \cdot 18}{2} = 2721,6 \text{ Н};$$

где: q_b – ветровая нагрузка на 1 м надземного трубопровода, Н/м; L – расстояние между опорами трубопровода, м; n – число свай в опоре.

$$M = - \frac{\varepsilon_{MH} + l_0 \varepsilon_{MM} + \frac{l_0^2}{2E_b I_p}}{\varepsilon_{MM} + \frac{l_0}{E_b I_p}} = \frac{0,5 \cdot 10^{-8} + 1,5 \cdot 0,5 \cdot 10^{-8} + \frac{1,5^2}{2 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0016}}{0,5 \cdot 10^{-8} + \frac{1,5^2}{2 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0016}} = -1,6$$

$$M_0 = M + F_r l_0 = -1,6 + 2721,6 \cdot 1,5 = 4080,8$$

$$U_0 = F_r \varepsilon_{MH} + M_0 \varepsilon_{MM} = 2721,6 \cdot 0,5 \cdot 10^{-8} + 4080,8 \cdot 0,5 \cdot 10^{-8} = 0,34 \cdot 10^{-4}$$

$$U_p = U_0 + U_0 l_0 + \frac{F_r l_0^3}{3E_b I_p} + \frac{M l_0^2}{2E_b I_p} = 0,94 \cdot 10^{-4}$$

Коэффициенты A₁, B₁, C₁, D₁ определяются по таблице в зависимости от приведенной глубины расположения критической точки.

$$\bar{z} = z \alpha_\varepsilon = 0,23 \cdot 0,35 = 0,08 \text{ м;}$$

Таблица 4 – Значения параметров A₁, B₁, C₁, D₁

Приведенные глубины расположения критической точки $\bar{z} = z \alpha_\varepsilon$	A ₁	B ₁	C ₁	D ₁
0,0	1,000	0,000	0,000	0,000
0,4	1,000	0,400	0,080	0,011
0,8	0,997	0,799	0,320	0,085
1,2	0,972	1,192	0,718	0,288

Принимаем для $\bar{z} = 0$, значения параметров A₁ = 1, B₁, C₁, D₁ = 0, тогда напряжение в грунте в критической точке Z будет определяться по формуле:

$$\sigma_z = k_b z (U_p A_1) = 6,1 \cdot 10^6 \cdot 0,23 \cdot 0,94 \cdot 10^{-4} = 131,9 \text{ Па;}$$

$$131,9 \leq \frac{4}{\cos \varphi} (g p z \operatorname{tg} \varphi + 0,3 c) = 30026,5$$

Предельное условие устойчивости свайного фундамента на действие горизонтальной нагрузки выполняется.

2.4 Применение труб с заводской тепловой изоляцией

Необходимость защиты трубопровода от внешних воздействий появилась еще с самого начала их эксплуатации. За 30 лет нахождения трубы в земле, с ней происходят огромные изменения. Коррозия, растрескивание, вмятины—все это далеко не весь перечень дефектов трубопровода, которые приводят к его остановке или авариям.

Решение применять изоляцию для защиты тела трубы от воздействий окружающей среды было очень оправданным. Эксплуатация нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов, еще раз подчеркнуло важность использования изоляции. Но на этот раз инженеры добились от нее куда еще более практичное применение.

Речь не просто об изоляции, а о теплоизоляции трубопровода.

Теплоизоляция трубопровода, по сути, та же изоляция, но ее отличительная особенность, способность не пропускать тепло от стенки трубы к грунту, подверженному оттаиванию. В отличие от обычной изоляции, теплоизоляция состоит из высокоэффективных материалов, обладающих теплоизоляционными свойствами.

Теплоизоляция нефтепроводов должна выполнять ряд функций: уменьшение плотности нефти до нормативных величин; стабилизация температуры нефти в трубопроводе; поддержание требуемой температуры на контакте изоляции и грунта; недопущение оттаивания многолетнемерзлого грунта вокруг нефтепровода; выполнение всех свойств что и обычная изоляция. Теплоизоляция нефтепроводов должна выполнять ряд функций:

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

уменьшение плотности нефти до нормативных величин; стабилизация температуры нефти в трубопроводе; выполнение всех свойств что и обычная изоляция. [8]

Помимо функций которые выполняет теплоизоляция, она должна отвечать и ряду требований, которые необходимы для защиты нефтепровода и грунта: температура продукта обязана быть обеспечена в соответствии с требованиями вязкости этого продукта; транспортировка нефти в зонах многолетнемерзлых грунтов должна нести минимум потерь тепла; в зонах более глубокого распространения многолетнемерзлого грунта, необходимо устанавливать пункты обогрева нефти; срок эксплуатации нефтепровода должен быть не меньше 25 лет.

Анализ теплоизоляционных материалов показал, что их применение на участках многолетнемерзлых грунтов является одним из оптимальных способов для термостабилизации грунта и защите нефтепровода от его воздействия.

Современные технологии сделали теплоизоляцию недорогим, качественным материалом. Применение его существенно снижает экономические затраты и время на проведения работ.

Применение заводской кольцевой теплоизоляции трубопроводов значительно снижает тепловую нагрузку на многолетнемерзлые грунты основания, уменьшая ореолы растепления и, как следствие, уменьшая осадку грунтов при оттаивании. При этом добавочные напряжения в стенке нефтепровода, вызванные просадками основания, минимальны. Это особенно важно, когда трасса нефтепровода проходит по сжимаемым при оттаивании глинистым грунтам. Уменьшение ореолов оттаивания влечет за собой уменьшение просадки грунтов на 30 см и более.

Для обеспечения строительства трубопроводной системы на территории ХМАО на ООО "НИИ ТНН" был разработан ряд технических решений, обеспечивающих надежность и долговечность эксплуатации

					<i>Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

трубопроводной системы в жестких климатических условиях. Для разработки технических решений специалистами ООО «НИИ ТНН» был изучен российский и зарубежный опыт строительства трубопроводов в условиях вечной мерзлоты. Были разработаны специальные технические требования СТТ-23.040.00-КТН-095-11. Трубы стальные электросварные в заводской теплоизоляции», учитывающие параметры окружающей среды, температуру транспортируемого продукта, нагрузки при транспортировке и монтаже трубопровода и другие параметры. Кроме того, было учтено, что в связи с упомянутыми жесткими климатическими условиями необходимо максимальное количество работ по теплоизоляции проводить в заводских условиях, так как сборка теплоизоляционных конструкций на трассе крайне сложна.

Трубы с теплоизоляцией из заливочного пенополиуретана широко применяются в нашей стране с 1980-х гг. в основном для строительства теплосетей. Заливочный пенополиуретан образует монолитный теплоизоляционный слой по всей длине трубы, что обеспечивает прочность конструкции и позволяет исключить теплопотери, возникающие при использовании сегментных и рулонных теплоизоляционных материалов.

Для обеспечения надежности работы нефтепровода в теплоизоляции был проведен подробный анализ каждого элемента конструкции с предъявлением к нему дополнительных повышенных требований по сравнению с требованиями к теплоизоляции теплосетей.

В качестве теплоизоляции была определена следующая конструкция трубы:

- труба стальная;
- антикоррозионное покрытие;
- теплоизоляционное покрытие из заливочного пенополиуретана;
- защитная оболочка.

Применение заводской кольцевой теплоизоляции трубопроводов значительно снижает тепловую нагрузку на многолетнемерзлые грунты основания, уменьшая ореолы растепления и, как следствие, уменьшая осадку грунтов при оттаивании.



Рисунок 4 – Труба с теплоизоляционным пенополиуретановым покрытием для подземной прокладки

Таблица 5 – Свойства пенополиуретана

Толщина	100 мм
Плотность	50 кг/м ²
Теплоемкость	1470 Дж/кгК
Теплопроводность	0,3 Вт/мК

Толщина ППУ слоя зависит от диаметра самой трубы и местности, где планируется прокладывать трубопровод, для диаметра нефтепровода 1020 мм и в условиях Крайнего Севера, она применяется 100 мм. Внутри пенополиуретана проходит сигнальный кабель СОДК, который позволяет с

помощью специальных приборов обнаружить участки, нуждающиеся в ремонте, еще до наступления аварии.

Полиуретановая теплоизоляция обладает следующими достоинствами:

- легкость по весу;
- высокая прочность;
- износостойкость;
- поддается любым способам обработки;
- стойкость к гниению;
- возможность «работы» в грунте;
- хорошо держит тепло.

2.4.1 Антикоррозионное покрытие

Критерием для выбора покрытий является то, что они должны обеспечивать надежную антикоррозионную защиту трубопровода даже в случае повреждения теплоизоляции.

Требования к антикоррозионным покрытиям труб в теплоизоляции разработаны на основе действующих НД: ОТТ-25.220.01-КТН-212-10 «Заводское полиэтиленовое покрытие труб» и ОТТ25.220.01-КТН-213-10 «Заводское эпоксидное покрытие труб».

В качестве антикоррозионного покрытия труб подземной прокладки используется заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие, которое ранее широко применялось на объектах ОАО «АК «Транснефть» для строительства нефтепроводов без теплоизоляции. Покрытие обеспечивает надежную долгосрочную защиту от подземной коррозии и механических повреждений. В качестве антикоррозионного покрытия труб надземной прокладки используется заводское однослойное порошковое эпоксидное покрытие, которое обеспечивает защиту от атмосферной коррозии.

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

2.4.2 Теплоизоляционное покрытие из заливочного пенополиуретана

Теплоизоляционный слой выполняется из жесткого заливочного пенополиуретана (ППУ), который обладает рядом преимуществ по сравнению с другими теплоизоляционными материалами.

1. Коэффициент теплопроводности ППУ составляет 0,024 – 0,035 Вт/м·К, что является одним из самых низких показателей в ряду теплоизоляционных материалов: минеральная вата 0,035 – 0,04 Вт/м·К, пенокаучук 0,038 – 0,04 Вт/м·К, пеностекло 0,04 – 0,05 Вт/м·К.

2. Для обеспечения жесткости теплоизоляционной конструкции установлены повышенные требования к прочности на сжатие. Для обеспечения возможности крепления полухомутов непосредственно на оболочку при монтаже труб на опорах задана минимальная прочность ППУ на сжатие равная 0,6 МПа, по сравнению с нормативным значением 0,3 МПа по ГОСТ Р 52246. Использование ППУ повышенной прочности также позволяет транспортировать и хранить трубы в теплоизоляции в условиях, близких к условиям работы с трубами без теплоизоляции.

3. Теплоизоляционное покрытие изготавливают в заводских условиях методом заливки жидких компонентов пенополиуретана на специальном оборудовании. Номинальная толщина слоя ППУ была определена по результатам теплотехнических расчетов, а также с учетом технологических возможностей заливки и составляет

- 75 мм для подземной прокладки в талых грунтах;
- 100 мм для надземной прокладки и для подземной прокладки в многолетнемерзлых грунтах (переходы под дорогами и оленьими тропами).

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист 54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4.3 Защитная оболочка

В качестве защитной оболочки труб надземной прокладки используется спирально-замковая труба из оцинкованной стали. Оболочка должна обеспечивать долговременную эксплуатацию трубопровода, так как ремонт в трассовых условиях крайне затруднителен.

Для обоснования срока службы оцинкованной оболочки в условиях атмосферной коррозии был проведен расчет скорости коррозии оцинкованной стали. По результатам расчета было определено, что для обеспечения среднего срока службы оболочки 35 лет в условиях промышленной атмосферы необходимо использовать сталь толщиной 1,5 мм с цинковым покрытием толщиной не менее 27 мкм.

Оболочка должна обеспечивать герметичность конструкции при заливке ППУ. Протечки ППУ через замки оболочки не допускаются. Данное требование является более жестким, чем требования, предъявляемые к теплоизолированным трубам для теплосетей, где допускаются протечки через замок или использование изначально негерметичной конструкции. В качестве защитной оболочки труб подземной прокладки используется спирально-замковая труба из стали толщиной 1,5 мм с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием – металлополимерная оболочка.

Анализ российского и зарубежного опыта показал, что традиционно для строительства теплосетей подземной прокладки используется оболочка из полиэтилена высокой плотности низкого давления (ПЭНД). Однако полиэтилен марки ПЭНД не обладает морозостойкостью, поэтому все работы с теплоизолированными трубами в ПЭНД-оболочке можно проводить при температуре выше минус 20 °С. С учетом этого для труб подземной прокладки была выбрана конструктивно более сложная металлополимерная

оболочка, которая обеспечивает надежность теплоизоляционной конструкции в жестких климатических условиях: температура производства СМР до минус 40 °С, температура транспортирования, хранения и эксплуатации до минус 60 °С. К замку (фальцу) спиральнозамковой оболочки также предъявляются специальные требования.

Предприятия-изготовители выпускают теплоизолированные трубы в оболочке с фальцами различной формы, однако для строительства нефтепровода на территории ХМАО была выбрана оболочка с внутренним одинарным лежащим фальцем. Применение спирально-замковой трубы с внутренним фальцем обусловлено необходимостью исключить:

- конденсацию влаги в местах соприкосновения оболочки и ложементы опоры (в случае наружного фальца его толщина составляет 4,5 мм);
- раскрытие замкового соединения при механическом продольном воздействии на оболочку во время транспортировки и СМР;
- возникновение пустот при нанесении полиэтиленового покрытия на оболочку.

2.5 Термостабилизация многолетнемерзлых грунтов

С целью обеспечения безопасности на объектах трубопроводного транспорта, а именно на линейной части магистрального нефтепровода, проложенного на участках с многолетнемерзлыми грунтами, эксплуатирующие компании используют мелиорацию грунта. Это понятие включает в себя комплекс мероприятий, связанный с изменением состава, свойств, и других факторов для сохранения грунта в стабильном состоянии.

Методы воздействия на грунт подразделяются на две большие категории: активные (передача грунту холода или тепла); пассивные (влияют через вторичные параметры).

Согласно [17], существует три группы средств воздействия на грунт:

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист 56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Первая группа средств воздействует непосредственно на теплообмен между грунтом и окружающим воздухом и включает в себя ряд способов: навесы; посадка растительности; защита пленками и т.д.

2. Эта группа воздействует на изменение теплообмена в самом грунте. Способы воздействия разнообразны: осушение, полная замена грунта и т.д.

3. Третья группа влияет на температуру грунта при помощи передачи тепла или холода от естественного или искусственного источника. Естественные способы: каналы вентиляции, проветривание, обводнение. Искусственные же методы более распространённые: пар, хладагенты, химические смеси. [10]

Сохранение состояния грунта при эксплуатации нефтепроводов на участках ММГ, основная задача инженеров. Недопущение оттаивания исключает возникновение аварий на действующем нефтепроводе. Опыт отечественного строительства в районах распространения мерзлых грунтов, безусловно, полезен при сооружении и эксплуатации трубопроводов. Средства, которые использовали конструкторы для укрепления грунта под фундаментом сооружений, с успехом используется и в трубопроводном транспорте. Один из таких методов термостабилизация грунта.

Сезонно-действующие охлаждающие устройства (СОУ) предназначены для поддержания грунта в мерзлом состоянии, что обеспечивает устойчивость зданий, сооружений на сваях, а также сохраняет замерзший грунт вокруг опор ЛЭП и трубопроводов, вдоль насыпей железнодорожных путей и автомобильных магистралей. [11]

Для термостабилизации используются различного типа СОУ. Они классифицируются по следующему принципу: принцип работы; вид хладагента; расположение в пространстве; металл, из которого изготовлен корпус, по конструкции.

На данный момент существует множество видов термостабилизаторов грунта (ТСГ), но основные конструктивные элементы у них практически одинаковы. ТСГ состоят из конденсатора, запорно-заправочного узла;

					<i>Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

испарителя, транспортной зоны. Длина термостабилизатора 16 м, а диаметр корпуса 25...60 мм, зона замерзания грунта вокруг ТСГ при среднезимней температуре -15°C составляет 1,5 м. Работать термостабилизатор начинает при температуре воздуха -5°C .

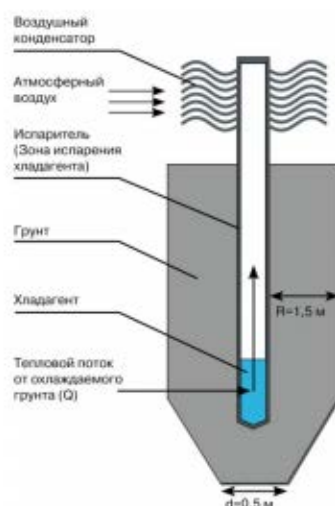


Рисунок 5 - Стандартная схема термостабилизатора грунта (ТСГ)

Несмотря на важность работы, которую выполняют термостабилизаторы, принцип ее очень прост, а самое главное термостабилизаторы не требуют никакого вида энергозатрат. Принципиальная схема термостабилизатора и его работа показана на рисунке 11.



Рисунок 6 - Схема работы термостабилизатора [12]

Работа термостабилизатора грунта (ТСГ) заключается в следующем, нужно отметить, что для всех термостабилизаторов он одинаков. Хладагент в термостабилизаторе при низких температурах воздуха конденсируется в ребристом радиаторе-конденсаторе, затем естественным путем стекает в нижнюю, испарительную часть ТСГ, где отбирает теплоту грунта, охлаждаемого ниже температуры замерзания, и одновременно испаряясь, попадает в верхнюю часть ТСГ.

В зимнее время конвекционная циркуляция теплоносителя (в простейшем варианте это керосин) в жидкостных устройствах и паров пропана в парожидкостных термостабилизаторах обеспечивает охлаждение грунтов основания. С наступлением летнего периода, как только температура верхнего, находящегося на наружном воздухе, конуса (конденсатора) устройства становится выше температуры теплоносителя, циркуляция прекращается и процесс приостанавливается с частичным инерционным оттаиванием верхнего слоя грунта до следующего похолодания.

Современные термостабилизаторы грунта используют наиболее эффективные по термодинамическим свойствам хладоносители (теплоносители) – сжиженные аммиак или диоксид углерода.

Особенностью использования ТСГ для нефтепровода, проложенного надземным способом в том, что они устанавливаются непосредственно в сваи опор нефтепровода.

Термостабилизатор помещают в полугерметичную гильзу, в которую заливают нужное количество низковязкого теплоносителя типа ХНТ-НВ в качестве буферного теплообменного агента. Он позволяет повысить интегральное значение теплоотдачи от грунта и коэффициент теплопередачи ТСГ, а также выравнивает теплоотдачу по всей площади теплообмена как со стороны испарителя, так и от грунта через гильзу. В целом это существенно повышает эффективность работы ТСГ. Сама гильза, выполненная с использованием оцинкования, имеет надежную антикоррозионную защиту и срок службы до 50 лет.

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Термостабилизация один из основных методов поддержания грунта в состоянии сопротивляться изменению состояния грунтов. Она используется практически повсеместно, где нефтепровод взаимодействует с многолетнемерзлыми грунтами. Это очень дешевое и эффективное средство. И еще один плюс их использования - термостабилизаторы выпускаются на заводах России, что обеспечивает их своевременную доставку к месту работ и ускоряет процесс строительства или эксплуатации.

2.5.1 Сравнительный анализ работы термостабилизаторов

Весьма перспективным может стать установка термостабилизаторов не в строго вертикальном, а в наклонном положении.

В рамках рассматриваемых исследований были рассмотрены прогнозные расчеты температурного режима грунтовых оснований для проведения сравнительного анализа работы вертикальных и наклонных (с углом наклона 15° от вертикали) термостабилизаторов ТК 32 / 10. М5–03 (производства НПО «Фундаментстройаркос»). При проведении расчетов был учтен ряд условий. Так, предполагается использование грунтов основания по I принципу строительства в криолитозоне, то есть с сохранением их мерзлого состояния в процессе строительства и в течение всего заданного периода эксплуатации объекта. Кроме того, допуск по осадкам грунта составляет не более 0,25 м на 50 м грунтового основания. Для более объективного отражения влияния начавшегося потепления климата в Северном полушарии, в рассматриваемых прогнозных расчетах к нормативной температуре наружного воздуха добавлялось два градуса.

Среднегодовая температура воздуха здесь составляет минус $7,8^\circ\text{C}$. Среднемесячная температура самого холодного месяца (января) составляет минус $26,4^\circ\text{C}$, самого теплого (июля) — плюс $15,4^\circ\text{C}$. Среднегодовая скорость ветра — $4,2\text{ м / с}$, в течение года она колебалась от $3,4$ (март) до $5,0$ (май-июнь) м / с . Максимальная за год средняя декадная высота снежного покрова по постоянной рейке достигает $0,68\text{ м}$ (третья декада марта).

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист 60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Прогнозные расчеты температурного режима грунтов основания исследуемого объекта выполнены в программе «Frost3D Universal», Эта программа разработана для решения пространственной задачи прогноза температурного режима влагонасыщенных грунтов вблизи строительных

сооружений с замораживающими элементами при воздействии сезонных колебаний температуры воздуха.

Таблица 6 – Свойства грунта

Наименование показателя	Суглинок
<i>Суммарная влажность</i>	$W_{tot} = 0,28$
<i>Плотность грунта в сухом состоянии</i>	$P_d = 1,29$
<i>Степень засоленности</i>	$D_{sal} = 0,01$
<i>Температура начала замерзания</i>	$T = -2$
<i>Суммарная льдистость</i>	$I = 0,3$

Для оценки работы вертикальных и наклонных термостабилизаторов выбраны расчетные области размерами соответственно 50,0 x 49,0 x 30,0 м. и 50,0 x 49,2 x 30,0 м. (по осям x, y, z соответственно). На их верхней границе были заданы граничные условия третьего рода с учетом снежного покрова, на боковых границах — граничные условия второго рода при тепловом потоке равном нулю, а на нижней границе принята постоянная температура грунта, равная минус 0,24 °С. Нефтепровод моделируется условиями теплообмена третьего рода посредством задания температуры продукта и коэффициента теплоотдачи.

Прогнозные расчеты температурного режима грунтов основания нефтепровода проводились при следующих исходных данных:

- температура продукта в трубе равна плюс 47 °С;
- теплоизоляция трубы из пенополиуретана на данном пикете нефтепровода составляет 100 мм (коэффициент теплопроводности λ принят равным 0,03 Вт / (м* °С);
- вертикальные и наклонные термостабилизаторы имеют угол наклона от вертикали соответственно 0 и 15° и установлены вдоль трубы с шагом 3,5 м;
- учитывается работа термостабилизаторов с октября по май.

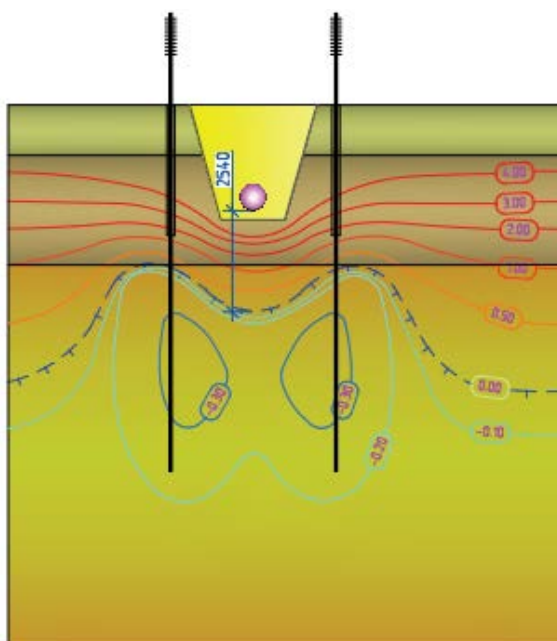


Рис.7 – Вертикальный термостабилизатор

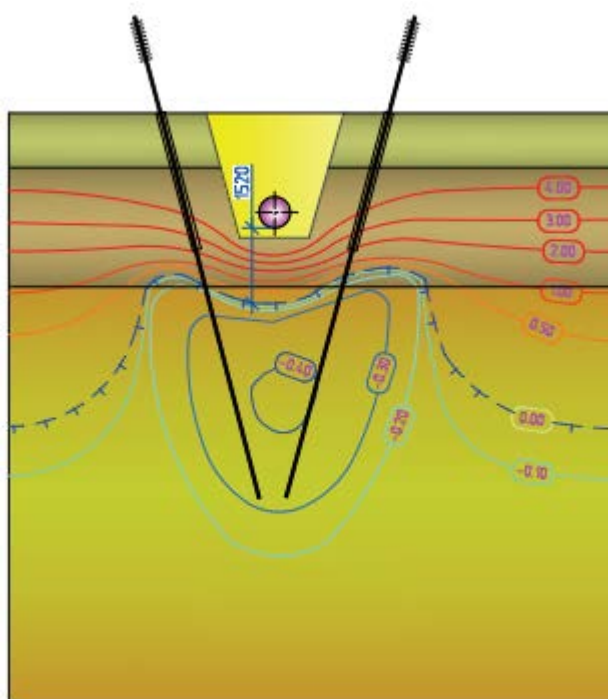


Рис. 8 – Наклонный термостабилизатор
Таблица 7 – Глубина оттаивания и величина осадки грунтов под нефтепроводом

Конец летнего периода	Глубина оттаивания грунтов от низа теплоизоляции трубы, м		Осадка грунта, м	
	Термостабилизатор		Термостабилизатор	
	Вертикальный	Наклонный	Вертикальный	Наклонный
<i>Первый год</i>	2,54	1,52	0,3	0,17
<i>Второй год</i>	1,58	1,07	0,07	0,02
<i>Третий год</i>	1,18	0,85	0,03	0,01

Сравнительный анализ работы вертикальных и наклонных термостабилизаторов по результатам прогнозных расчетов показал (табл. 4):
— оба варианта установки термостабилизаторов способствуют понижению температур грунтов основания;

- глубины и ореолы оттаивания ММГ и осадка оттаивающихся грунтов по годам у наклонных термостабилизаторов стабильно меньше, чем у варианта с вертикальным положением термостабилизаторов;
- в выполненном прогнозе суммарная осадка нефтепровода за три года при вертикальных термостабилизаторах превышает допустимые по заданию значения (0,4 м при допуске 0,25 м).

В случае использования такой установки термостабилизаторов для обеспечения требований по максимально допустимым осадкам потребуются уменьшение шага их расстановки вдоль трубопровода, что повлечет увеличение количества термостабилизаторов и, в свою очередь, соответственно увеличит сметную стоимость строительства.

Указанная суммарная осадка нефтепровода при наклонных термостабилизаторах не превышает обозначенного допуска. Таким образом, по динамике глубины и ореолов оттаивания ММГ и осадке оттаивающихся грунтов можно сделать вывод о более целесообразном использовании наклонных термостабилизаторов при термостабилизации мерзлых грунтов, вмещающих подземные нефтепроводы.

2.6 Исследование осадки нефтепровода на участках контакта с многолетнемерзлыми грунтами

Нефтепровод, проложенный на участках контакта с многолетнемерзлыми грунтами, как уже было сказано ранее, несет огромное воздействие на грунт. В частности, за счет растопляющего воздействия «горячей» трубы на холодный грунт происходит оттаивание массива под трубопроводом. Этот процесс несет огромную опасность для экологической обстановки в связи с возможным нарушением целостности системы, возникновений в трубе трещин, что приводит к утечкам нефти, остановкам перекачки.

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Результат оттаивания грунта под нефтепроводом или вокруг него называется ореол оттаивания. Именно в пределах ореола оттаивания снижается прочность мерзлого грунта, что приводит к его осадке, и следственно, осадке самого трубопровода.

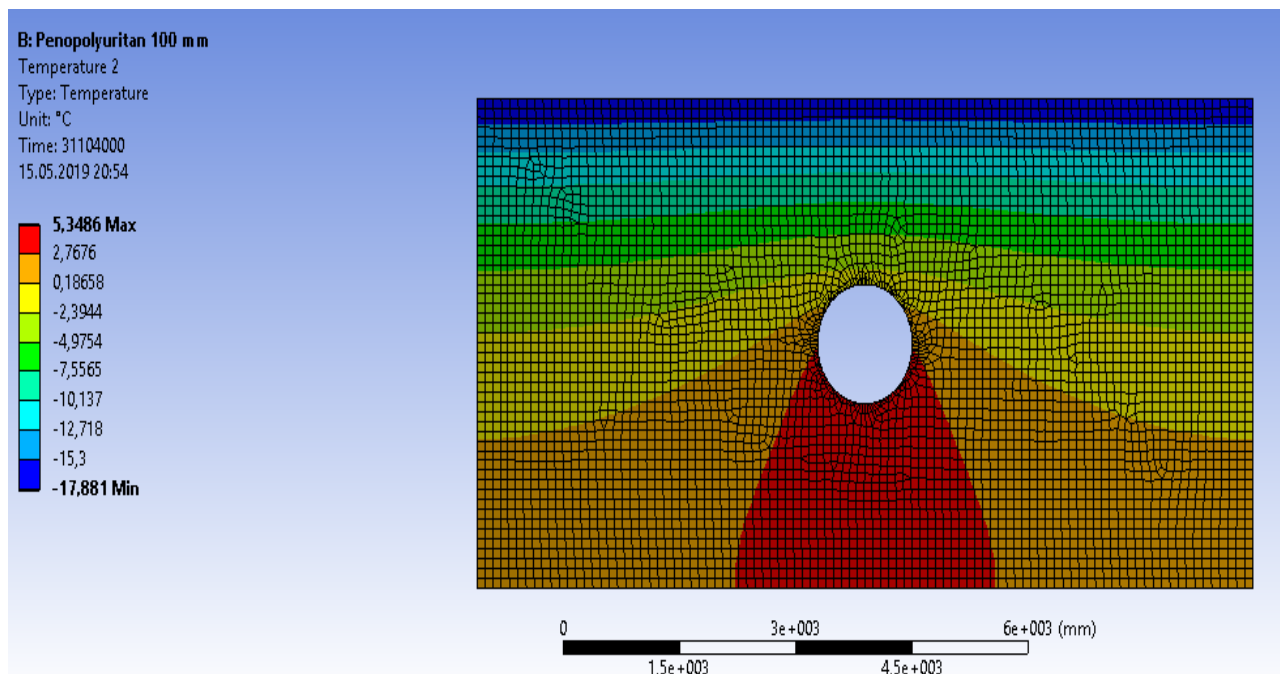


Рис. 9 – Температурное поле грунтов в основании нефтепровода на конец расчетного периода с применением теплоизоляции пенополиуретан (ореол оттаивания)

Понижение уровня трубопровода относительно горизонта может достигать достаточно больших величин. Границы ореола оттаивания всегда непостоянна, она колеблется и зависит от температуры грунта, температуры трубопровода и его диаметра. Именно эта непостоянность в оттаивании часто бывает основной причиной аварий, так как возникают прогибы, провисы и т.д.

Как отмечалось ранее, температура нефтепровода по длине трубы на одном и том же участке, прежде всего из-за передачи тепла в окружающий трубопровод грунт. Например, нефть в летний период поступает в трубопровод с перекачивающей станции с положительной температурой. Но на подходе к потребителю, либо на следующую перекачивающую станцию ее температура снижается, причем иногда в два раза.

В зимний же период процесс остывания происходит гораздо быстрее, что делает необходимо устанавливать дополнительные нагревательные пункты, чтобы вязкость нефти не опустилась до критической.

Процесс осадки слоя оттаявшего грунта очень сложный процесс, который можно разделить на два этапа:

1. Осадка оттаивания учитывает осадку основания, складывающуюся из изменения объема льда при переходе его в воду и изменения объема от некоторого закрытия макротрещин грунта при оттаивании. Величина осадки оттаивания зависит от физико-механических свойств грунта, характеризующихся величиной коэффициента оттаивания;

2. Осадку уплотнения слоя грунта. Осадка оттаивания учитывает осадку грунта от собственного веса и внешней нагрузки.

Величина осадки уплотнения зависит от физико-механических свойств грунта, характеризующихся величиной коэффициента относительного уплотнения (сжимаемости). Для того чтобы избежать последствий осадки нефтепровода из-за оттаивания грунта существует множество способов. Но, прежде чем бороться с оттаиванием необходимо спрогнозировать результат этого оттаивания. Именно этот результат и будет определяющим к действиям по борьбе с последствиями.

2.6 Применение природного газа для термостабилизации грунта

Одним из способов борьбы с оттаиванием многолетнемерзлого грунта от теплового воздействия нефтепровода является использование природного газа. Как известно, в России, очень актуально последнее время применение природного газа в различных областях промышленности и производства.

Кроме теплоизоляции и применения термостабилизаторов рассмотрим еще один способ. Суть его заключается в следующем. Снаружи нефтепровода, по которому ведется перекачка нефти с положительной

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист 66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

температурой, монтируется еще один трубопровод небольшого диаметра, по которому перекачивается природный газ с отрицательной температурой.

Труба с природным газом блокирует тепловое влияние нефтепровода и предотвращает оттаивание многолетнемерзлого грунта. Другой вариант использования этого метода заключается в поочередной перекачке продуктов трубопроводов (нефти и природного газа). Порции продуктов должны быть рассчитаны так, чтобы температура контакта в зоне «труба-грунт» не поднималась выше 0°C. До сих пор этот метод не нашел практического применения, так как он является экономически невыгодным по сравнению с описанными выше.

Возможно, новые технологии и современная наука в ближайшем времени сделает этот метод используемым на нефтепроводах Российской Федерации.

2.7 Балластировка трубопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов

Для обеспечения устойчивости положения трубопровода в траншее на проектных отметках производится его балластировка или закрепление.

Для этой цели используются конструкции, создающие давление на трубопровод (пригрузку), а также конструкции, использующие пассивное давление (отпор) грунта в основании траншеи.

В зависимости от конкретных условий участка трассы трубопровода, характеристик грунтов, уровня грунтовых вод и схемы прокладки трубопровода применяются следующие конструкции и способы балластировки и закрепления трубопроводов: – железобетонные утяжелители охватывающего типа УБО и клиновидные типа 1-УБКм; – анкерные устройства винтового, раскрывающего типа (ВАУ, АР), а также вмораживаемые; – минеральный грунт, в том числе с применением рулонных нетканых синтетических материалов (НСМ); – полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ); – групповой способ установки

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

железобетонных утяжелителей и анкерных устройств; – повышенное заглубление трубопровода.

Железобетонные утяжелители охватывающего типа УБО изготавливаются по ТУ 102-300-81. Утяжелители типа УБО состоят из двух железобетонных блоков, двух металлических, защищенных изоляционным покрытием, или мягких, изготовленных из долговечного синтетического материала, соединительных поясов. Железобетонные утяжелители клиновидного типа 1-УБКм изготавливаются по ТУ 102-421-86. Утяжелитель представляет собой седловидный железобетонный блок, поверхность которого, примыкающая к трубопроводу, образована двумя взаимно пересекающимися цилиндрическими поверхностями с радиусом больше, чем радиус трубы.

Полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ) с грунтовым заполнителем изготавливаются по ТУ 6-19-210-82 и представляют собой соединенные четырьмя силовыми лентами два контейнера из мягкого долговечного синтетического рулонного материала с металлическими распорными рамками. Ленты изготавливаются из синтетического материала. Между лентами вшиты вертикальные противоразмывные перегородки.

Для увеличения производительности труда и учета в балластировке массы грунта засыпки траншеи железобетонные утяжелители и ПКБУ устанавливают групповым способом. Балластировка трубопроводов грунтом производится путем увеличения глубины траншеи.

В зависимости от характеристик грунтов обратной засыпки и диаметра трубопровода достигается частичная или полная величина нормативной интенсивности балластировки. В качестве балластирующего устройства может применяться грунт, закрепленный добавками вяжущих компонентов по ТУ 38-101960-83 (тяжелые крекинг-остатки, битумы и т. д.). Балластировка трубопроводов закрепленным грунтом выполняется в виде перемычек совместно с железобетонными утяжелителями или анкерными устройствами.

					<i>Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Винтовые анкерные устройства типа ВАУ-1 изготавливают по ТУ 102-164-80 и рабочим чертежам ВНИИСТа. ВАУ-1 состоит из двух винтовых анкеров, двух анкерных тяг и силового пояса. Свайные анкерные устройства раскрывающегося типа АР-401 и АР401В изготавливаются по ТУ 102-318-82 и рабочим чертежам Тюменского филиала СКБ “Газстроймашина”. Анкерные устройства типа АР состоят из двух свайных анкеров и силового пояса. Свайный анкер состоит из тяги, выполненной из трубы диаметром 168 мм или металлической полосы, к которой шарнирно крепятся лопасти, расположенные попарно в два яруса.

Вмораживаемые анкерные устройства дискового и стержневого типов изготавливаются по ТУ 102-455-88 и рабочим чертежам ВНИИСТа, ССО Центртрубопроводстрой. Анкерное устройство дискового типа состоит из двух тяг с круглыми дисками, расположенными на определенном расстоянии друг от друга, двух ограничителей усилий и силового пояса.

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

Применяемые конструкции и способы балластировки и закрепления трубопроводов определяются проектной организацией и отражаются в проекте (рабочем проекте), исходя из следующих основных факторов: – характера и типа грунтов (их прочностных и деформационных характеристик); – глубины траншеи; – уровня грунтовых вод; – глубины и типа болот; – условий рельефа местности; – схемы прокладки; – методов и сезона производства строительно-монтажных работ; – экономической целесообразности.

Балластировку трубопроводов железобетонными утяжелителями типов УБО и УБК можно производить на болотах всех типов, независимо от их глубины, вечномерзлых грунтах, поймах рек. При этом экономически

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист 69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

целесообразно применять утяжелитель типа УБО в том случае, если имеется возможность использовать в качестве дополнительного балласта грунт засыпки траншеи. Закрепление трубопроводов винтовыми анкерными устройствами ВАУ-1 можно производить на болотах, глубина которых равна или меньше глубины траншеи, при этом до засыпки траншеи должно быть обеспечено проектное положение трубопровода.

Подстилающие болото грунты должны обеспечивать экономически целесообразную несущую способность винтовых анкеров. Также винтовые анкерные устройства следует применять для закрепления трубопроводов, прокладываемых на участках с прогнозируемым обводнением. Анкеры раскрывающегося типа АР-401 и АР-401В можно применять для закрепления трубопроводов, прокладываемых на болотах и обводняемых территориях, при этом верхние лопасти анкеров после их раскрытия должны находиться в минеральном грунте на глубине не менее 3 м.

Винтовые анкерные устройства преимущественно применяются на болотах, подстилаемых песчаными и супесчаными грунтами, а анкеры раскрывающегося типа АР - глинистыми и суглинистыми грунтами. Железобетонные утяжелители и анкерные устройства применяются для балластировки и закрепления подводных переходов шириной 50 м и менее и проектируемых с учетом продольной жесткости труб. При этом утяжелители или анкерные устройства устанавливаются на неразмываемых береговых участках.

Полимерно-контейнерные балластирующие устройства применяются для балластировки трубопроводов, прокладываемых на обводненных и с прогнозируемым обводнением участках трассы. При заполнении контейнеров привозным минеральным грунтом эти устройства допускается применять и на болотах глубиной не более глубины траншеи.

Балластировку трубопроводов закрепленными грунтами можно производить на участках обводненной и с прогнозируемым обводнением территории при условии отсутствия воды в траншее в процессе производства

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

Одним из условий надежной работы транспортных систем является обеспечение устойчивого положения подземного нефтепровода на проектных отметках. Установлено, что при использовании традиционных средств балластировки, например: утяжелители бетонные охватывающие (УБО), утяжелители бетонные клиновидные (УБК) и закрепления (винтовые и вмораживаемые анкеры), это условие часто невыполнимо.

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

Проблему устойчивости магистральных нефтепроводов необходимо решать не только на стадии производства, но и, как показывает практика, в периодах эксплуатации, когда проявляются участки с нарушением проектного положения. Разработка методов повышения устойчивости северных трубопроводов, включающая оценку работоспособности средств закрепления трубопроводов в сложных условиях и рекомендации по обеспечению их устойчивости, является актуальной как для строящихся, так

и для действующих систем магистральных трубопроводов и выполняется в соответствии с приоритетными направлениями развития науки и техники.

В северных районах страны трубопроводы на балластируемых участках на значительной протяженности находятся выше проектных отметок - оголены или всплыли со сбросом утяжелителей. Обследование трасс показывает, что первоначально всплывают балластируемые участки на углах поворота оси трубопровода в плане.

В период следующего паводка, когда уровень воды превышает отметку средней образующей всплывшего ранее участка трубопровода, последний, повторно всплывая, увлекает за собой прилегающие подземные участки трубопровода, в результате длина всплывшего участка увеличивается, как принято говорить, "растет".

Таким образом, в течение ряда лет трубопровод может всплыть (и всплывает) на протяжении всего обводненного участка. Основная причина - негативное влияние продольных (и, как следствие, поперечных) перемещений трубопроводов в грунте на работу системы трубопровод - утяжелители.

Как правило, в северных, да и в других районах работы по строительству трубопроводов на ММГ проводятся зимой, а ввод трубопровода в эксплуатацию - летом. В результате положительных приращений температуры (например, было минус 20°C, стало плюс 40°C, приращение 60°C) и давления (было 0, стало 7,5 МПа) в первый весеннелетний период трубопровод удлиняется.

При использовании УБК, монтируемых на трубопроводе диаметром 1420 мм с шагом в осях 1,5-2,5 м, защемленный в грунте засыпки утяжелитель не может переместиться вместе с трубопроводом в поперечном на правлении, сохраняя устойчивость и балластирующую способность. Снижение балластирующей способности утяжелителей в сочетании с уменьшением глубины заложения трубопровода в грунт в результате его возвратно-поступательных поперечных перемещений приводит к всплытию

					<i>Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
						72
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

трубопровода первоначально на участке угла поворота, что инициирует, как было отмечено, ежегодный рост длины всплывшего участка в период паводков.

При перемещениях трубопровода в продольном направлении утяжелители УБК, зафиксированные в грунте засыпки и потому не имеющие возможности перемещаться вместе с трубопроводом, несмотря на применение защитных подкладок повреждают изоляционное покрытие трубопровода, так как они имеют малую поверхность контакта с трубопроводом и, следовательно, большое удельное давление на изоляционное покрытие.

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

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

Во ВНИИСТе была поставлена задача: исследовать работу системы трубопровод диаметром 1420 мм - утяжелитель УБО при продольном перемещении трубопровода в грунте; выявить численную величину допустимых перемещений трубопровода с целью уточнения области применения утяжелителей УБО. Установлена предельная величина перемещений подземного трубопровода, равная 40 мм, при которой

					<i>Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ</i>	<i>Лист</i>
						73
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

допускается применение железобетонных утяжелителей. При использовании мягких соединительных поясов (из технической ткани) утяжелителей УБО эта величина составляет 50 мм.

Для грубого расчета протяженность участков (где допускается применение железобетонных утяжелителей) от границы болота для трубопровода диаметром 1420 мм, при оговоренных приращении температуры трубопровода и давления продукта, составляет: 40 м – при металлических соединительных поясах; 50 м – при мягких. На остальном протяжении балластируемого участка следует применять утяжелители, отвечающие двум принципиальным подходам.

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

2. Трубопровод должен свободно перемещаться под утяжелителем (седлового типа) или под соединительным поясом утяжелителя (охватывающего типа) без разрушения (повреждения) утяжелителя и (или) изоляционного покрытия трубопровода. Такие утяжелители могут (должны) иметь низкое удельное давление на поверхность трубопровода. К ним следует отнести (из известных): грунтозаполняемые полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ) и контейнер текстильный (КТ) с удельным давлением не более 0,02 МПа; способ балластировки грунтом с применением прослоек (ковров) из геотекстильного иглопробивного полотна. Исследования показали, что широко применяемые железобетонные утяжелители УБО и УБК не удовлетворяют ни одному из двух принципов, следовательно, их применение следует максимально ограничить.

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Метод балластировки с применением эластичных геотекстильных материалов (ГТМ) зарекомендовал себя с положительной стороны в условиях многолетнемерзлых пород (ММП). Длительная работоспособность ГТМ в грунтовых условиях объясняется их высокой стойкостью и достаточной эластичностью, допускающими без нарушения целостности материала значительные перемещения трубопровода и одновременно предотвращающими размывы грунта-балласта, размещенного в замкнутых полостях ковров из ГТМ.

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

Первое техническое решение касается более полного использования деформационных и прочностных показателей ковров ГТМ для повышения балластирующего эффекта грунта засыпки. Данное техническое решение целесообразно использовать при прокладке нефтепровода в ММГ, где траншея прямоугольного сечения выполнена с помощью роторного экскаватора. Применение данных конструкций способов балластировки на базе ГТМ позволит значительно снизить материальные и трудовые затраты при эксплуатации нефтепроводных систем в ММГ, обеспечивая надежность эксплуатации магистральных нефтепроводов в сложных условиях.

					Методы прокладки трубопровода в условиях ММГ	Лист 75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 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 «трубопровод – 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.

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. Для глинистых дисперсных грунтов, имеющих наиболее отрицательные температуры замерзания поровой воды, давление льда способно достигнуть величины порядка 2...8 Мпа.

					Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Матвеев Д.Д.			Расчеты и аналитика	Лит.		Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.						76	124	
Консульт.						ТПУ, ИШПР Группа 2БМ72				
Проверила		Шадрина А.В.								

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.

3.1 Напряженно-деформированное состояние трубопровода при морозном пучении грунта

Напряженно-деформированное состояние каждой несущей части магистрального нефтегазопровода определяется характеристиками действующих 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 напряжённо-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

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

в многолетнемерзлом грунте. Расчет напряженно-деформированного состояния участка подземного трубопровода производился в программном пакете ANSYS. В качестве исследуемого трубопровода, взят участок трубопровода со следующими исходными данными:

- номинальный диаметр (D_n)– 1020 мм;
- толщина стенки (δ)– 15 мм;
- внутреннее давление ($P_{раб}$) – 7 МПа;
- марка стали – 09Г2С;
- предел текучести стали 460 МПа;
- длина (L) – 50 м.

Независимыми параметрами являлись упругие характеристики материала: модуль Юнга и коэффициент Пуассона. В ходе определения напряженного состояния трубопровода 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 7). Значение прогиба будет наибольшим на расстоянии от края на 25 м (рисунок 8).

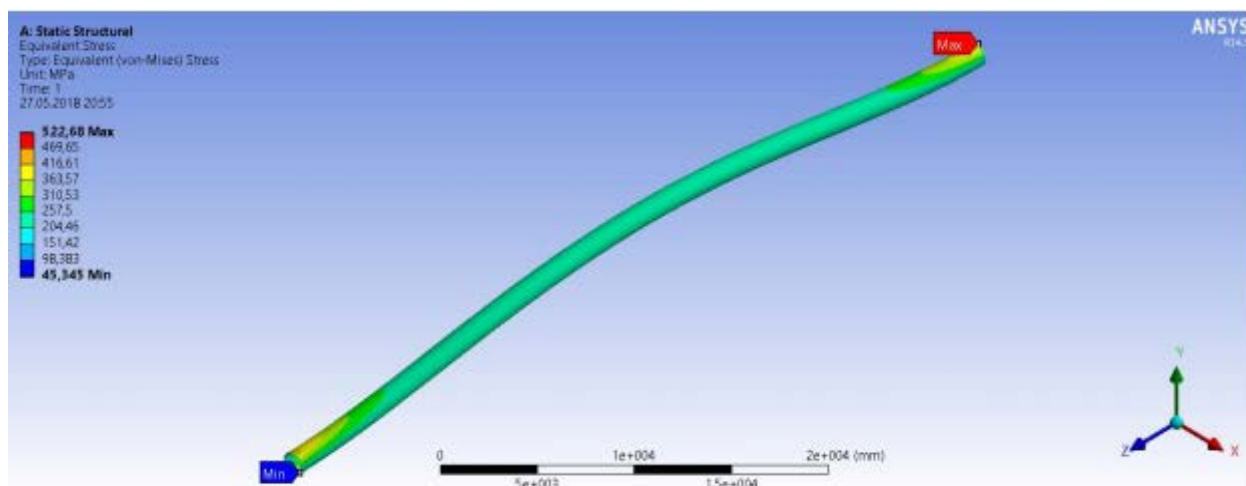


Рисунок 7– Напряжение по Мизесу

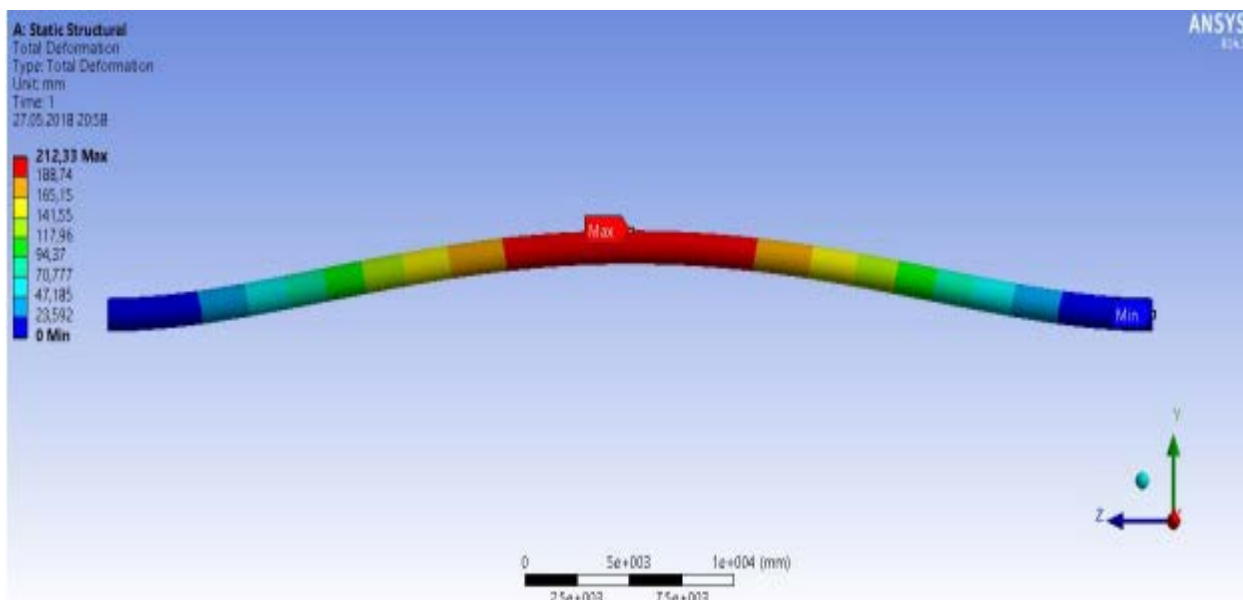


Рисунок 8 – Деформация по оси Y, возникающие при выпучивании участка трубопровода

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- изменение значения напряжений, которые возникают при морозном вспучивании грунта, превышают предел текучести стали 09Г2С.
- численные значения напряжений изменяются по длине трубопровода. 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 9, 10

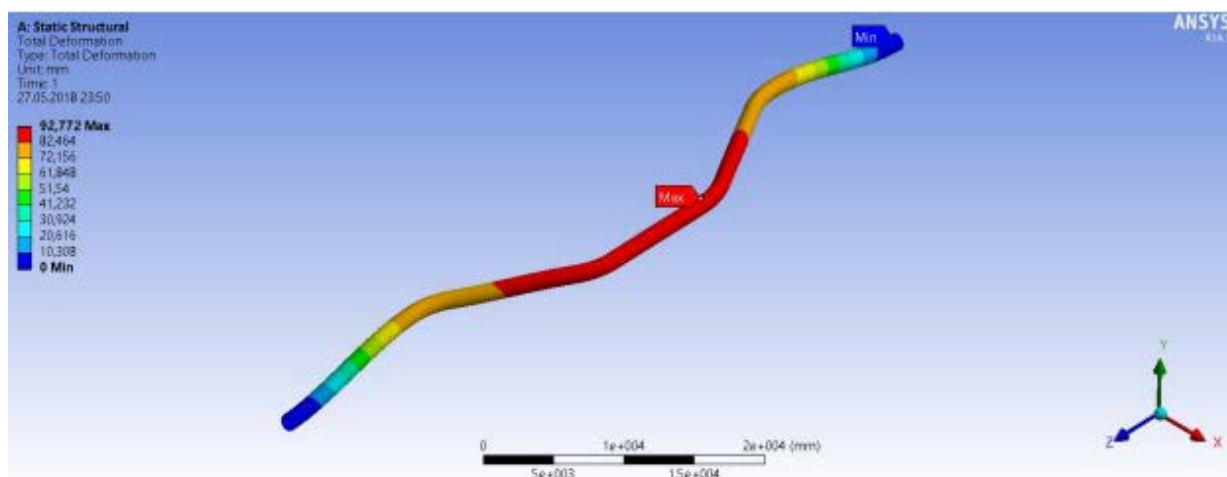


Рисунок 9 – Деформация по оси Y, возникающие при выпучивании участка трубопровода

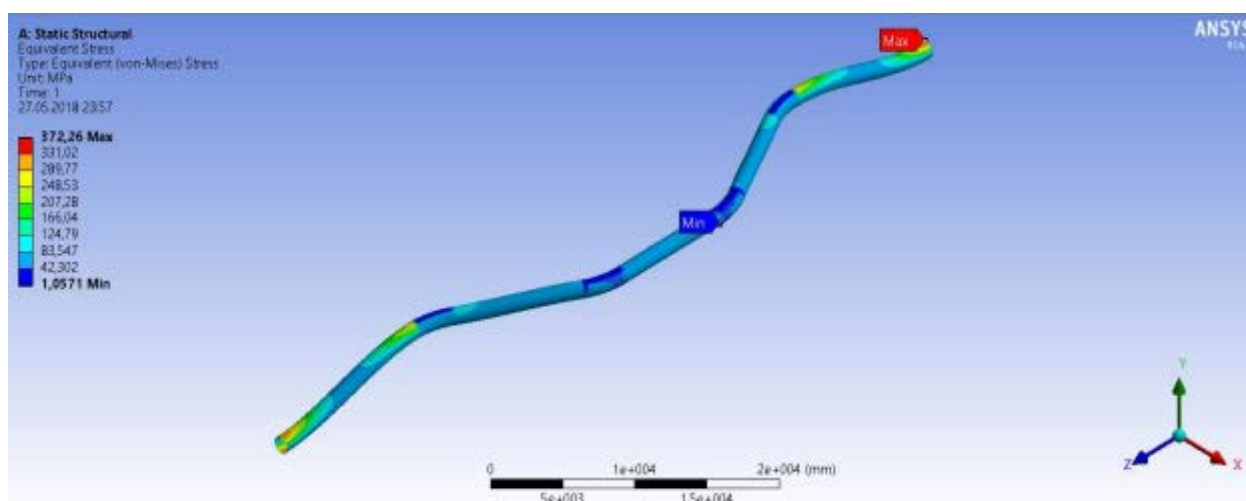


Рисунок 10 – Напряжение по Мизесу

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

4 Социальная ответственность

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

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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».

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

					<i>Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Матвеев Д.Д.			Социальная ответственность	Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.					Листов
Консульт.		Черемискина					81
Проверила		Шадрина А.В.				ТПУ, ИШПР Группа 2БМ72	
							124

сертификаты соответствия [1].

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

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

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

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Разработка ремонтного котлована осуществляется экскаваторами.

Длину котлована определяют по расчету:

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

$$L=10 \text{ м.}$$

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

Не менее 0,6 м должно быть расстояние от дна котлована до нижней образующей трубопровода. 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.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

4.2 Производственная безопасность

Таблица 8 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве трубопровода

Наименование видов работ	Факторы <i>ГОСТ 12.0.003-2015</i>		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Земляные работы; погрузочно-разгрузочные работы; очистные работы; сварочно-монтажные работы; работа с герметиком, композитным составом и растворителем; изоляционные работы.	1.Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 2.Повышенный уровень шума на рабочем месте. 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). 2.Электрический ток; 3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке. 4.Пожаровзрывобезопасность.	СанПиН 2.2.4.3359- 16; [1] ГОСТ 12.4.011-89;[2] ГОСТ 12.1.011-78;[5] ГОСТ 12.4.310-2016;[4] ГОСТ 12.4.137-2001;[6] ГОСТ 12.1.046-2014;[7] ГОСТ Р 50571.3-2009;[9] ГОСТ Р 12.1.019-2009;[3]

Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны

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

Профилактика перегрева и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

нормальным микроклиматом. Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

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

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

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

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

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

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

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать допустимую концентрацию газа в воздухе рабочей зоны, в трубопроводе при выполнении газоопасных работ – не более 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени [5].

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Работы по эксплуатации магистрально трубопровода 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;

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

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

4.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

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

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

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

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.

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

Все применяемые электроинструменты и электрооборудование должны быть заземлены.

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

Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

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

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.

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Пожаровзрывобезопасность

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

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

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

4.4 Экологическая безопасность

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

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Анализ влияния на окружающую среду

Воздействие на атмосферу

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

Таблица 9 – Предельно-допустимая концентрация в воздухе и классы опасности

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

В результате хранения и транспортировки углеводородов в воздух попадают вещества, которые негативно влияют на окружающую природную среду. Нефть и газ относятся к 4 классу опасности. Степень воздействия опасных отходов на окружающую природную среду низкая, однако экологическая система нарушается, на восстановление требуется не менее трех лет.

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 трубопровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

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

4.5 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 трубопровода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных трубопровода.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древеснокустарниковой 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 трубопровода.

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.

4.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При проведении строительных работ и работ по магистральному трубопроводу могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

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

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

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

Одной из наиболее частых аварий при работе с горючими газами и легковоспламеняющимися жидкостями являются взрывы. При взрыве выделяют зоны полных, сильных, средних и слабых разрушений, которые соответствуют величине избыточного давления ударной волны 50, 30, 20 и 10 кПа соответственно (рисунок 11).

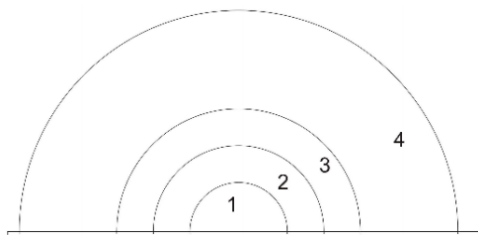


Рисунок 11 – Схема взрыва: 1 – зона полных разрушений; 2 – зона сильных разрушений; 3 – зона средних разрушений; 4 – зона слабых разрушений

Для обеспечения пожаровзрывобезопасности производств в Федеральном законе от 22.07.2008 N 123-ФЗ [8] был введен новый критерий

– ПДВК (предельно допустимая взрывобезопасная концентрация), обеспечивающий на каждом рабочем месте безопасность 10^{-6}

$$\text{ПДВК} = \frac{C_{\text{н}} t}{K''_{\text{б.э}}}$$

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

$C_{\text{н}}$ - нижний концентрационный предел воспламенения газа или пара в воздухе при атмосферном давлении и температуре 25°C, % об; t – температура пара или газа, °C.

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

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

Руководителем проведения работ определяются средства индивидуальной защиты для каждого из членов рабочего персонала (противогазы, спасательные пояса и т.д.). На него возлагается ответственность по обеспечению средствами пожаротушения (огнетушителем, ящиком с песком и лопатой, ведром с водой) места работ, а

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

также по назначению ответственного за непрерывный контроль параметров газовой среды, что отражается в виде подписи руководителя объекта в наряде-допуске.

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

При разрыве без возгорания опасность представляет взрывная волна и возможность возгорания (взрыва) потока газа в любой момент. Поэтому категорически запрещается приближаться к месту разрыва трубопровода до полного прекращения выхода газа ближе 500 метров.

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

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

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

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

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

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

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

При строительстве и производстве технологического обслуживания на промысловых трубопроводах 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 трубопровода производят экскаватором в соответствии с проектной документацией с соблюдением следующих условий безопасности:

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

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

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

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

Заключение

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

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

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

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Экономический расчёт установки теплоизоляции на нефтепровод

Для предотвращения влияния «горячего» нефтепровода на неустойчивый грунт и термостабилизации талого грунта на в

	ОАС				Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа:		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Транснефть» предусмотрены следующие способы:		
Разраб.		Матвейюк Д.Д.			дополнительную теплоизоляцию нефтепровода; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист
Рисовал		Шадрина А.В.					Листов
Консульт.		Романюк В.Б.					97
Проверила		Шадрина А.В.				ТПУ, ИШПР Группа 2БМ72	
							124

- термостабилизаторы грунта.

Одним из условий надежной работы нефтепровода в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов является сохранение проектного положения нефтепровода при сезонном оттаивании грунта, и недопущение этого оттаивания. Установлено, что при пренебрежении данными способами воздействия, опасность возникновения аварий и утечек, становится гораздо более существенна.

Технологии термостабилизации и теплоизоляции нефтепровода отлично зарекомендовали себя эксплуатации многих нефтепроводных систем, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов.

5.1.1 Затраты на проведение работ по монтажу теплоизоляционных труб

В состав работ по монтажу теплоизоляционных труб на трассе нефтепровода входят:

- земляные работы (создание траншеи под нефтепровод соответствующих размеров, наведение временных переправ;
- монтажно-сварочные работы (сварка секций труб в одну линию);
изоляционные работы (непосредственно нанесение защитного покрытия на трубу, нанесение теплоизоляции);
- испытательные работы (проверка качества сварки сварных стыков различными методами) [41].

Так трубы для нефтепровода могут быть с заводской теплоизоляцией, то этап изоляционных работ пропускается. Если же нет, то сначала наносится стандартная изоляция, затем теплоизоляция.

Прокладка труб производится с помощью специальных трубоукладчиков, а нанесение изоляции специальными машинами для изоляции. Земляные работы производятся одноковшовыми

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

экскаваторами с обратной лопатой типа Komatsu или Hitachi.

Эксплуатационные затраты на проведение монтажа теплоизолированных труб на участках многолетнемерзлых грунтов состоят из следующих элементов:

- затраты на материалы;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- прочие затраты [30].

5.1.2 Расчет стоимости материалов для проведения монтажа теплоизоляционных труб

Потребность технологического потока в основных строительных машинах, механизмах, оборудовании и транспорте определена в соответствии с проектными объемами основных строительно-монтажных работ, принятой технологии их выполнения, продолжительности строительства участка нефтепровода, вдольтрассовой дороги, количеством перевозимых грузов, техническими характеристиками применяемых машин и механизмов. Все строительные машины, механизмы и транспорт должны подвергаться периодическому (плановому) техосмотру или освидетельствованию. График движения основных строительных машин разработан на основании объемов работ, календарного плана производства работ.

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

1. сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;
2. запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;
3. топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

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

Расчет производился для участка контакта трубы с многолетнемерзлым грунтом длиной 66 метров. Длина одной секции трубы диаметром 1220мм – 11метор, следовательно на 66 метров необходимо 6 секций. Стоимость одной секции 43500 рублей. Расчет стоимости необходимых материалов производится по формуле:

$$S_{\text{мат}} = N_{\text{мат}} * C_{\text{ед}}, \quad (23)$$

где $S_{\text{мат}}$ – стоимость материала (руб.);

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

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

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

Расчет стоимости материалов на проведение монтажа теплоизоляционных труб для нефтепровода можно свести в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала	Норма расхода материала, нат.ед.	Цена за единицу руб/нат.ед.	Стоимость материалов,руб.
Труба D _y = 1220 мм, м	66	43500	261000

Сегменты теплоизоляции, м	66	2879	190014
Электроды сварочные, уп	5	870	4350
Изоляция наружная, м	66	2047	135102
Масло моторное, л	208	65,3	13582
Дизельное топливо, л	3500	27,6	96600
Бензин АИ-80, л	500	26,41	13205
ИТОГО:			715635

5.1.3 Расчет заработной платы

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др;
- начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.
- суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования [30].

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 11

Таблица 11 – Расчет заработной платы

Должность	Количество, чел.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Часовая тарифная ставка, руб.	Районный коэффициент, %	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист бульдозера	1	40	85	1,3	4420
Сварщик	2	60	78	1,3	9360
Машинист трубоукладчик	2	40	86	1,3	8944
Стропальщик	2	80	81	1,3	16848
Машинист самосвала	3	40	85	1,3	13260
Машинист экскаваторщик	2	40	94	1,3	9776
Линейный трубопроводчик	4	80	112	1,3	46592
ИТОГО:	17				109200

5.1.4 Расчет амортизационных отчислений

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

Расчёт амортизационных отчислений производится по формуле:

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

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

n – срок полезного использования объекта (в месяцах)

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Гарантийный срок эксплуатации (мес.)	Количес тво, шт.	Балансовая стоимость, млн. руб.		Сумма амортизации, руб.
			одного объекта, руб.	Всего, руб.	
Автомобиль-самосвал «Урал-55571»	120	2	5600	11320	93333
Трубоукладчик «KOMATSU D155»	180	2	8500	17000	94444
Экскаватор «Hitachi zx330»	180	2	4350	8700	48333
Бульдозер «Т-170»	120	1	2700	2700	22500
ИТОГО:		9			258610

5.1.5 Прочие затраты

В состав прочих затрат включаются:

- налоги, сборы, отчисления в социальные внебюджетные фонды в порядке, установленном законодательством

(земельный налог, экономические платежи, плата за недра и др.)

- платежи по обязательному и добровольному страхованию имущества, учитываемого в составе ОПФ;
- расходы по обслуживанию объектов жилищной и коммунальной сферы (жилой фонд, общежития, детские сады и лагеря, базы отдыха и др.)
- расходы по маркетингу (изучение рынков сбыта продукции, реклама, участие в выставках и т.п.);
- оплата услуг связи, банков, юридических и аудиторских фирм, сторожевой и пожарной охраны, авиационных услуг и др.;
- плата за аренду помещений (площадей) и основных производственных фондов (лизинг);
- уплата процентов за банковский кредит;
- затраты на гарантийный ремонт и обслуживание;
- командировочные расходы;
- расходы по подготовке и переподготовке кадров и др. [30].

Так как работы проводятся в условиях приравненным к крайнему северу, например, Александровский район, и при условии, что работники отработали в этих условиях не менее 3х лет, то появляется необходимость доплачивать рабочим северную надбавку, которая в этих условиях равна коэффициенту 1,3.

Расчет прочих затрат можно свести в таблицу 13.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Таблица 13 – Прочие затраты

Наименование документа	Должность	Сумма, руб.
Северная надбавка в размере 1,3 от зарплаты.	Машинист бульдозера	1326
	Машинист трубоукладчик	2683
	Стропальщик	5054,4
	Машинист самосвала	3978
	Машинист экскаваторщик	2932,8
	Линейный трубопроводчик	13977,6
	Сварщик	2808
	ИТОГО:	32759,8

5.1.6 Затраты на проведение работ по монтажу теплоизолированного трубопровода

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия, результаты в таблице 14.

Таблица 14 – Общие затраты

Состав затрат	Сумма затрат, тыс.руб.	Дополнительно
1. Материальные затраты	715635	
2. Затраты на оплату труда	109200	
3. Отчисления на социальные нужды	32,978,4	30,2% от ФОТ
4. Амортизационные отчисления	258610	
5. Прочие затраты	32759,8	
Итого основные расходы	1116205	
Накладные расходы (40% от основных)	446482	
Всего затраты на мероприятие	1562687	

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

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

Фонд оплаты труда состоит из:

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

5.2 Затраты на проведение работ по установке термостабилизаторов в многолетнемерзлый грунт

Как уже было сказано ранее, кроме теплоизоляции, на территории распространения многолетнемерзлых грунтов устанавливают специальные средства для поддержания постоянной температуры грунта– термостабилизаторов. Эти устройства не требуют энергетических затрат, что делает их эксплуатацию экономически выгодной.

Длина термостабилизатора зависит от глубины заложения нефтепровода и толщи многолетнемерзлого грунта. Термостабилизаторы устанавливаются по обоим краям трубопровода на расстоянии 3 метра друг от друга, и на глубину ниже на 1 метр от нижней образующей трубы.

Предположим, что участок нефтепровода длиной 66 метров нуждается в установке термостабилизаторов. Нефтепровод диаметром 1220 мм заглублен в землю на расстоянии 2 метров от поверхности земли. Таким образом, термостабилизатор должен быть длиной 7 метров. Для работы нефтепровода длиной 66 метров необходимо 44 термостабилизатора.

5.2.1 Расчет стоимости материалов на проведение монтажа термостабилизаторов

Расчет стоимости материалов на проведение монтажа

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

термостабилизаторов можно свести в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет стоимости материалов на проведение монтажа

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Термостабилизатор, шт.	44	7000	308000
Масло моторное, л.	100	65,30	6530
Дизельное топливо, л	200	27,60	5520
Бензин АИ-80, л.	100	26,41	2641
ИТОГО:			322691

5.2.2 Расчет заработной платы

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 16

Таблица 16 – Расчет заработной платы

Должность	Количество, чел.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Часовая тарифная ставка, руб.	Районный коэффициент, %	Заработная плата с учетом надбавок, руб
Машинист бульдозера	1	16	85	1,3	1768
Стропальщик	1	40	81	1,3	4212
Машинист самосвала	1	6	85	1,3	663
Машинист погрузчика	1	40	80	1,3	4160
Машинист автобуровой	1	40	85	1,3	4420
Линейный трубопроводчик	4	40	112	1,3	23296
ИТОГО	4	40	112	1,3	23296

5.2.3 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация рассчитывается по том же принципу что и в примере для расчета оборудования теплоизоляции.

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 17.

Таблица 17 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Гарантийный срок эксплуатации (мес)	Количес тво, шт.	Балансовая стоимость, млн. руб.	Сумма амортизации, руб.
			одного объекта	
Автомобиль-самосвал «Урал-55571»	120	1	5600	46666,6
Погрузчик КАМАЗ (фискарс)	180	1	7400	41111,1
Установка бурения КАМАЗ 43114	120	1	8400	38181,8
Бульдозер «Т-170»	120	1	2700	22500
ИТОГО		4		148459,5

5.2.4 Прочие затраты

Расчет прочих затрат можно свести в таблицу 18.

Таблица 18 – Прочие затраты

Наименование документа	Должность	Сумма, руб.
Северная надбавка в размере 1,3 от зарплаты.	Машинист бульдозера	530,4
	Машинист погрузчика	1248
	Стропальщик	1263,6
	Машинист самосвала	198,9
	Машинист автобуровой	1326
	Линейный трубопроводчик	6988,8
	ИТОГО	11555,7

5.2.5 Затраты на проведение работ по монтажу теплоизолированного покрытия

Все затраты на работу можно свести в таблицу 19

Таблица 19 – Общие затраты

Состав затрат	Сумма затрат, тыс.руб.	Примечание
1. Материальные затраты	322691	
2. Затраты на оплату труда	38519	
3. Отчисления на социальные нужды	11632,7	30,2% от ФОТ
4. Амортизационные отчисления	148459,5	
5. Прочие затраты	11555,7	
Итого основные расходы	532857,9	
Накладные расходы (40% от основных)	213143,1	
Всего затраты на мероприятие	746001	

По проведенным расчетам можно сделать вывод, что намного дешевле устанавливать термостабилизаторы, нежели менять обычную трубу на теплоизолированную. Для участка нефтепровода длиной 66 метров и диаметром 1220 мм при установке термостабилизаторов максимальный экономический эффект достигает 816686 рублей, что делает их установку наиболее выгодной.

Заключение

В выпускной квалификационной работе произведен анализ взаимодействия магистрального трубопровода 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 приведены результаты моделирования.

Таблица 20 – 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.

					Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Матвеев Д.Д.				Заключение	Лит.	Лист
Руковод.	Шадрина А.В.						Листов
Консульт.							10910
Проверила	Шадрина А.В.						124
						ТПУ, ИШПР Группа 2БМ72	

Нефтепроводные системы России эксплуатируются в сложных условиях, одно из них – пересечение участков многолетнемерзлых грунтов, поэтому требуется оценка влияния процессов происходящих в системе «труба-грунт».

Для выполнения работы использованы методики прогнозирования процессов теплового взаимодействия между трубопроводом и грунтом.

Выявлены основные опасные факторы, влияющие на работу нефтепровода, и методы борьбы с ними. Проанализировано напряженнодеформированное состояние участка трубопровода при морозном пучении грунтов. Выявлены эффективные технические средства для закрепления трубопровода на проектных отметках. Определена зависимость времени отогрева застывшего трубопровода от диаметра.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- наиболее опасное воздействие на нефтепровод проложенный на многолетнемерзлом грунте оказывает силовое влияние, но оно не проходит без теплового;
- осадка и оттаивание грунта в течении длительного времени увеличивается что способствует аварийноопасности на трассе;
- особое внимание следует уделять участкам морозного пучения грунтов, пересекаемые трассой трубопровода.

					Заключение	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список используемых источников

1. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах;
2. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
3. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
4. ГОСТ 12.4.310-2016. Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты работающих от воздействия нефти, нефтепродуктов. Технические требования;
5. ГОСТ 12.1.011 – 78. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний;
6. ГОСТ 12.4.137-2001. Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия;
7. ГОСТ 12.1.046-2014. Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок;
8. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
9. ГОСТ Р 50571.3-2009. Электроустановки низковольтные. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током.
10. Закирова Э.А., Гаррис Н.А. Как избежать выпучивания опор надземных трубопроводов в районах пучинистых грунтов // Нефтегазовое дело. – 2016. Т. 14. – № 2. – С. 85–92.
11. Идрисова Я.Р. Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов: диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – Уфа, 2015. – 98 с.

					Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Матвеев Д.Д.				Список используемых источников			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Шадрина А.В.									11112	2225
Консульт.								ТПУ, ИШПР Группа 2БМ72			
Проверила	Шадрина А.В.										

12. Радионова С.Г. и др. Совершенствование методов и средств прогнозных расчетов ореолов оттаивания, просадки и величины напряженнодеформированного состояния трубопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 1. – С. 39-43.

13. Кондратьев В.Г. и др. Первый опыт охлаждения массива многолетнемерзлых грунтов путем регулирования теплоточков через его поверхность // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 2 – С. 66-73.

14. Гишкелюк И.А. и др. Прогнозирование оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг подземного трубопровода большой протяженности // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 1 – С. 20-25.

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

16. Капитонова Т.А. и др. Тепловое влияние подземного трубопровода на окружающие мерзлые грунты //Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2015. – №. 8-1. – С. 9-12.

17. ГОСТ Р 57385-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

18. СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – М., НИИОСП, 2012. – С. 11-15.

19. Горохов Е. Н. Обеспечение экологической безопасности нефтепровода «Восточная Сибирь–Тихий океан» на участках, проложенных в многолетнемерзлых грунтах/Е. Н. Горохов, Е. В. Копосов, В. И. Ларионов//Науки о земле и рациональное природопользование: сб. статей. – Нижний Новгород, 2011. – С. 158-164.

20. СНиП 22-01-95 Геофизика опасных природных процессов. М.: МИНСТРОЙ РОССИИ, 1996. – С. 25.

21. ГОСТ 19912-2001. Методы полевых испытаний статическим и динамическим зондированием. – М.: Госстрой РФ, 2001. – С. 27.

					Список используемых источников	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

22. Хаикин В.П. О методике расчета тепловых потерь подземного трубопровода // Оценка надежности магистральных трубопроводов. Сборник научных трудов. М.: ВНИИСТ, 1987.–95-102 с.

23. Курчатова. А. Н. Экспериментальное изучение коррозии в мерзлых грунтах/ А. Н. Курчатова, В. В. Рогов//Перспективы развития инженерных изысканий в строительстве Российской Федерации: сб. статей. – Москва, 2013. – С. 88-94.

24. Долгих Г.М. Строительство на вечноммерзлых грунтах: проблемы качества / Г.М. Долгих, С.П. Вельчев // Международный журнал «Геотехника». – 2010. – № 6. – С. 23 – 29.

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

26. Смирнов В.В. Повышение надежности эксплуатации надземных магистральных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах/ Смирнов В.В., Земенков Ю.Д. // Нефть и газ: Отдельный выпуск Горного информационноаналитического бюллетеня (научно-технического журнала). М.: Издательство «Горная книга». – 2013. – № ОВЗ. – С.197 –208.

27. Зотов М. Ю. и др. Опыт применения программных комплексов для расчета напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, 100 прокладываемых на вечноммерзлых грунтах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 2 – С. 61-65.

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

29. Азметов Х.А. и др. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов / Х.А. Азметов, И.А. Матлашов, А.Г. Гумеров; под ред. А .Г. Гумерова. СПб.: ООО «Недра», 2005. - 248 с.

30. Дрынкина Т.Н. Уменьшение влияния неблагоприятных геологических условий при проектировании магистральных трубопроводов на участках распространения многолетнемерзлых грунтов // Трубопроводный транспорт. Теория и практика. 2007. - № 4 (10). — С. 36-38.

31. Николаев А.О. Повышение надежности работы магистральных и промысловых трубопроводов // Успехи современного естествознания. – 2011. – № 7. – С. 166-167.

					Список используемых источников	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

32. Чудаков Г.М. Повышение надежности линейной части магистральных нефтепроводов // Научные труды КубГТУ. – 2016. - № 1. – С. 70-85.

33. Чурикова Л. А. Анализ методов обеспечения безопасности эксплуатации трубопроводных систем // Молодой учёный. – 2017. - № 20 (154). – С. 91-94

34. Иванов В.И. Техническое диагностирование и оценка риска в нефтегазовой отрасли / В.И. Иванов, В.Н. Панчиков // Безопасность труда в промышленности.— 2012.— № 1.—С. 68–71.

35. Хрусталева Л. Н. Методика оценки надежности магистральных нефтепроводов // Криосфера Земли . – 2010. - № 3. – С. 69-76.

					Список используемых источников	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Improving the reliability of the oil pipeline operation in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Матвеюк Д.Д.		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Терре Д.А.	к.ф.н., доцент		

					Повышение надежности эксплуатации нефтепровода на территории Ханты-Мансийского автономного округа							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.	Матвеюк Д.Д.				Приложение А			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.	Шадрина А.В.									11516	124	
Консульт.								ТПУ, ИШПР Группа 2БМ72				
Проверила	Шадрина А.В.											

Requirements for the construction of a trunk pipeline in the Far North

Design of pipelines intended for laying in areas of permafrost soils should be carried out in accordance with the requirements of SP 25.13330.2012 [9]. For the pipeline route should be selected the most favorable to permafrost and engineering-geological point of view. The principle of use of permafrost soils as the basis of the pipeline should be taken in accordance with the requirements of SP 25.13330.2012 [9] depending on the method of laying the pipeline, the mode of its operation, engineering-geocryological conditions and the possibility of changing the properties of the soil base. Construction of pipelines laid on permafrost soils should be carried out mainly in winter using soils as bases in accordance with SP 25.13330.2012 [9] on the I principle.

Technological working conditions of the pipeline in the conditions of permafrost soils

The development of the Northern regions of the Russian Federation and transportation of hydrocarbon materials through pipelines began relatively recently, and the fight against complex natural and climatic conditions was almost constant. Construction on areas with unstable soils of buildings and structures has brought great experience to civil engineers of pipelines. Many technologies to ensure the sustainability of buildings were transferred to the pipeline transport.

In contrast to the construction of houses, pipelines, namely oil pipelines, laid underground way in direct contact with the frozen ground. Oil pipelines have an impact on the soil exactly the same as the soil has an impact on oil pipelines. And the assessment of this influence is necessary for the operation of oil pipeline systems.

To ensure reliable operation of underground oil pipelines in the North, it is necessary to ensure consistency of design solutions and technological measures for oil transportation with the real conditions and factors affecting the pipelines during operation at the design stage.

					Приложение А	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

At the same time, one of the main factors □ is the interaction of the oil pipeline with soils and the assessment of its stability in operation. With the current practice of oil pipelines operation in frozen soils, two main tasks arise due to the technology of oil transportation.

In the first case, oil from the above-ground pipeline enters the underground section, for example, in the long floodplains of rivers.

The temperature of oil in the above-ground section, and, consequently, in the wall of the pipeline is determined by the temperature of the outside air, in the winter, since October, the temperature of the above-ground section is much lower than the temperature of the surrounding soil. This creates a temperature gradient and additional stresses in the pipeline.

In the second case, oil with positive temperature goes through the underground pipeline (after the pumping station or heating point), and the temperature of the surrounding soil is negative, which leads to the splitting of frozen soils, rocks, sediment of individual sections, as well as to additional stresses in the pipeline.

To assess the bearing capacity of underground oil pipelines, it is necessary to solve the problem of thermal interaction between the pipe and frozen soil and on its basis to consider the strength problem, considering the loads as given.

The choice of method of laying pipeline

The main criterion when choosing the method of pipeline laying is safety and reliability during the operational period, provided by the stability of the soil along the pipeline route during long-term operation. The experience of operation of underground oil trunk pipelines in permafrost zones shows that one of the main factors that sharply reduce the operational reliability of these engineering structures is the thermal effect of oil pipelines on permafrost soils. In case of underground laying, soil will be flooded during thawing of frozen rocks, the walls of the trench will swell, and the oil pipeline itself will be immersed in the plastic

					Приложение А	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

soils of the base, which can lead to its deformation. This circumstance makes it necessary to decide in favor of the choice of overhead gasket.

For underground laying waterfolk on the highway greatly alters the micro-relief, surface and subsurface runoff. In conditions of extensive watered catchment areas along the route, this will lead to flooding of the surface above the trench and backfill soils. On the slopes of the dens, the slopes of the valleys of streams and rivers this will lead to the formation of concentrated flow along the trench, which can lead to a change in the altitude of the pipeline.

If on the route there are small lakes, swamps, small watercourses, the trench for the underground pipeline (even with its high-quality backfilling) will greatly change the hydrological situation. Surface water will be discharged into the trench, as it is impossible to avoid changes in the microrelief and ensure the water resistance of man-made soils (backfill soils). A significant amount of water will be discharged into the trench, and in the absence of runoff over the trench and in the drainage strip, "ribbons" of reservoirs will be formed. On the slopes of the river valleys and streams will be formed concentrated flow and erosion processes will develop. Taking into account all the conditions, the best way of laying the oil pipeline is the above-ground method, which ensures minimal violation of engineering-geocryological conditions and generally reduces the probability of occurrence and development of dangerous exogenous processes. In the areas with MMG, underground oil pipeline laying is used in exceptional cases when the above-ground version of the laying is excluded due to unavoidable objective reasons. Each such section requires careful calculations and analysis to develop technical solutions that prevent the development of negative geocryological processes that are dangerous to the stability of the oil pipeline.

Thus, the underground laying can be used on the sections of intersections with communications or at the crossings of rivers and lakes, sections of deer passes. It is possible to pass sections of the island distribution of frozen soils with a length of up to 300 m.

					Приложение А	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Installation of special supports

Supports are one of the most important parts of pipeline system parts. They bear the main force from the pipeline, which is then transferred to the soil or supporting structures.

An important role is played by the structure of supports. Structures should be designed in such a way as to minimize the complexity of the installation of supports on the construction route in the Far North.

In order for the pipeline foundations to adapt to changes in the state of the soil and the pipeline itself — and they are significant, given the huge temperature difference inherent in the Northern regions of the country, it is necessary to use supports of different designs, some of them completely stationary, others can move in one plane, and some — in all planes.

Fixed supports must hold the pipe firmly and prevent it from moving. Such supports accept vertical loads from the weight of the pipeline and the medium, horizontal (axial) loads from thermal deformations of the pipeline, as well as loads from hydraulic shocks, vibration and pulsation. Fixed supports are installed on the track every 500 m.

The design of the fixed support is a single welded structure that accepts loads from the oil pipeline and transmits them through the grillage to the pile Foundation. It consists of a coil with a welded shell to it. The coil is welded to the grillage through adjustable racks. Grillage is welded to the support nodes, which are welded to the Foundation piles.

Between fixed supports pipe support longitudinally and *svobodnovihrevye* support. They will allow the pipeline to move in horizontal, axial and transverse directions depending on the pressure and expansion temperature.

The longitudinally movable support is used to provide the possibility of longitudinal (along the axis of the pipeline) displacements of the pipeline caused by temperature deformations, internal pressure of the working medium in the

					Приложение А	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

pipeline, etc. the Longitudinally movable supports are installed on straight sections (except for the supports adjacent to the compensator) before and after the fixed support for its unloading from lateral forces and to ensure the longitudinal stability of the oil pipeline.

In addition to the free movement of the pipeline in the horizontal plane, it provides the ability to tilt in the direction of the longitudinal axis of the pipeline. On the grillage side stops are installed at a distance that provides longitudinal and transverse movement of the pipeline.

The use of different types of aboveground structures makes it possible to keep the pipeline with the necessary rigidity even if two supports fail. Creation of several supports allows to provide the minimum metal consumption of designs. For fixed and movable supports should be used cold-resistant steel 09G2S category 14. The weight of the supports is from 2 to 4.9.

Smooth sliding of supports with the pipeline at temperature deformations is provided by the installation of high-strength antifriction pads made of polymeric materials (such as fluoroplast) on the sole of the support. On the supporting table includes a grillage of stainless steel sheet.

To prevent corrosion of the pipeline and ensure safe operation for 50 years, electrical insulation units with the use of polymer moisture-resistant electrical insulating materials are installed on the support.

The use of pipes with factory heat insulation

The need to protect the pipeline from external influences appeared from the very beginning of their operation. For 30 years of finding the pipe in the ground, with it there are huge changes. Corrosion, cracking, dents all this is not the whole list of pipeline defects that lead to its stop or accidents.

The decision to use insulation to protect the pipe body from environmental influences was very justified. Operation of oil pipelines in conditions of permafrost, once again stressed the importance of the use of insulation. But this time the engineers have made it a much more practical application. It is not just about insulation, but about the insulation of the pipeline.

					Приложение А	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Thermal insulation of the pipeline is essentially the same insulation, but its distinctive feature, the ability not to pass heat from the pipe wall to the ground exposed to thawing. Unlike conventional insulation, thermal insulation consists of highly effective materials with thermal insulation properties.

Thermal insulation of oil pipelines should perform a number of functions: reducing the density of oil to standard values; stabilization of oil temperature in the pipeline; maintaining the required temperature at the contact of insulation and soil; preventing thawing permafrost around the oil pipeline; performing all the properties of conventional insulation. Thermal insulation of oil pipelines should perform a number of functions: reduction of oil density to standard values; stabilization of oil temperature in the pipeline; performance of all properties as usual insulation.

In addition to the functions performed by the thermal insulation, it must meet a number of requirements that are necessary to protect the oil pipeline and the soil: the temperature of the product must be provided in accordance with the requirements of the viscosity of this product; transportation of oil in the areas of permafrost should bear a minimum of heat losses; in areas of deeper distribution of permafrost, it is necessary to install oil heating points; the life of the pipeline should be at least 25 years. Analysis of thermal insulation materials showed that their use in areas of permafrost is one of the best ways to thermally stabilize the soil and protect the pipeline from its effects. Modern technologies have made insulation inexpensive, high-quality material. Its application significantly reduces the economic costs and time for work.

The use of factory ring thermal insulation of pipelines significantly reduces the thermal load on the permafrost soils of the base, reducing the halos of thawing and, consequently, reducing the sediment of soils during thawing. At the same time, the additional stresses in the oil pipeline wall caused by the base subsidence are minimal. This is especially important when the oil pipeline route passes through clay soils compressed during thawing. Reduction of thawing halos leads to a decrease in soil subsidence by 30 cm or more.

					Приложение А	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

To ensure the construction of the pipeline system on the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous OKRUG, a number of technical solutions have been developed to ensure the reliability and durability of the pipeline system in harsh climatic conditions. For the development of technical solutions specialists of "research Institute TNN" was studied Russian and foreign experience in the construction of pipelines in permafrost. Special technical requirements STT-23.040.00-KTN-095-11 were developed. Electric welded steel pipes in the factory insulation", taking into account the parameters of the environment, the temperature of the transported product, the load during transportation and installation of the pipeline and other parameters. In addition, it was taken into account that due to the mentioned harsh climatic conditions, it is necessary to carry out the maximum amount of thermal insulation work in the factory, since the Assembly of thermal insulation structures on the track is extremely difficult.

Pipe with insulation filling polyurethane foam is widely used in our country since the 1980s, mainly for the construction of heating systems. Filling polyurethane foam forms a monolithic thermal insulation layer along the entire length of the pipe, which provides structural strength and eliminates heat losses arising from the use of segment and roll thermal insulation materials.

To ensure the reliability of the oil pipeline operation in thermal insulation, a detailed analysis of each structural element was carried out with additional increased requirements compared to the requirements for thermal insulation of heating networks.

Anticorrosive coating

The criterion for the choice of coatings is that they must provide reliable corrosion protection of the pipeline even in case of damage to the insulation.

Requirements for anti-corrosion coatings of pipe insulation based on current NTD: OTT 25.220.01 - KTH-212-10 "Factory polyethylene coating of pipes" and OTT25.220.01-KTN-213-10 "epoxy Factory coating of pipes".

As an anticorrosion coating of underground pipes, a factory three-layer polyethylene coating is used, which was previously widely used at the facilities of

					Приложение А	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Transneft, JSC for the construction of oil pipelines without thermal insulation. The coating provides reliable long-term protection against underground corrosion and mechanical damage. As an anticorrosion coating of pipes above-ground gasket used factory single-layer powder epoxy coating, which provides protection against atmospheric corrosion.

Protective shell

As a protective shell of the above-ground laying pipes, a spiral lock pipe made of galvanized steel is used. The shell should ensure long-term operation of the pipeline, as the repair in the track conditions is extremely difficult.

To justify the service life of the galvanized shell under atmospheric corrosion, the corrosion rate of galvanized steel was calculated. According to the results of the calculation, it was determined that to ensure the average life of the shell 35 years in an industrial atmosphere, it is necessary to use steel with a thickness of 1.5 mm with a zinc coating of a thickness of at least 27 microns.

Shell needs to ensure design integrity when casting polyurethane foam. Leakage of foam through the locks of the shell is not allowed. This requirement is more stringent than the requirements for heat-insulated pipes for heating networks, where leaks through the lock or the use of an initially leak-proof design are allowed. As a protective shell of underground pipes, a spiral-lock pipe of steel 1.5 mm thick with an outer three – layer polyethylene coating-a metal-polymer shell is used.

					Приложение А	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		