

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----». УДК 622.692.4.076:624.139:622.85(571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Буняк О. Г.		02.06.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н, доцент		02.06.2016

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т. С.	к.х.н.		25.05.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		18.05.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А. В.	к.т.н, доцент		02.06.2016

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ 20.04.2016 г. Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Буняку Олегу Германовичу

Тема работы:

Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----».

Утверждена приказом директора (дата, номер)	3269/с от 27.04.2016 г.
---	-------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	02.06.2016 г.
--	---------------

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.).

Магистральный нефтепровод «-----». Участок «-----», проходящий по территории многолетнемёрзлых грунтов. Рабочее давление ---- Мпа. Транспортируемая нефть плотностью ---- кг/м³. Диаметр трубопровода ----- мм.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<i>Анализ и выбор оптимальных способов инженерной защиты магистрального нефтепровода для безаварийной эксплуатации в сложных климатических условиях.</i>
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	План трубопровода
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т. С., старший преподаватель кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Алексеев Н. А., старший преподаватель кафедры ЭБЖ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.01.2016 г.
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н.		15.01.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Буняк О. Г.		15.01.2016 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Буняку Олегу Германовичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Распределение сметной стоимости технического перевооружения участка магистрального нефтепровода.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Данная работа проводится впервые, поэтому нормы и нормативы расходования ресурсов отсутствуют.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Согласно п. 3 п.п. 16 ст. 149 НК РФ работы по разработке, написанию, отладке и внедрению нового алгоритма подлежат налогообложению. На основании п. 1 ст. 58 закона № 212-ФЗ ставка для расчета отчислений во внебюджетные фонды составляет 30 % от фонда оплаты труда.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Высокие значения степени проработанности научного проекта и уровня имеющихся знаний у разработчика свидетельствуют о хорошей перспективности и достаточных знаниях для успешной коммерциализации проекта.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчёт итоговой стоимости перевооружения участка магистрального нефтепровода.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчёт количества используемой рабочей силы и затрачиваемого времени.
1. Оценка готовности проекта к коммерциализации 2. Матрица SWOT 3. График проведения НИ 4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.01.2016 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т. С.	к.х.н.		15.01.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Буняк Олег Германович		15.01.2016

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Буняку Олегу Германовичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их: – вредных проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); – опасных проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы). 2. Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) 3. Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера). 4. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности: – физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека ; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 2. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 3. Охрана окружающей среды: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы). 4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 5. Правовые вопросы обеспечения безопасности: – характерные для проектируемой рабочей зоны правовые

	<i>нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</i>
Перечень расчетного и графического материала	<i>Расчет взрыва газовоздушной смеси при ремонте магистрального нефтепровода.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.01.2016 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		15.01.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Буняк Олег Германович		15.01.2016

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

02.06.2016г

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.12.2015	<i>Введение</i>	8
21.12.2015	<i>Обзор литературы</i>	10
10.02.2016	<i>Характеристика магистрального нефтепровода на участке «-----»</i>	10
18.02.2016	<i>Анализ проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемёрзлых грунтах</i>	7
01.03.2016	<i>Технические решения и описание основных видов работ при строительстве магистрального нефтепровода на участке «-----»</i>	7
01.04.2016	<i>Расчетная часть</i>	15
14.04.2016	<i>Строительно-монтажные работы при сооружении магистрального нефтепровода</i>	8
03.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
12.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
19.05.2016	<i>Заключение</i>	7
25.05.2016	<i>Презентация</i>	8
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н.		15.11.2015

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		15.11.2015

Реферат

Выпускная квалификационная работа бакалавра включает 129 с. текстового материала, 14 рис., 29 табл., 58 источников, 4 прил.

Ключевые слова. Магистральный нефтепровод, способ проложения, защита, экзогенные процессы, балластировка, грунт, тип.

Объект исследования. Магистральный нефтепровод трубопроводной системы «-----» на участке «-----».

Цель работы. Технология строительства магистрального нефтепровода проложенного в многолетнемёрзлом грунте.

Метод или методология проведения работы. согласно нормативной документации СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», актуализированная редакция 2012 года СНиП 2.05.06-85* были проведены, расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость и балластировку трубопровода.

Полученные результаты. Выбран оптимальный способ инженерной защиты магистрального нефтепровода, проложенного в условиях многолетнемёрзлых грунтов. Выбраны мероприятия по обеспечению минимальных воздействий на грунт.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики. Разработка инженерной защиты линейной части магистрального нефтепровода с целью снижению влияния опасных экзогенных процессов.

Область применения. Магистральный нефтепровод.

Экономическая эффективность или значимость работ. Определение экономических затрат на установку объектов инженерной защиты подземной части магистрального нефтепровода.

					Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Реферат	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Буняк		02.06.16		БР	1	129
Руков.		Чухарева		02.06.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко		02.06.16				

Abstract

Graduate qualification work of the bachelor includes 129 pages of text material, 14 fig., 29 tab., 58 sources, 4 enc.

Keywords. oil-trunk pipeline, process shim, protection, exogenetic processes, buoyancy control , ground, type.

Object of study. The trunk oil pipeline of the pipeline system "-----" on a section "-----".

The purpose of work. Technology of construction of the trunk oil pipeline which is laid out in multi-year frozen soil.

Method or methodology of carrying the work. According to normative documentation of the joint venture 36.13330.2012 "Trunk pipelines", the staticized edition of 2012 Construction Norms and Regulations 2.05.06-85 * were carried out hydraulic calculations, calculations of thickness of a wall of the pipeline, calculation on durability and stability and ballasting of the pipeline.

A result of calculations. The optimum method of engineering protection of the trunk oil pipeline which is laid out in conditions the multi-year frozen of soil is selected. Actions for support of the minimum impacts on soil are selected.

Basic design, technological, technical and operational characteristics. Development of engineering protection of the linear part of the trunk oil pipeline on purpose to lowering of influence of dangerous exogenetic processes.

Application area. Oil-trunk pipeline.

Economic efficiency or significance of operations. Determination of economic costs of installation of objects of engineering protection of underground part of the trunk oil pipeline.

					Реферат	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		2

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной выпускной квалификационной работе были применены следующие термины и определения:

Магистральный трубопровод: Единый имущественный, неделимый производственно-технологический комплекс, состоящий из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов, включая отводы, и иных объектов, обеспечивающий транспортировку продукции, подготовленной в соответствии.

Линейная часть магистрального нефтепровода: Совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приемо-сдаточными пунктами, и сооружений, входящих в состав нефтепровода.

Грунт: Минеральная или минерально-органическая, органоминеральная, многокомпонентная, многофазовая система, которая включает твердые, жидкие и газообразные компоненты.

Многолетнемерзлый грунт: Грунт, находящийся в мерзлом состоянии постоянно в течение трех лет и более.

Геологический процесс: Изменение компонентов геологической среды во времени и в пространстве под воздействием природных факторов.

Инженерные изыскания для строительства: Вид строительной деятельности, обеспечивающей комплексное изучение природных и техногенных условий территории (региона, района, площадки, участка, трассы) объектов строительства, составление прогнозов взаимодействия этих объектов с окружающей средой, обоснование их инженерной защиты и безопасных условий жизни населения.

Мониторинг технического состояния: Систематическое наблюдение, измерение и контроль параметров объектов магистрального нефтепровода в

					Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк		02.06.16	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева		02.06.16		БР	3	129
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко		02.06.16				

комплексе с физикогеографическими условиями, климатическими и геологическими процессами.

Подтопление: Комплексный гидрогеологический и инженерно-геологический процесс, при котором в результате изменения водного режима и баланса на территории происходят повышения уровней (напоров) подземных вод и/или влажности грунтов, превышающие принятые для данного вида застройки критические значения и нарушающие необходимые условия строительства и эксплуатации объектов.

Пучение, морозное пучение: Процесс увеличения объема и деформирования дисперсных грунтов при промерзании.

Суффозия: Разрушение и вынос потоком подземных вод отдельных компонентов и крупных масс дисперсных и сцементированных обломочных пород, в том числе, слагающих структурные элементы скальных массивов.

Эрозия: Процесс разрушения грунта текущей водой.

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

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		4

В настоящей выпускной квалификационной работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

ВЛ – воздушная линия электропередач;

ГТМ – геотехнический мониторинг;

ДМ – деформационные марки;

ИГЭ – инженерно-геологический процесс;

ИТР – инженерно-технический работник;

ММГ – многолетнемёрзлый грунт;

ММП – многолетнемёрзлая порода;

МН – магистральный нефтепровод;

МСП – монтажно-сборочная площадка;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

НИР – научно исследовательская работа;

НПС – нефте-перекачивающая станция;

ПДВК – предельно допустимая концентрация;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ППР – проект производства работ;

ПТБ – правила техники безопасности;

СМР – строительные-монтажные работы;

ТС – термометрическая скважина;

ТСГ – термостабилизатор грунта;

УОВ – устройство откачки воды;

ФОТ – фонд оплаты труда;

ЭГП – экзогенный геологический процесс.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		5

В настоящей выпускной квалификационной работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация».

ГОСТ 24846-81 «Грунты. Методы измерения деформаций оснований зданий и сооружений».

ГОСТ 25358-2012 «Грунты. Метод полевого определения температуры».

ГОСТ Р 22.1.06-99 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование опасных геологических явлений и процессов. Общие требования».

ГОСТ 8267-93 «Щебень и гравий из плотных горных пород для строительных работ. Технические условия».

ГОСТ 8509-93 «Уголки стальные горячекатаные равнополочные. Сортамент».

ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность».

ГОСТ С. 12.0. 003–74 «Опасные и вредные производственные факторы, Классификация».

ГОСТ 12.0.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».

ГОСТ С. 12.1. 004-91* «Пожарная безопасность. Общие требования».

ГОСТ 12.1.010-76* «Взрывобезопасность. Общие требования».

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

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						6
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Оглавление

Реферат	1
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	3
Введение	10
1. Обзор литературы	12
2. Характеристики объекта строительства	18
2.1 Административное положение	18
2.2 Климатическая характеристика	18
2.3 Геоэкологические условия	20
2.4 Опасные инженерно- геологические процессы	21
3. Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах	23
3.1 Взаимодействие трубопроводов с мерзлыми грунтами	24
3.1.1 Температурный режим и факторы, влияющие на прочность и устойчивость трубопроводов в мерзлых грунтах	26
3.1.2 Опасные геологические процессы на многолетнемерзлых грунтах	28
3.1.3 «Сезонное расшатывание» трубопровода	34
3.2 Влияние на трубопровод опасных геологических процессов	36
4. Технические решения и описание основных видов работ при строительстве магистрального нефтепровода на участке «-----»	38
4.1 Краткая характеристика трубопровода	38
4.2 Мероприятия по инженерной защите участков с ММГ	39
4.3 Эксплуатация системы температурной стабилизации грунтов оснований	40
4.3.1 Закрепление существующих эрозионных форм	41
4.3.2 Устройство противоэрозионных валиков	42
4.3.3 Устройство обваловывания	43
4.3.4 Тепловая изоляция трубопровода	44
4.3.5 Конструктивные решения опор	49
5. Строительно-монтажные работы	54
5.1 Земляные работы	54
5.1.1 Вскрытие траншеи	58
5.2 Балластировка трубопровода	59
5.3 Свайные работы	62
5.3.1 Устройство подвесных опор из буроопускных свай на участках ММГ	62
5.3.2 Технологическая схема, применяемая при буроопускном способе погружения свай	66
5.4 Земляные работы по засыпке трубопровода	69

					Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк		02.06.16	Оглавление	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева		02.06.16		БР	7	129
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко		02.06.16				

5.5	Геотехнический мониторинг	71
5.5.1	Термометрические скважины	74
6.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	76
6.1	Предпроектный анализ	76
6.1.1	Описание НИР	76
6.1.2	Потенциальные потребители результатов исследования	76
6.1.3	SWOT-анализ	77
6.1.4	Оценка готовности проекта к коммерциализации	78
6.2	Планирование управления научно-техническим проектом	80
6.3	Расчёт материальных затрат на реализацию научно-технического исследования	82
6.3.1	Расчет стоимости земляных работ	83
6.3.2	Расчёт затрат на основные и вспомогательные материалы	84
6.3.3	Фонд оплаты труда	85
7.	Социальная ответственность	88
7.1	Краткая характеристика	88
7.2	Производственная безопасность	88
7.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	88
7.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	93
7.3	Экологическая безопасность	95
7.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	99
7.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	102
	Заключение	106
	Список использованных источников	107
	Приложения	113
	Приложение А. Расчётно-технологическая часть	113
	Приложение Б. Технологическая схема разработки траншеи одноковшовым экскаватором	127
	Приложение В. Схема балластировки трубопровода утяжелителями УБО	128
	Приложение Г. Топографическая план-схема	129

					Оглавление	Лист
						8
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Введение

Актуальность. Известно, что крупнейшие законсервированные или неосвоенные Российские месторождения нефти и газа расположены в Западной Сибири и районах Крайнего Севера, поэтому при прокладке магистральных трубопроводов возникает ряд трудностей, обусловленных наличием зон многолетнемерзлых грунтов. Опыт эксплуатации подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты показывает, что одним из важнейших факторов, резко снижающих эксплуатационную надежность данных инженерных сооружений, является тепловое воздействие нефтепроводов на многолетнемерзлые грунты. Поэтому все работы направленные на решения задач по защите линейной части магистрального нефтепровода проложенного в условиях многолетнемерзлых грунтов, остаются актуальными.

Цель работы: Разработка основных этапов строительства на участке ---- км, в условиях многолетнемерзлых грунтах.

Для реализации данной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

- Дать характеристику месту прокладки нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов;
- Рассчитать толщину стенки трубопровода, проверить трубопровод на прочность и устойчивость, рассчитать трубопровод на устойчивость против всплытия;
- Определить основные способы инженерной защиты;
- Представить алгоритм основных работ;
- Провести экономические расчёты и анализ.

Объект исследования. Технология производства работ при прокладке магистрального нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Предмет исследования. Участок магистрального нефтепровода проходящий в сложных условиях трубопроводной системы «-----».

					Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.	Буняк			02.06.16	Введение	Литера	Лист	Листов
Руков.	Чухарева			02.06.16		БР	10	129
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.	Рудаченко			02.06.16				

Реализация и апробация работы. Раздел ВКР «Характеристика объекта исследования» был представлен в виде доклада в рамках дисциплины «Производственная практика».

					Введение	Лист
						11
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

1 Обзор литературы

Экономическое развитие России во многом зависит от нефтегазовой промышленности. Россия, согласно [1-3], является крупнейшим экспортёром на мировом рынке и главным экспортёром стран СНГ, ближнего зарубежья.

На сегодняшний день система Российского трубопроводного транспорта углеводородов включает нефтепроводы, протяженностью более 65000 км, газопроводы, протяженностью более 175000 км и нефтепродуктопроводов, протяженностью 20000 км.

Обозначенные энергетической стратегией России уровни добычи нефти и газа и их распределение по территории страны (рис.1) свидетельствуют, что одним из главных регионов добычи, в ближайшее время будет оставаться Западно-Сибирский регион. В ближайшие годы будет происходить освоение новых месторождений и в Северо-Восточных районах страны, на шельфах арктических морей.

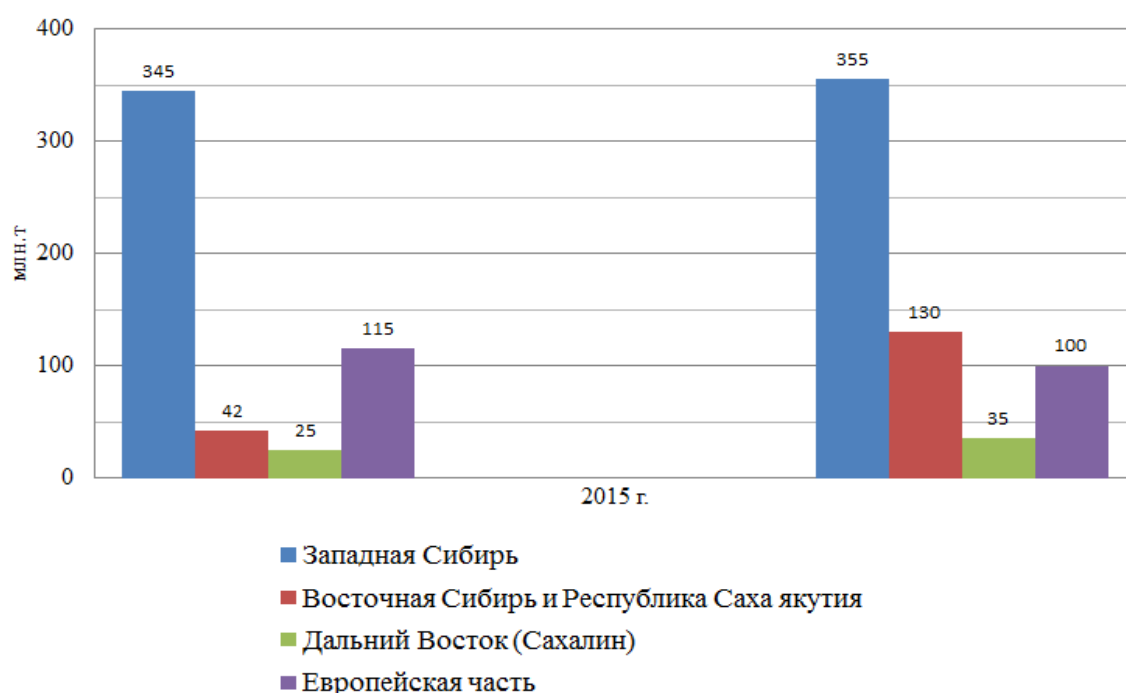


Рисунок 1 – Планируемая добыча нефти (млн.т) по регионам России в соответствии с энергетической стратегией

К настоящему времени наиболее геокриологически изученной является

					Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк		02.06.16	Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева		02.06.16		БР	12	129
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко		02.06.16				

территория России и стран СНГ, более чем на 50 процентов занятая многолетнемерзлыми породами, протягивающимися широкой полосой от Кольского полуострова на северо-западе до Тихого океана на востоке и юго-востоке.

Региональная геокриология изучает зональные и региональные закономерности формирования многолетнемерзлых пород по площади и их взаимодействия с тальными породами; многолетнего промерзания горных пород, их развитие во времени и по глубине, формирования криогенного строения и льдистости мерзлых толщин, а также криогенных геологических явлений.[4]

Вечная мерзлота занимает не менее 25 % площади всей суши земного шара, что составляет около 20 млн. км² (рис. 2).

В настоящее время большая часть суши Земли сосредоточена в Северном полушарии. Высокоширотное положение таких крупных материков, как Евразия, Северная Америка и самый большой остров планеты – Гренландия, обуславливает в северной половине Земного шара широкое развитие криолитозон, наземных и морских ледяных покровов. Этому способствует вокругполюсное расположение Северного Ледовитого океана, создающего эффект холодной маловлажной суши.

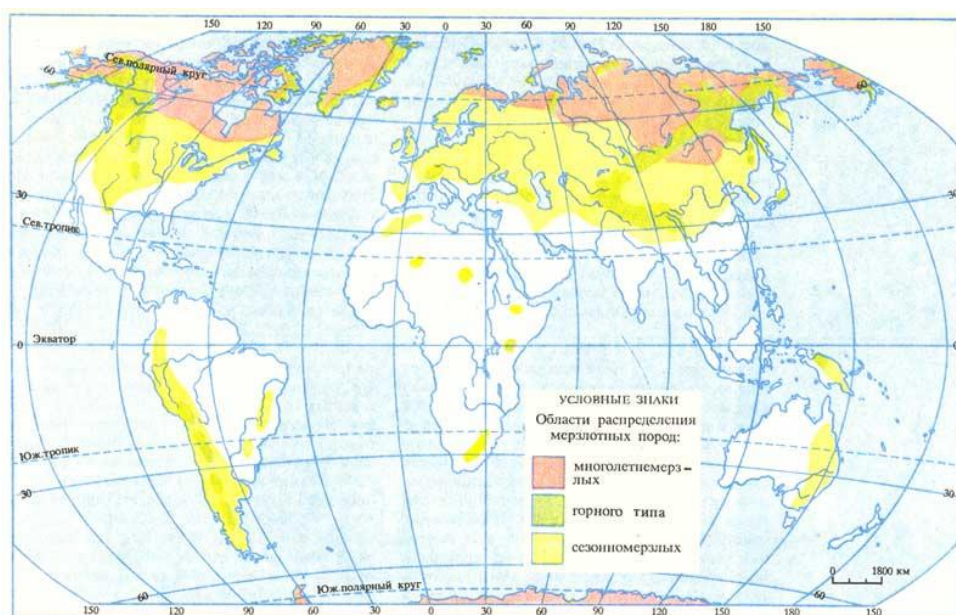


Рисунок 2 – Схема распространения многолетнемерзлых грунтов

Западная Европа в настоящее время полностью лишена многолетнемерзлых пород на равнинах и характеризуется теплым влажным

климатом, входя в зоны субтропического и умеренного климатических поясов. В горном рельефе мерзлыми являются вершины горных хребтов Сьерра-Невада, Пиренеи, Альпы и Карпаты, на севере континента – Скандинавские горы, а также Арктические острова на шельфе Северного Ледовитого океана.

На территории Российской Федерации в связи с широтной зональностью прихода солнечной радиации и влиянием теплой Атлантики граница распространения многолетнемерзлых пород имеет общее направление с северо-запада (Кольский п-ов) на юго-восток (до Енисея), а в районе Красноярска поворачивает на юго-запад и запад, проходя по северным предгорьям горных систем юга России (рис. 3).



Рисунок 3 – Карта распространения многолетнемерзлых грунтов в России

Широкое развитие мерзлые породы имеют на севере лесотундры в европейской части России. В Западной Сибири они представлены крупными массивами, сложенными суглинками и торфами. К востоку от Енисея, на междуречье Нижней и Подкаменной Тунгуски, мерзлые породы этой зоны распространены к югу до 60° с.ш., а также занимают низкие плато и плоскогорья западной части Южной Якутии и Алдано-Тимптонского междуречья.

К районам вечномёрзлых грунтов относятся Якутия, Магаданская

									Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата				Обзор литературы	14

область, большая часть Читинской и Иркутской областей, Красноярского и Хабаровского краёв, частично Тюменская область и республика Бурятия. Чем больше среднегодовая отрицательная температура воздуха и, следовательно, температура грунта на уровне их нулевых значений, тем больше толща вечномёрзлых грунтов. В отдельных пунктах России вечномёрзлые грунты встречаются на глубине 350 метров в республике Якутия. Выделяют арктическую, субарктическую, умеренно холодную и южную зоны распространения вечномёрзлых грунтов [5]. Арктическая зона имеет среднюю глубину вечномёрзлого грунта 600 метров. Арктическая, субарктическая и умеренно-холодная зоны составляют территорию сплошного распространения вечномёрзлых грунтов. Южная зона имеет глубину вечномёрзлого грунта до 10 метров при температуре от 0 до -1°C. Глубина летнего оттаивания вечномёрзлого грунта в южной зоне достигает 3 метра и более. В южной зоне выделяют подзоны прерывистого, островного и редко-островного распространения вечномёрзлых грунтов.

Зона сплошного распространения вечномёрзлого грунта составляет 63% территории вечномёрзлого грунта, в том числе арктическая зона 9%, субарктическая 27% и умеренно-холодная зона 27%.

Согласно [6] территория для строительства разделена на четыре строительно-климатические зоны: I-III – зоны равнинных территорий, IV – зона горных областей. К строительно-климатической зоне I относятся арктические, тундровые и таёжные территории, причём в ней преобладают грунты, имеющие избыточное водонасыщение, т.е. переувлажнённое состояние, она расположена севернее Полярного Круга в зоне арктической и субарктической тундры. Она характеризуется сплошным распространением мерзлых пород. Строительно-климатическая зона II представлена грунтами, имеющими в отдельные годы избыточное или неустойчивое водонасыщение, характеризуется прерывистым распространением (50%) многолетнемерзлых пород мощностью 50-150 метров. Строительно-климатическая зона III, самая южная по распространению, имеет грунты недостаточного водонасыщения, имеет границы между водоразделами рек Надым, Казым, верховьями рек Пур, Таз до широтного колена реки Оби в

					Обзор литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		15

зоне северной тайги. IV зона находится в Среднем Приобье в зоне тайги, она характеризуется островным распространением мёрзлых пород.

Можно сделать вывод, что многие технологические объекты будут строить в сложных природно-климатических условиях, что указывает на актуальность всех вопросов, связанных с эксплуатационной надёжности. Поэтому современная тенденция в проектировании, направлена на решение задач прочности и устойчивости нефтегазопроводов, прокладываемых в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Одним из ярких примеров таких проектов может служить трубопроводная система «-----», которая проходит от ----- до ----- (-----), где далее нефть экспортируется. Этот трубопровод наполняется нефтью из месторождений Западной и Восточной Сибири.

Рассматриваемый участок «-----» проходит через -----, по территории многолетнемерзлых грунтов. Данный проект уникален.

Если провести сравнение с существующими международными и Российскими проектами, например с Трансаляскинским нефтепроводом (США) или Ямбургским газопроводом (Россия), то можно заметить, что их основное различие обусловлено различными геокриологическими условиями [4] территорий, по которым проложены трубопроводы.

Согласно исследованиям [7, 8], в процессе строительства и эксплуатации трубопроводов в результате взаимодействия и взаимного влияния между линейной частью с многолетнемерзлыми грунтами, происходит активация опасных геокриологических процессов. Наиболее распространены следующие процессы:

- криогенное пучение грунтов;
- процессы эрозии;
- солифлюкция;
- термокарст, который образуется в связи с оттаиванием льдонасыщенных грунтов и вытаиванием подземных льдов.

В случае оттаивания грунта возможно возникновение осадок, провисаний или изгиб трубопровода, что может привести к изменению

					Обзор литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		16

проектного положения трубопровода и возникновению недопустимых деформационных напряжений в стенках трубопровода [9-12].

Вопросам проблем взаимодействия трубопроводов с многолетнемерзлыми грунтами посвящен ряд исследований, например в работах [13-16], представлено описание процессов теплообмена и взаимодействия трубопроводов с указанными типами грунта.

Одним из современных способов защиты трубопровода от воздействия грунта является метод защиты самого грунта от оттаивания на протяжении всего периода эксплуатации при помощи различных термостабилизаторов. Это позволяет сохранять длительное время проектное положение нефтегазопроводов без изменения, на что указывают исследования [17-20]. Элементы предложенной технологии отражены в нормативно-технических документах.

Другим современным способом защиты трубопровода от влияния ореолов оттаивания на напряженно-деформированное состояние является дополнительное теплоизоляционное покрытие трубопровода или применение наземного способа прокладки реализованного в современном проекте Ванкорского месторождения, расположенного на территории Красноярского края.

На сегодняшний день разработана мощная нормативная база, например [19-34], позволяющая строго регулировать на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации все технологические операции для обеспечения функционирования магистральных трубопроводов, проложенных на территориях многолетнемерзлых грунтов.

Исходя из литературного обзора, можно сделать вывод, что сооружение трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах остается актуальным и относится к сложным техническим работам.

					Обзор литературы	Лист
						17
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2 Характеристика объекта строительства

2.1 Административное положение

В административном отношении участок эксплуатируемого магистрального нефтепровода располагается в ----- районе -----.

----- район расположен на Сибирской платформе. Рельеф плоскогорный. Рельеф сравнительно однообразный с преобладанием плоских и ступенчатых междуречий, расчленённых долинами. Рельеф рассматриваемого участка характеризуется перепадом абсолютных высот от 175 до 265 метров.

Местность слабообжитая, труднодоступная, имеется слабо разветвлённая дорожная сеть шоссейных и грунтовых дорог соединяющих населённые пункты, ----- связан с ----- и через ----- с районными центрами. Болот на рассматриваемом участке немного, в основном переходного типа.

Топографическая карта-схема представлена в приложении Г.

2.2 Климатическая характеристика

Основной особенностью климата, является его континентальность, проявляющаяся в больших перепадах низких зимних и высоких летних температур воздуха и относительно малом количестве выпадающих осадков. Большой по сравнению с Европейской территорией и Западной Сибирью поток тепла, идущий на нагрев воздуха. Континентальность климата объясняется относительно высоким положением территории по географической широте и с её расположением на северо- восточной окраине Евразии.

Среднегодовые температуры воздуха отрицательны и составляют минус 6 – минус 7°C.

Для рассматриваемой территории характерна продолжительная зима, длящаяся до 7 месяцев. Наиболее низкие температуры наблюдаются в январе.

					Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Характеристика объекта строительства	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Буняк		02.06.16		БР	18	129
Руков.		Чухарева		02.06.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко		02.06.16				

Температура воздуха может падать в отдельные дни от минус 53°С до минус 59°С. По данному району продолжительность периода наблюдаемых отрицательных температур воздуха ниже минус 40°С с середины декабря по январь включительно составляет 53 дня.

Весенний сезон короткий, в связи с усилением циклонной циркуляции весной преобладает неустойчивый тип погоды. Лето длится три месяца. В целом оно засушливое.

В тёплый период года отличительной чертой температурного режима является нарастание средних суточных температур весной и быстрое падение осенью. Самый тёплый месяц года- июль.

Климатические параметры представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические параметры

Наименование					Значение	
Среднегодовое количество осадков					--- мм.	
количество осадков за ноябрь-март					--- мм	
количество осадков за апрель-октябрь					--- мм	
Высота снежного покрова					Лес: --см / -- см	
средняя/максимальная					Поле: --см / --см	
Средняя дата установления снежного покрова					---	
Средняя дата схода снежного покрова					---	
Неблагоприятные погодные явления, продолжительность					Ветер. Нормативное ветровое давление на высоте 10 м, над поверхностью земли повторяемостью 1 раз в 25 лет равно --- Па (скорость ветра – -- м/с) Туманы. За год среднее количество дней с туманами составляет --, наибольшее – -- Метели. За год среднее количество дней с метелью составляет -- Грозы. Среднегодовое количество дней с грозой составляет -- Гололёд. Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м над поверхностью земли 1 раз в 25 лет составляет -- мм, (-- район по гололёду)	
Скорость ветра					Преобладают ветры западного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет -- м/с. Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах ---- м/с. Максимальная скорость ветра составляет -- м/с, с порывами до -- м/с	
					Характеристика объекта строительства	Лист
						19
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Продолжение таблицы 1	
Наименование	Значение
Другие особенности	Устойчивый переход среднесуточной температуры воздуха через 0 °С весной происходит в ----, осенью - во ----. Первые заморозки отмечаются обычно в ----, последние -----. Средняя продолжительность безморозного периода составляет -- дней. Наиболее часто повторяющиеся опасные явления - это заморозки, сильный ветер, сильные осадки, чрезвычайная пожароопасность, а также локальные явления: грозы, град, туманы, высокий уровень воды.

Таблица 2 – Среднемесячная и годовая температура воздуха

Населенный пункт	Среднемесячная температура по месяцам года и среднегодовая температура, °С												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Год
-----	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

2.3 Геокриологические условия

Рассматриваемый участок расположен на территории, относящийся к зоне массивно- островного распространения многолетнемёрзлых пород (ММП). Мощность зоны ММГ до 100 м.

Мерзлотная обстановка отличается сложностью и большой контрастностью. многолетнемёрзлые породы имеют преимущественно прерывистое по площади и сплошное по вертикали (неслоистое) распространение. Характерной особенностью также является различие мерзлотных условий, в зависимости от высоты местности и положения в рельефе.

Наименее суровые мерзлотные условия свойственны районам выровненного плоскогорного рельефа. Важной в инженерно- геологическом отношении особенностью таких участков является глубокое сезонное промерзание и протаивание пород, достигающее от 3 до 6 м, и динамичность их мерзлотной обстановки- возможность взаимного перехода пород их мерзлого в талое состояние и наоборот.

					Характеристика объекта строительства		Лист
							20
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата			

Это связано с широким развитием здесь пород со среднегодовой температурой, близкой к нулю.

Глубины сезонного промерзания-оттаивания в значительной мере, определяются составом и свойствами грунтов. Наиболее типичные для сезонного промерзания-оттаивания на всём протяжении трассы – пылеватые суглинки, от лёгких до тяжёлых, реже встречаются пески с прослоями супесей и суглинков, часто содержащие в своём составе дресву и щебень. Глубина сезонного оттаивания в таких грунтах изменяются от 1,0 до 2,5 м. Минимальные глубины оттаивания от 0,5 до 1,5 м – свойственны заболоченным участкам долин рек при наличии торфа.

Глубины сезонного промерзания изменяются от 2,0 до 3,0 м в супесчано-суглинистых грунтах, до 3,0 – 5,0 м в песчаных, крупнообломочных и скальных. На участках близкого залегания к дневной поверхности коренных пород глубина их промерзания и оттаивания может достигать 7,0 – 10,0 м.

В целом водораздельных поверхностей районов плоскогорного рельефа характерно островное развитие мерзлоты, а для склонов речных долин – сплошное.

2.4 Опасные инженерно-геологические процессы

Район работ характеризуется наличием сложных геологических, гидрогеологических и климатических природных факторов на фоне которых возможно развитие опасных, для нефтепроводной системы, групп экзогенных геологических процессов (ЭГП).

Проявление современных экзогенных процессов, на территории в значительной степени обусловлено геоморфологическими особенностями района, составом и состоянием пород, залегающих в зоне влияния трубопровода.

Среди экзогенных геологических процессов, в пределах рассматриваемого участка выделяются: промерзания-оттаивания, подтопление, выветривание, термокарст.

Многолетнемёрзлые грунты распространены на протяжении всей

					Характеристика объекта строительства	Лист
						21
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

трассы нефтепровода. В процессе эксплуатации при оттаивании мёрзлых грунтов могут происходить неравномерные осадки грунта, во-первых из-за неравномерного оттаивания, во-вторых из-за различной льдистости грунта, что потребует проведения мероприятий по уменьшению этих осадок и приспособление конструкций сооружений к повышенным деформациям.

Выветривание, в данном случае, процесс, рассматривается как фактор изменения состава и свойств коренных пород, приводящих, к общему снижению их прочности, что играет определяющую роль в подготовке и накоплении продуктов разрушения, на основе которых происходит развитие экзогенных геологических процессов.

Развитие многолетнемёрзлых грунтов обусловили развитие термодинамических процессов и явлений: термокарста, бугров пучения, солюфикации. В регионе преобладает сезонное пучение грунтов, формирующие кочковатый микрорельеф. Наибольших размеров достигают кочки в поймах рек, сложенных суглинками.

					Характеристика объекта строительства	Лист
						22
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3 Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемёрзлых грунтах

Из существующих проблем трубопроводного транспорта наименее изученной и сложной является проблема взаимодействия трубопроводов с окружающим грунтом. Причин сложившейся ситуации две:

1. Систему трубопроводов много лет ошибочно считали системой технической, а на самом деле это система геотехническая. То есть безопасная и надёжная эксплуатация трубопровода независимо от способа прокладки, определяется не только материалом и толщиной труб, качеством их изготовления и изоляции, а в значительной степени инженерно-геологическими условиями трассы, состоянием и свойствами грунтов.

2. Сложность проблемы воздействия нефтегазопроводов с грунтом, которая заключается: а) в постоянно меняющихся по длине трассы литологическим составом и свойствами грунтов; б) изменение состояния, свойств грунтов и гидрогеологического режима носят вероятностный характер; в) грунты, с одной стороны служат основаниями, а с другой – средой функционирования нефтегазопроводов.

Прокладка нефте- и газопроводов в условиях мёрзлых грунтов регламентирована требованиями [22].

Так, уже при выборе трассы для подземных трубопроводов на мёрзлых грунтах следует по возможности избегать участки с подземными льдами, наледями, буграми пучения, проявлениями термокарста, косогоров с насыщенными глинистыми и переувлажнёнными пылеватými грунтами. Бугры пучения следует обходить с низовой стороны.

Надёжность и безопасность функционирования систем магистрального транспорта нефти и газа, в значительной мере зависят от устойчивого положения линейной части трубопровода.

					Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк		02.06.16	Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемёрзлых грунтах	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева		02.06.16		БР	23	129
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко		02.06.16				

В северных регионах прокладка магистральных нефтепроводов осуществляется на территориях, включающие многолетнемёрзлые грунты, на которых устойчивость подземного трубопровода не может быть обеспечена только за счёт грунтовой засыпки без применения дополнительных средств и мероприятий по закреплению как самого тела трубы на дне траншеи, так и засыпки.

Проблему устойчивости магистральных трубопроводов, необходимо решать не только на стадии строительства, но и, как показывает практика, в период эксплуатации, когда появляются участки с нарушением проектного положения, или в период повторной укладки участков переизоляции и реконструкции.

3.1 Взаимодействие трубопроводов с мерзлыми грунтами

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

Несущая способность многолетнемерзлых грунтов, как оснований, зависит от большого числа параметров. В результате детальных инженерных изысканий и лабораторных исследований можно определить физико-механические свойства мерзлых грунтов для конкретно проектируемых сооружений. Но на начальных стадиях проектирования при выборе площадок для наземных сооружений компрессорных и насосных станций и вариантов прохождения трасс трубопроводов и инженерных коммуникаций сложно по объему и времени выполнить в полном комплексе все необходимые инженерные изыскания. Поэтому, зная, что одной из основных характеристик, определяющей физическое состояние мерзлых грунтов, является суммарная влажность, многие авторы предлагают классифицировать многолетнемерзлые

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах	Лист
						24
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

грунты по этому показателю (табл. 3).

Таблица 3 – Классификация многолетнемерзлых грунтов Л. Л. Ястребова

	Весовая влажность (процент от средней плотности скелета мерзлого грунта)		
	I категория	II категория	III категория
Гравийно-галечные и щебенисто-деревянные: с примесью песка	<5–9	9–15	>15
с примесью супеси или суглинка до 25%	<9–13	13-17	>17
с примесью супеси или суглинка до 50%	<11 –16	16–20	>20
Пески	<15–17	15 – 25	>25
Супеси: легкие	<11 – 13	13 – 23	>23
тяжелые	<14 – 16	16 – 25	>25
Суглинки; легкие и средние	< 17 – 20	20 – 28	>28
тяжелые	<21 – 23	23 – 35	>35
Глины	<25	25–40	>40

Классификация грунтов по просадочности включает четыре категории:

I категория – грунты непросадочные при оттаивании, позволяющие вести строительства без учета многолетнемерзлого состояния;

II категория – грунты малопросадочные, дающие небольшую осадку при оттаивании, не превышающую 10% мощности оттаявшего слоя;

III категория – грунты просадочные, льдонасыщенные, дающие при оттаивании значительную осадку, составляющую 10–40% мощности оттаявшего слоя;

IV категория – грунты, содержащие крупные включения подземного льда, в результате вытаивания которого будут образовываться термокарсты и провалы [13].

Сооружение нефтепроводов в северной строительной-климатической зоне приводит к изменению условий теплового равновесия и гидрологии пластов естественного вечномерзлого грунта, а также к изменению предельного уровня залегания верхней границы вечной мерзлоты.

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах	Лист
						25
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таким образом, при проектировании подземных нефтепроводов в зоне вечной мерзлоты важно заранее прогнозировать и предотвращать возможные нарушения естественной экологической системы и разрушения ландшафта вдоль трассы трубопровода путем выбора его оптимальных конструкций.

Основной из технических проблем, возникающих в ходе строительства, являются возможные повреждения слоя вечной мерзлоты. Данная проблема имеет международный характер, и в таких странах, как Россия, Канада и США, проводились ее полномасштабные исследования. В ходе этих исследований предлагаемые меры борьбы с нарушениями слоя вечной мерзлоты касались, главным образом, контроля за двумя основными факторами: температурой и влажностью вечномерзлого грунта. Так, например, применение новых эффективных теплоизоляционных покрытий позволяет уменьшить теплотеплопередачу от трубопровода к мерзлому грунту и защитить его от протаивания.

3.1.1 Температурный режим и факторы, влияющие на прочность и устойчивость трубопроводов в мерзлых грунтах

Основная особенность вечномерзлых грунтов – их способность оттаивать и давать при это значительные осадки. Для прогнозирования возможных последствий в работе труб при оттаивании грунта необходимо учитывать тепловое воздействие грунта с трубой.

Конструктивные особенности и температурный режим трубопровода зависят от характера перекачиваемого продукта. Так, нефтепроводы могут эксплуатироваться только при положительной температуре; газопроводы могут иметь как положительную, так и отрицательную температуру.

Оптимизация температурных режимов северных нефтегазопроводов важна по ряду причин. Во-первых, при оптимальных режимах повышается пропускная способность трубопровода. Во-вторых, обеспечивается продольная устойчивость подземного трубопровода, сохраняются грунт засыпки и проектные параметры трассы. В зависимости от сочетания среднегодовой $t_{ср}$, минимальной среднемесячной $t_{\max}$ температуры газа картина теплового взаимодействия трубопровода с мерзлыми грунтами будет

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемёрзлых грунтах	Лист
						26
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

различна.

Температурный режим транспортировки нефтепродуктов называется «теплым», если при положительной среднегодовой температуре нефтепродукта и зимней минимальной отрицательной будет отмечаться сезонное промерзание под нижней стенкой трубы. "Теплые" трубопроводы подвержены осадке или всплытию с потерей устойчивости.

Температурный режим – «холодный», если при отрицательной среднегодовой и положительной максимальной температуре пород под нижней стенкой трубы будут формироваться сезонные ореолы протаивания. На "холодные" трубопроводы действуют дополнительные нагрузки от промерзающих грунтов (особенно опасны нагрузки от пучения грунтов).

Очевидно, что для эксплуатации наиболее благоприятным будет температурный режим трубопровода, близкий к температурам окружающего грунта, но на практике это труднодостижимо с учетом изменения теплообмена с грунтами в различные периоды года.

Основными факторами, влияющими на прочность и устойчивость подземных трубопроводов являются образование ореолов оттаивания вокруг трубопровода, осадка грунта, заболачивание за счет изменения условий поверхностного стока, термокарст, термоэрозия, а также выпучивание. Опасность пучения грунтов для трубопровода состоит, прежде всего, в их неравномерности. Неравномерность же связана или с изменением мерзлотных условий на смежных участках или с различным заглублением трубопровода и неполной засыпкой или с вымыванием грунта.

При надземной прокладке основной проблемой является обеспечение устойчивости свайных опор от воздействия сил морозного пучения. Большие нагрузки на трубопровод возникают на границе таких участков, где на одном конце трубопровод заземляется после промерзания сезонно-талого ореола, а на другом конце еще действуют нагрузки со стороны промерзающего грунта. Но поскольку вес трубопровода незначителен, то для «погашения» касательных сил выпучивания фундаментов опор требуется значительное заглубление свай.

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемёрзлых грунтах	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Трассы магистральных трубопроводов выбирают так, чтобы обойти участки с негативными мерзлотными процессами и явлениями (бугры пучения, активный термокарст, солифлюкция). Для уменьшения теплового взаимодействия горячих и теплых трубопроводов на вмещающие грунты применяют теплоизоляцию трубы.

3.1.2 Опасные геологические процессы на многолетнемерзлых грунтах

Основные процессы, происходящие в слое вечномёрзлого грунта:

- изменение (колебание) температуры, промерзание и оттаивание грунтов;
- морозное пучение;
- миграция влаги и перемещение ее под воздействием гидравлического градиента;
- образование наледей и морозобойных трещин;
- солифлюкция (сползание по склонам) и поверхностные оползни;
- термокарст.

Наибольшие колебания температуры испытывает самый верхний слой грунта, расположенный у земной поверхности. С глубиной температура уменьшается и на некоторой границе становится практически постоянной.

Морозным пучением (рис. 4) называют поднятие поверхности почвы и породы, вызванное увеличением их объема при промерзании. Различают сезонное пучение, вызванное криогенными процессами, развивающимися в деятельном слое, и многолетнее, обусловленное процессами, происходящими в породах, залегающих глубже.

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах	Лист
						28
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



Рисунок 4 – Разрушение обваловки и нарушение проектного положения газопровода вследствие развития процесса пучения грунтов

Разделяют два вида пучения грунтов:

- без притока влаги извне (закрытая система);
- с притоком влаги извне (открытая система).

Заметное пучение наблюдается при медленном промерзании в открытой системе мелкодисперсных грунтов при малом расстоянии от водоносного горизонта (миграционный механизм пучения). Оно может наблюдаться и в закрытой системе, если в водонасыщенных грубодисперсных системах возникает значительный напор грунтовых вод (инъекционный механизм пучения).

При промерзании сезонно-талого слоя пучение обычно происходит в условиях закрытой системы. Неравномерное увеличение объема промерзающих грунтов проявляется в их рельефе в виде бугров пучения разных размеров.

Долгое время считалось, что основным условием пучения любого грунта служит превышение общего объема замерзшей и незамерзшей воды, аккумулированной в грунтовом массиве, над объемом свободных от воды пор и поэтому пучение достигает максимума при полном водонасыщении грунта. Однако это в целом справедливое условие может нарушаться.

Даже при достаточном (чтобы вместить образующийся лед) объеме свободных пор пучение может происходить вследствие формирования

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемёрзлых грунтах	Лист 29
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

протяженных ледяных включений (шпир), разрушающих существующую до промерзания структуру грунтов.

Пучение дисперсных грунтов при их промерзании наблюдается во всей области распространения мерзлых грунтов и на территориях с сезонным промерзанием, однако конкретный вид его проявления зависит от условий промерзания, температурного режима, состава и влажности грунтов. Сочетание морозного пучения с другими криогенными процессами приводит к многообразию возможных форм рельефа, в образовании которых оно участвует как главный, так и необходимый промежуточный процесс (бугры и полосы пучения, булгуньяхи, пятна-медальоны, каменные венки, «криотурбации» и др.).

В результате криогенного пучения возникают бугры пучения от метра до первых десятков метров высотой и сотни метров в поперечнике у основания, образовавшиеся вследствие сегрегационного льдовыделения, а также за счет внедрения воды в грунтовые массы с последующем ее замерзанием. Такие формы рельефа называют булгуньяхами или гидролокалитами. Со временем, по мере развития, в верхней части бугров пучения после протаивания льдистого ядра возникают кратеры, западины и озера.

Особой формой криогенного процесса, влияющего на рельеф, является наледообразование. Его причины кроются в специфическом гидрологическом режиме подземных вод, связанным как с открытыми тектоническим разломами территории, так и с особенностями промерзания днищ речных долин. Достигая мощности в несколько метров, наледи на продолжительное время изолируют крупные участки долин от развития и проявления других экзодинамических процессов (русловых, биогенных). При неоднократном воздействии наледей на поверхность, образуются специфические расширенные многорукавные поймы. В зимнее время на них развиваются «наледные поляны». Они лишены растительного покрова и сложены слабосвязанными грунтами. Ежегодное повторение наледообразования ведет к дальнейшему расширению долины и росту наледной поляны.

С морозобойными трещинами (рис. 5), т.е. расчленением трещинами

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемёрзлых грунтах	Лист
						30
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

массива мерзлых пород в результате морозного усыхания, при понижении температуры связано образование системы трещин, как правило, имеющих полигональный облик. В пределах деятельного слоя интенсивному растрескиванию горных пород способствует частая смена фазовых переходов состояния воды через ноль градусов. В мерзлых пылевато-глинистых породах и торфяниках морозное растрескивание сопровождается проявлением сети жильных образований льда, составляющих объемную полигональную решетку в мерзлых отложениях. На дневной поверхности растущие жилы проявляются в виде полигональной сети иногда обвалованных трещин (полигонально-валиковый микрорельеф). Морозное растрескивание нередко определяет направление стока поверхностных вод по трещинам. В северных районах специфическое проявление эрозии обусловлено также наличием в осадочных породах подземного льда. В таких условиях формируется своеобразный микро- и мезорельеф.

Возникшие в слое сезонного промерзания и протаивания, вследствие криогенной сортировки обломочных пород, структурные группы обладают совокупностью характерных форм микрорельефа. Среди них наблюдаются: каменные кольца, округлые, ровные или слабовыпуклые участки, сложенные мелкоземом, окруженные невысоким бордюром из камней; каменные многоугольники, каменные полосы, каменные поля или потоки (курумы). Наиболее типичные участки пятнистой тундры приурочены к относительно холодным, выступающим формам рельефа (вершины холмов, бровки террас и пр.).

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемёрзлых грунтах	Лист
						31
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



Рисунок 5 – Морозобойное растрескивание

Термокарстовый процесс (рис. 6) четко проявляется в формировании отрицательных форм рельефа. Это протаивание многолетнемерзлых пород, содержащих лед, обязательно сопровождающееся деформацией пород с образованием провальных форм, полостей в них, возникновения просадок. Их размеры зависят от объемов вытаивающего подземного льда, на местах расположения которого частично сохраняются полости. Они определяют посткриогенную или криогенно-остаточную текстуру пород.

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах	Лист
						32
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



Рисунок 6 – Нарушение проектного положения газопровода вследствие развития процесса термокарста и всплытия трубы

В результате термокарста образуются вогнутые формы рельефа, провалы, воронки, ложбины, впадины и трещины небольших и средних размеров. Эти формы наиболее часто характерны для горизонтальных пологонаклонных поверхностей террас междуречьев. «Западинность» рельефа северных областей Западной Сибири, а также низин Восточной Сибири в значительной мере обусловлена термокарстом с образованием большого числа озер. Их площадь составляет от сотен квадратных метров до первых квадратных километров. Их специфические особенности составляют, прежде всего, угловатость и неопределенность очертаний впадин, а также наличие трещин и «пьяного» леса на берегах, небольшая глубина, островки дерна, торфа и почвенных слоев на дне озер, отсутствие типичной озерной флоры и фауны, малая мощность донных осадков и пр. В районы с долгоживущим термокарстом озера имеют округлую и овальную формы и визуально напоминают лунную поверхность. Изредка при таянии подземного льда возникают и положительные формы рельефа – байджерахи (земляные дайки). Это вытянутые по длинной оси микро-холмы (длиной первые десятки метров, при ширине 1,0–1,5м). Они возникают после вытаивания ледяных жил и клиньев за счет терригенного материала, заполнявшего трещины в ледяных

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемёрзлых грунтах	Лист 33
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

прослоях и наледях. На склонах террас они образуют специфические бедленды.

3.1.3 «Сезонное расшатывание» трубопровода

Важное научно-теоретическое и прикладное значение имеет исследование морозного пучения грунтов.

Освоение и развитие холодных регионов требуют решения проблем, связанных со строительством и необходимостью повышения устойчивости, прочности, долговечности трубопроводов, автомобильных и железных дорог, инженерных сооружений, возводимых на многолетнемерзлых и сезоннопромерзающих грунтах.

В существующих моделях морозного пучения много трудноопределяемых эмпирических параметров и не учитываются основные особенности промерзания-протаивания грунтовых систем, что недостаточно адекватно и полно отражает рассматриваемый процесс.

Особенностью эксплуатации трубопровода в мерзлом грунте является сохранение многолетней мерзлоты, данное условие соблюдается, если температура транспортируемого продукта равна температуре окружающего грунта.

Метод моделирования морозного пучения грунтов, основан на численном решении системы совместных нелинейных уравнений тепловлагодпереноса в промерзающих грунтах.

В осенне-зимние месяцы происходит промерзание деятельного слоя сверху, которое сопровождается миграцией поровой воды. Отрицательные зимние температуры зарождают кристаллы льда в свободной воде влажного грунта. Когда она вся перейдет в лед, под действием сил кристаллизации льда к нему притягивается сначала рыхлосвязанная, а затем какая-то часть пленочной воды. При этом на минеральных частицах, покрытых тонким слоем пленочной воды, возникает поверхностная нереализованная энергия, благодаря которой вода подтягивается к тонкой прочносвязанной пленке воды из нижерасположенного влажного грунта. Процесс передвижения пленочной и капиллярной воды к фронту промерзания принято называть миграцией влаги в

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах	Лист
						34
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

процессе сезонного промерзания грунта. При этом пучение возрастает за счет увеличения в объеме на 9 % замерзающей поровой влаги. Данный процесс играет основную роль в формировании морозного пучения. Величина пучения в течение зимы монотонно растет за счет миграции поровой влаги к фронту промерзания. В мае при поступлении снеговой воды наблюдается резкое увеличение объема (набухание) верхних слоев деятельного слоя. В летние месяцы (июнь - август), когда идет интенсивное испарение влаги, за счет высыхания верхних слоев грунта происходит усадка деятельного слоя.

Многолетнее циклическое «сезонное расшатывание» выталкивает вверх трубопровод в зимний период, что приводит к аварийному состоянию.

В зависимости от степени пучинистости грунта разность между максимальным и минимальным значениями пучения с течением времени растет. Если разность больше 0,5м, то грунт относится к сильнопучиноопасным и создает неблагоприятные условия для устойчивости инженерных сооружений. С каждым годом коэффициент неравномерности пучения трубопровода монотонно растет.

Таким образом, в результате можно сделать следующие выводы:

- вокруг магистрального трубопровода при подземной прокладке происходят изменения влажности поля;
- Величина пучения в течение зимы монотонно растет за счет миграции поровой влаги к фронту промерзания. При поступлении снеговой воды наблюдается резкое увеличение объема (набухание) верхних слоев деятельного слоя. В летние месяцы, когда идет интенсивное испарение влаги, за счет высыхания верхних слоев грунта происходит усадка деятельного слоя;
- наличие грунтовой воды на нижних горизонтах имеет отепляющее влияние на температурный режим горного массива. Циклическое промерзание-протаивание с поверхности вызывает миграцию грунтовой воды, происходит образование инъекционного льда. В зависимости от степени пучинистости грунта наблюдается рост разности между максимальным и минимальным значениями пучения, что негативно влияет на напряженно-деформационное состояние трубопровода.

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемёрзлых грунтах	Лист
						35
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3.2 Влияние на трубопровод опасных геологических процессов

Подземный трубопровод – это сооружение, наиболее динамично влияющее на естественные температурные поля многолетнемерзлых грунтов основания. От температурного режима транспортировки зависит развитие тех или иных негативных геокриологических процессов.

Выбор оптимальных тепловых режимов магистральных трубопроводов является основным условием бесперебойной и безаварийной работы трубопроводных систем в криолитозоне. Многолетний опыт строительства и эксплуатации северных трубопроводов показал, что во многих случаях в результате термомеханического взаимодействия трубопроводов с окружающей средой происходит нарушение динамического равновесия в геотехнической системе «трубопровод — вмещающий грунт» со значительным изменением естественных ландшафтов и с активизацией негативных геокриологических процессов, приводящих к деформациям трубопроводов, нарушению их проектного положения и нередко к аварийным ситуациям. С учетом большой протяженности трубопроводных систем это обусловлено сложными и изменчивыми геокриологическими условиями вдоль трассы, такими как: состав отложений, засоленность, льдистость, естественный температурный режим многолетнемерзлых пород, проявления экзогенных геокриологических процессов и др.

В результате теплового взаимодействия трубопровода с вмещающими мерзлыми породами вокруг трубы образуются ореолы оттаивания сложной конфигурации с сезонной динамикой. С формированием этих ореолов связано вертикальное перемещение трубы и развитие в полосе, примыкающей к трубопроводу, таких процессов, как осадка грунтов при оттаивании, обводнение вдоль траншеи, образование сосредоточенного стока, термоэрозия и др.

Таким образом, по трассе трубопроводов активизируются негативные геокриологические процессы, которые влияют на формирование потенциально опасных участков трубопровода. В связи с формированием ореолов оттаивания в результате теплового взаимодействия с трубопроводами и с последующим

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах	Лист
						36
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

их промерзанием наблюдаются:

- пучение грунтов и выпучивание трубопровода и пригрузов;
- развитие термокарста, осадки грунта при оттаивании, освобождение трубопровода от пригрузов и его всплытие;
- образование вдоль траншеи газопровода сосредоточенного стока и термоэрозионный размыв грунта в летнее время.

Основной «движущей силой» активизации вышеописанных процессов является изменение естественных условий. Основными факторами развития тех или иных процессов являются наличие и сочетание следующих параметров:

- изменение естественного температурного поля;
- наличие особых характеристик грунта (например, если грунт глинистый);
- изменение характеристик грунта (состава и свойств);
- увлажнение грунта

					Особенности проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в многолетнемёрзлых грунтах	Лист
						37
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

5 Строительно-монтажные работы

5.1 Земляные работы

Земляные работы при техническом перевооружении нефтепровода производятся в соответствии с требованиями [36-38].

Земляные работы по объекту выполняется в зимний период. Выполнение земляных работ в зимний период является обязательным условием при установке трубчатых свайных опор подвесного трубопровода с использованием основания по принципу I (с сохранением вечномерзлых грунтов).

При строительстве линейных сооружений земляные работы рекомендуется выполнять следующими механизмами:

- Бульдозеры мощностью 132 кВт и 220 кВт выполняет, рыхление мерзлых пород, планировочные работы, устройство вдольтрассового проезда, транспортировку грунта во временный отвал, обратную засыпку траншей;
- Экскаватор, оборудованный обратной лопатой, с ковшом емкостью 0,65 м³ производит разработку предварительно разрыхленного или нескального грунта и обратную засыпку траншей в приурезной части подводных переходов;
- Бульдозер-рыхлитель мощностью 220 кВт с рабочим 3-х «зубным» рыхлителем разрабатывает (мерзлый) грунт. Рыхление производится в несколько проходов;
- Гидромолот массой 1,5 тонн на базе экскаватора для рыхления грунта в траншее.

Вскрытие нефтепровода на болотах и обводненных участках производится одноковшовыми экскаваторами с обратной лопатой на уширенных гусеницах и бульдозером на болотном ходу с последующим складированием грунта во временный отвал.

При рытье (вскрытие) траншеи необходимо:

					Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Строительно-монтажные работы	Литера	Лист	Листов
Разраб.	Буняк			02.06.16		БР	54	129
Руков.	Чухарева			02.06.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Консульт.								
Зав. каф.	Рудаченко			02.06.16				

1. Произвести разметку границ работ;
2. Использовать лестницы для спуска людей в траншею;
3. Устроить переходы через траншею.

В случае появления воды в траншее, для водоотлива должен быть устроен приямок, размерами 1,0х1,0 м или дренажная канава сечением 1,0х0,5 м, закрываемые настилом, металлической или деревянной решеткой. Решетка должна иметь размеры ячеек, обеспечивающие безопасные условия при выполнении строительных работ в траншее. Для откачки воды предусмотрены установки типа УОВ-4. Наибольшую крутизну откосов траншей, котлованов, временных выемок следует принимать в соответствии с требованиями [39] (раздел 5). Указания по освидетельствованию грунта и требование к уплотнению грунта и восполнения переборов и недоборов проектных отметок выполнять в соответствии с [36].

Объем и методы контроля качества проведения земляных работ выполнять в соответствии с требованиями [37].

Подсыпка выполняется по подготовленному основанию толщиной 0,2 м, с уплотнением виброплитами или вибротрамбовками до степени уплотнения не менее 0,85.

В качестве мягкого грунта подсыпки следует применять песок крупный, средней крупности, мелкий или пылеватый по [40], в котором частицы размером 2 мм и менее составляют по объему более 50 %, а остальные частицы имеют размер не более 5 мм. Мягкий грунт получают путем последовательного просеивания песчаного грунта, добываемого в карьере, или грунта из отвала просеянного через механические сита с размерами ячеек 5 мм^х5 мм и 2 мм * 2 мм, и последующего смешивания полученных фракций в вышеуказанном соотношении. Засыпку трубопровода следует выполнять экскаваторами и бульдозерами прямолинейными, косопоперечными параллельными, косоперекрестными или комбинированными проходами, прикрывающими трубу от прямых ударов крупных фракций падающего грунта.

Засыпка грунтом уложенного нефтепровода в траншею производится после выполнения следующих работ:

					Строительно-монтажные работы	Лист
						55
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- откачка воды или удаление снега из траншеи;
- проверка проектного положения нефтепровода и плотного его прилегания к дну траншеи;
- проверка качества изоляционного покрытия и при необходимости ремонт изоляционного покрытия;
- балластировка трубопровода в соответствие с проектом;
- устройство подсыпки и обсыпки нефтепровода.

Грунт обратной засыпки не должен содержать включений твердых частиц размером до 50 мм в поперечнике. На криволинейных участках засыпку начинают от середины кривой по направлению к ее концам. На участках с вертикальными кривыми (в оврагах, на холмах и т.д.) засыпку следует производить с двух сторон сверху вниз.

Расположение строительной техники около траншей и котлованов должно осуществляться в соответствии с [41]. Расположение строительной техники около траншеи приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Расположение строительной техники около траншей

Глубина траншеи, м	Расстояние до опорной техники до откоса траншеи в зависимости от грунта, м				
	Песчаный и гравийный	Супесчаный	Суглинистый	Глинистый	Лесовой сухой
1	1,5	1,25	1,0	1,0	1,0
2	3,0	2,4	2,0	1,5	2,0
3	4,0	3,6	3,25	1,75	2,5
4	5,0	4,4	4,0	3,0	3,0

При производстве работ по обратной засыпке нефтепровода необходимо производить подбивку и уплотнение мягкого грунта под уложенный трубопровод, восполнение переборов и недоборов проектных отметок выполняется в соответствии с требованиями [26].

Подсыпка выполняется по подготовленному основанию толщиной 0,2 м, с уплотнением виброплитами или вибротрамбовками до степени уплотнения не менее 0,85.

Засыпка траншеи после нанесения теплоизоляции на действующий нефтепровод выполняется в три стадии:

- стадия (засыпка и подбивка грунта под нефтепровод) - вручную

					Строительно-монтажные работы	Лист
						56
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

немерзлым грунтом (песком), уплотнение немеханизированными инструментами (лопата, с овок, деревянные трамбовки);

– стадия (засыпка и уплотнение пазух, засыпка над трубой на высоту 0,2 (0,5) м - засыпка выполняется вручную с его разравниванием и уплотнением ручными механизированными инструментами (механизированный инструмент, электро или вибротрамбовки например до 100 кг) или виброплитами массой не более 50 кг, засыпка над трубой не менее 20 см непучинистым грунтом. Уплотнение непосредственно над трубой на ширину равной диаметру трубы запрещается.

– стадия (засыпка и уплотнение грунта в траншее) - засыпка выполняется послойно с перемещением грунта оптимальной влажности бульдозерами с уплотнением виброплитами массой до 100 кг. Для уплотнения верхних слоев допускается использование и легких катков например массой 1,5 тонн, размерами 2,7х1 м, высотой 1,5 м.

При выполнении землянных работ проезд техники допускается при высоте засыпки не менее 1,4 м (перемещение, разравнивание грунта), при высоте засыпки менее 1,4 м движение строительной техники допускается вдоль трубы на расстоянии не менее 1,7 м от стенки трубопровода. Уплотнение пазух ручными механизированными инструментами выполняется на расстоянии до трубы 0,1 м.

Подкопочная машина разрабатывает грунт с I по V группу по трудности разработки включительно, ММГ в том числе (осадочные грунты, нескальные). Высота подкопа для нормальной работы машины от 0,6 до 0,75 м (для трубопровода 1,2 м и более), допускается применять устройство для подкопа на базе экскаватора типа УПТ-1220. Установка опор из лежек в соответствии с [42], под действующий трубопровод выполняется после прохождения подкопной машины. Шаг растановки опор 18 м. При прохождении трассы по склону с поперечной крутизной более 8° должна устраиваться полка. В сложных геологических условиях, при прокладке трубопровода, предусмотрены мероприятия по инженерной защите.

Расширение использования одноковшовых экскаваторов на участках

					Строительно-монтажные работы	Лист
						57
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

ММГ возможно при применении специального оборудования - ковшей с виброударным активными зубьями и ковшей с захватно-клещевым устройством. Послойную разработку грунта осуществляется специализированной землеройно-фрезерной машиной, которая снимает слой толщиной до 0,3 м и шириной 2,6 м. Перемещение разработанного мерзлого грунта производится бульдозерным оборудованием, входящим в комплект машины.

Рыхление грунта предусматривается выполнять:

– бульдозерами со специальным рабочим органом - зубом. Рыхление выполняется на глубину 0,3-0,4 м с послойной разработкой грунта;

– гидромолотами типа СП-71, СП-62, Д-600, навешиваемыми в качестве сменного рабочего оборудования на гидравлические экскаваторы при разработке грунта слоями толщиной 40-60 см.

– При необходимости рыхления грунта в руслах рек применяется гидромолот типа INDECO-5000 на базе CAT H230S или гидромолот типа Д-600.

5.1.1 Вскрытие траншей

Вскрытие траншеи существующего трубопровода для выполнения работ по установке теплоизоляции на трубопровод выполняется в зимний период. Выполнение земляных работ в зимний период является обязательным условием при установке трубчатых свайных опор подвешного трубопровода с использованием основания по принципу I (с сохранением вечномерзлых грунтов).

Во избежание заноса траншей снегом и смерзания отвала грунта при работе зимой темп разработки траншей должен соответствовать темпу изоляционных работ (установка теплоизоляции). Технологический разрыв между землеройной и изоляционной техникой выполнить не более двухсуточной производительности землеройной техники.

При вскрытии (разработке) траншеи с промерзанием их на всю глубину разработки, как на болотах, так и на многолетнемерзлых грунтах использовать

					Строительно-монтажные работы	Лист
						58
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

одноковшовый экскаватор. В зависимости от прочности разрабатываемого грунта для устройства траншей применяют следующие технологические схемы:

- вначале бульдозерами со специальным рабочим органом - стоечным рыхлителем (зубом). Рыхление выполняется на глубину 0,7 м с послойной разработкой грунта (по 0,3-0,4 м);

- после удаления грунта, разработка на всю проектную глубину осуществляется экскаваторами с применением при необходимости специального оборудования - ковшей с виброударным активными зубьями и ковшей с захватно-клещевым устройством или с предварительным рыхлением гидромолотами; допускается послойная разработка грунта специализированной землеройно-фрезерной машиной (на глубину не более 0,2 м над верхом образующей трубопровода), которая снимает слой толщиной до 0,3 м и шириной 2,6 м. Перемещение разработанного мерзлого грунта производится бульдозерным оборудованием; рыхление гидромолотами, навешиваемыми в качестве сменного рабочего оборудования на гидравлические экскаваторы выполняется слоями толщиной 40-60 см.

Корытообразная траншея, в которой работает экскаватор, устраивается глубиной не более 0,9 м для обеспечения поворота задней части экскаватора при выгрузке ковша. Вначале разрабатывают траншею меньшего профиля, а затем увеличивают ее до проектных параметров.

Для разработки мерзлых и других плотных грунтов ковши экскаваторов должны быть оснащены зубьями, упрочненными износостойкими наплавками или армированы твердосплавными пластинами.

5.2 Балластировка трубопровода

По данным инженерно-геологических изысканий трасса нефтепровода проходит по району, относящемуся к III (средней) категории по сложности. Расчётная сейсмическая интенсивность в районе участка работ по карте составляет 6 и менее баллов.

Для обеспечения устойчивости трубопровода против всплытия на участках прогнозируемого обводнения применяются регламентированные

					Строительно-монтажные работы	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

[43] утяжелители. Балластировка трубопровода предусмотрена пригрузами

Для обеспечения устойчивости положения трубопроводов против всплытия проектом предусмотрено применение балластирующих устройств УБО. Шаг и количество установки утяжелителей представлены в (Приложении 1).

При строительстве трубопровода на участке перехода применены балластирующие устройства, удовлетворяющие следующим требованиям:

- конструкция балластирующих устройств должна быть технологична как при строительстве, так и при проведении ремонтных работ в процессе эксплуатации;
- в процессе монтажа и дальнейшей эксплуатации нефтепровода не допускается повреждение изоляционного покрытия;
- применяемые балластирующие устройства изготавливаются по ТУ и имеют сертификаты соответствия.

Геометрические параметры утяжелителей, объем грунта, масса и монтаж утяжелителей на изолированный трубопровод следует выполнять в соответствии с требованиями указанными в ТУ, ОТГ на данный тип балластирующих устройств.

Началу работ по установке утяжелителей предшествует комплекс организационно-технических мероприятий и подготовительных работ:

- назначение лиц, ответственных за качественное и безопасное производство работ;
- проведение обучения и аттестации работающих на право выполнения работ по установке утяжелителей;
- обеспечение рабочих мест необходимым оборудованием, инструментом, инвентарем, приспособлениями;
- подготовка площадки для складирования утяжелителей;
- создание запаса утяжелителей и комплектующих материалов;
- проверка качества изоляционных и укладочных работ;
- устройство перемычек и водоотлива (при наличии воды в траншее) при установке пригрузов.

					Строительно-монтажные работы	Лист
						60
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

До начала установки утяжелителей произвести разметку несмываемой краской мест установки утяжелителей на трубопровод в соответствии с проектом.

Установку утяжелителей следует выполнить на ранее зафутерованный трубопровод. Грузоподъемные работы при монтаже утяжелителей выполняются при помощи трубоукладчика. Для монтажа утяжелителей типа УБО должны применяться специальные траверсы.

Технологическая схема по балластировке трубопровода утяжелителями представлена в (Приложении 2).

Предусматривается защита от механических повреждений изоляционного покрытия на участке балластировки сплошной футеровкой трубопровода деревянными рейками сечением 60х30 мм.

Работы по футеровке выполняются в следующей технологической последовательности:

- пакеты реек развозятся и раскладываются трубоукладчиком вдоль трубопровода;
- из пакетов рейки раскладываются вручную по длине трубопровода;
- одновременно с этими работами производится заготовка проволочных скруток на специально подготовленной площадке;
- футеровка трубопровода выполняется с помощью двух поясов из технической резины, на которые раскладываются рейки с учетом покрытия 3/4 окружности трубопровода;
- рейки на поясах подводятся под трубопровод, прижимаются к его поверхности и после укладки под пояса остальной части раек, закрепляются проволочными скрутками через 1 м;
- после установки скруток пояса снимаются и футеровка выполняется далее в аналогичной последовательности;
- в процессе работ плетъ трубопровода поддерживается трубоукладчиком.

При производстве и приемке работ по балластировке и закреплению трубопровода необходимо осуществлять входной, операционный и

					Строительно-монтажные работы	Лист
						61
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

приемочный контроль.

5.3 Свайные работы

5.3.1 Устройство подвесных опор из буроопускных свай на участках ММГ

При установке свай следует руководствоваться проектом производства работ, правилами и требованиями, изложенными в [26,43], а также рекомендациями руководства по производству свайных работ, правилами безопасности при устройстве свайных фундаментов и заводскими инструкциями по эксплуатации машин.

До погружения свай необходимо выполнить следующие подготовительные работы:

- произвести разбивку осей сооружений, закрепить их на обноске, обозначить отметку фундаментов с привязкой их к постоянному реперу;
- разбить оси рядов, точки забивки свай и обозначить их на местности;
- доставить сваи к месту погружения.

Доставляемые на площадку сваи разгружают краном с помощью двухветвевых строп-траверс. Сваи укладывают рядами в штабели высотой 3-4 ряда на деревянные прокладки.

Устройство скважин для устройства опор надземного трубопровода в полосе строительства в вечноммерзлых грунтах выполняется вращательным резцово-шнековым бурением бурильно-крановыми машинами импортного производства типа LIEBHERR, Bauer MBG-12 отечественного производства типа МБШ-818 заключается в разрушении мерзлого грунта резанием и отчасти сколом и в удалении сравнительно крупных кусков мерзлого грунта механическими способами.

Буроопускной способ погружения свай в вечноммерзлые грунты заключается в том, что сваи погружаются в предварительно пробуренные скважины, диаметр которых превышает (на 12 см - диаметр сваи 426 мм, диаметр скважины 600 мм) наибольший размер поперечного сечения сваи, с заполнением скважины грунтовым раствором. К буроопускным относятся все

					Строительно-монтажные работы	Лист
						62
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

виды свай, в том числе сваи-оболочки. Буроопускные сваи следует применять в твердомерзлых и пластичномерзлых грунтах, в том числе на участках залегания подземных льдов.

Недобур скважины по сравнению с проектной глубиной допускается не более 3 см. Расстояние между осями буроопускных свай должно составлять не менее двух диаметров скважины. В случае устройства ростверка балочного типа при одноосном расположении свай (при согласовании с проектной организацией) допускается отклонение свай в поперечном направлении до величины, при которой контур сваи не выходит за обрез ростверка, а в продольном направлении не превышает 0,3 размера стороны (или диаметра) сваи.

Для заполнения пазух между стенками скважины и сваи применяют песчаное заполнение пазух (песчаный раствор), после погружения свай с обязательным вибрированием.

Составы растворов для заполнения пазух между стенками скважины и свай уточняется в ППР.

Раствор должен приготавливаться на растворном узле и транспортироваться к скважинам специальным авторастворо возом. Состав раствора, его температура и качество подбираются и контролируются строительной лабораторией.

Растворы для заполнения пазух (все, кроме песчаного) заливают бадьей перед погружением сваи или подаются с помощью растворонасоса. В тех случаях, когда в скважине имеется вода, которую трудно удалить (например, подток межмерзлотных вод), грунтовый раствор при заливке из бадьи подают ко дну скважины по бетонолитной трубе, чтобы вода отжималась на поверхность. Объем раствора назначается из расчета полного заполнения пазух между свай и стенками скважин. Контролем качества заполнения пазух является объем заливаемого грунта и измерение уровня засыпки с помощью рулетки с грузом.

Сваи следует погружать в скважины непосредственно после заливки раствора.

					Строительно-монтажные работы	Лист
						63
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

При длине свай более 12 м допускается заливка в скважину перед установкой сваи части раствора из расчета заполнения пазух на глубине 10 м от дна скважины. Остальная часть раствора доливается в пазухи между стенками скважины и сваей после ее установки. При этом консистенция раствора должна быть такой, чтобы осадка конуса была не менее 14 см (но не более 16).

Перед погружением поверхность сваи следует очищать от намерзших комьев грунта, льда и снега. Песчаным раствором пазухи между стенками скважины и сваей следует заполнять после ее погружения с обязательным вибрированием раствора.

Погружать сваи рекомендуется непосредственно после пробуривания скважины.

Летом промежуток времени между подготовкой скважины и установкой сваи не должен превышать 4 ч. В зимнее время может быть допущена заблаговременная проходка скважин при условии осуществления мероприятий по предохранению от попадания в скважины снега или воды, образования инея и наледей на стенках скважины и принятия необходимых мер по технике безопасности. Однако во всех случаях необходимо принимать все меры для быстрого завершения работ по погружению свай.

Летом и осенью, когда скважина может заплывать, ее устье при необходимости обсаживают на глубину, равную толщине оттаявшего слоя грунта. Вода, попавшая в скважину, должна быть удалена (водоотлив насосной установкой), а если это трудно осуществить, необходимо проводить мероприятия, исключающие из-за наличия в скважине воды снижение несущей способности свай, погружение свай не до проектной глубины и разрушение свай.

Во всех случаях не следует допускать замерзания попавшей в скважину воды перед установкой сваи. Образовавшийся в скважине лед обязательно должен быть удален перед установкой сваи.

Бурение скважин в теплый период допускается при условии устройства подъезда к месту бурения, наличии вдольтрассового проезда. Выполнение работ в летний период по устройству буроопускных свай выполняется в

					Строительно-монтажные работы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		64

соответствии со [28].

Последовательность устройства скважины:

– бурение скважины сквозь обсадную трубу (в рыхлых грунтах в одном уровне, в текучих с опережением обсадной неизвлекаемой трубы), бурение шнекорезцовым методом;

– погружение обсадной трубы с вдавливанием в мерзлый грунт;

– водоотлив воды из скважины (в обсадной трубе);

– укладка раствора, достаточный для заполнения промежутка между сваями и стенкой скважины до проектного уровня (допуск по заливке раствора под проектный уровень 2 см);

– установка сваи автокраном;

– установка вибропогружателя типа ICE 1223 на автокране;

– при опускании сваи на проектную глубину выполняется выдержка (гнетение) давление на сваю в течении не менее 10 мин;

– установка автокраном в сваю кассету термостабилизаторов;

– засыпка в сваю сухой цементно-песчаной смеси;

– заполнение (не снимая вибропогружатель) пространства между сваями и стенками скважины сухим песком; уплотнение песка обеспечить вибропогружателем;

– заполнение верхней части внутренней полости сваи жидкой пескобетонной смесью В15;

– прогрев бетона (с утеплением надземной части сваи).

Допуск на перебуривание скважин составляет не 20 см.

Допуск на всплытие сваи составляет 2 см.

Строповка металлической сваи выполняется за монтажные петли 4-х ветвевым стропом за внутренние монтажные петли расположенные внутри сваи.

Монтажные петли размещаются с внешней стороны сваи из листовой стали толщиной 9 мм и представляют собой уголок 90х90 мм по ГОСТ 8509-93.

Вибропогружатель с максимальной гидравлической мощностью 190 кВт и тяговым усилием 240 кН, устанавливается на сваю экскаватором.

					Строительно-монтажные работы	Лист
						65
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Сваи должны быть погружены в скважины непосредственно после заливки раствора.

Перевод свай из горизонтального положения в вертикальное используются монтажные приспособление (внутренние крюки).

Для монтажа и установки термостабилизаторов в гильзы свай выполняется с помощью автокрана за монтажные приспособления выполненные из листовой стали толщиной 9 мм.

5.3.2 Технологическая схема, применяемая при буроопускном способе погружения свай.

Бурение скважины выполняется на полную глубину шнеком диаметром 600 мм. По окончании бурения скважины, буровой инструмент извлекается и производится устройство буроопускной свай. Допускается бурение шнеком диаметром от 520 до 630 мм. Допуск на уширение скважины должен составлять не более 5 см. Допуск на перебуривание скважин составляет 100 мм. По окончании бурения скважины, буровой инструмент извлекается и производится устройство буроопускной свай.

Последовательность выполнения работ на монтажно-сборочной площадке (базе):

Этап I (рис.10). Установка пустой свай в скважину. Строповка осуществляется четырёхветвевым стропом, за наружные монтажные петли.

					Строительно-монтажные работы	Лист
						66
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

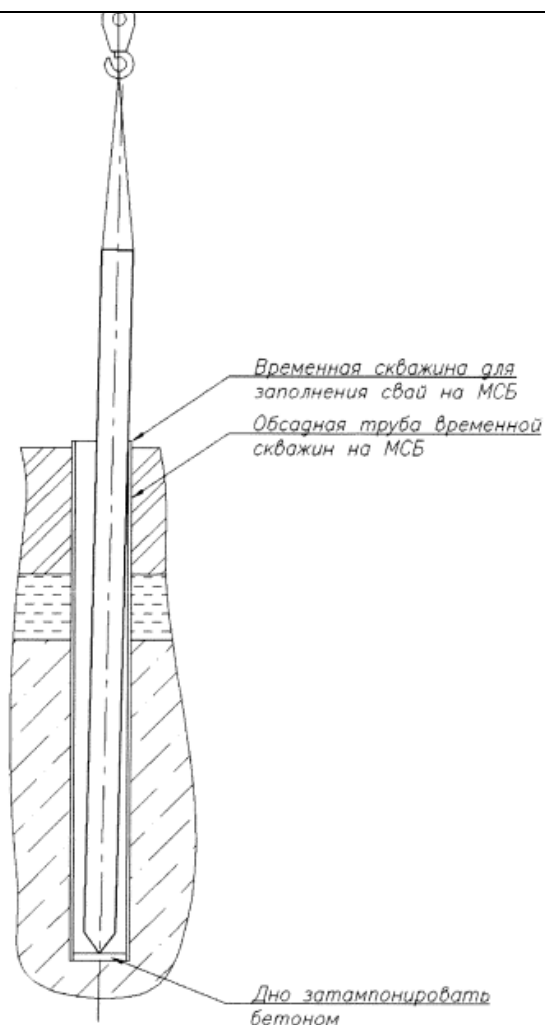


Рисунок 10 – Установка свай в скважину

Этап II. Установка в полость сваи кассеты с гильзами термостабилизаторов и электродами прогрева.

Этап III. Заполнение полости сваи сухой цементно-песчаной смесью (ниже уровня сезонного промерзания/оттаивания).

Этап IV. Заполнение полости сваи пескобетоном (выше уровня сезонного промерзания/оттаивания).

Этап V. Утепление открытой поверхности сваи.

Последовательность выполнения работ на месте погружения свай:

До начала работ по установке свай на строительной площадке должны быть выполнены все подготовительные работы.

Этап 1 (рис.11). Пробурить шнекорезцовым методом буровой установкой. Бурение производится с применением несъемной обсадной трубы.

					Строительно-монтажные работы	Лист
						67
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

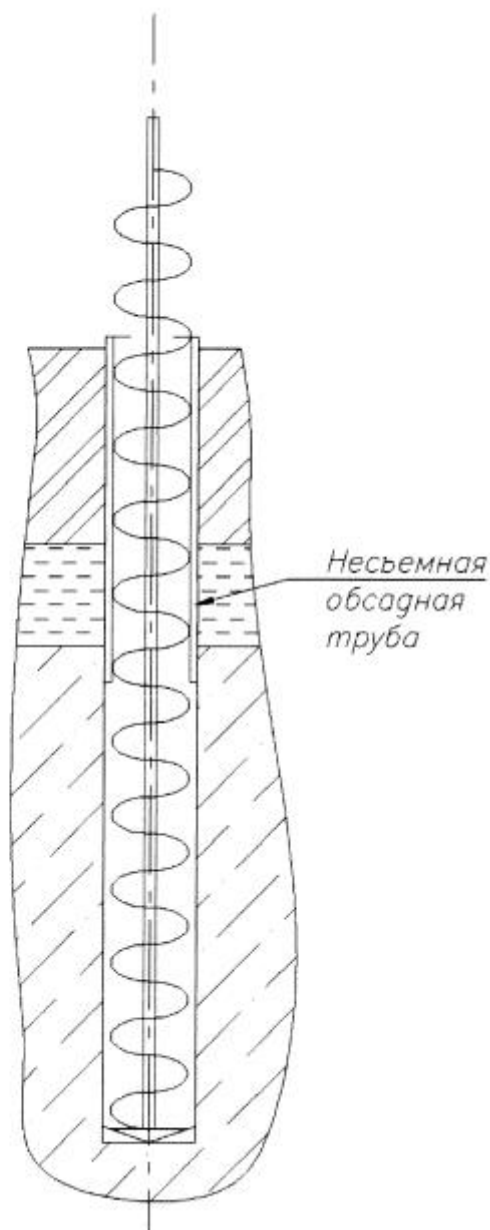


Рисунок 11 – Бурение скважины шнекорезцовым методом

Этап 2. На дно скважины уложить объём раствора, достаточный для заполнения промежутка между свайей и стенкой скважины до проектного уровня. Для контроля уровня заливки раствора, необходимо использовать рулетку с грузом. После заливки раствора, устье скважины должно быть закрыто с целью предотвращения охлаждения раствора за счёт воздушного обмена и попадания в скважину снега и льда.

Этап 3. (рис.12) Погружение свай в скважину, заполненную цементно-песчаным раствором. Свай должны быть погружены в скважины непосредственно после заливки раствора. Раствор должен заполнить промежуток между свайей и стенкой скважины до уровня подошвы слоя сезонного оттаивания грунта. Допуск фактического уровня заливки

					Строительно-монтажные работы	Лист
						68
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

раствора от проектного составляет ± 20 см. При необходимости, для погружения сваи до проектного уровня должен применяться вибропогружатель.

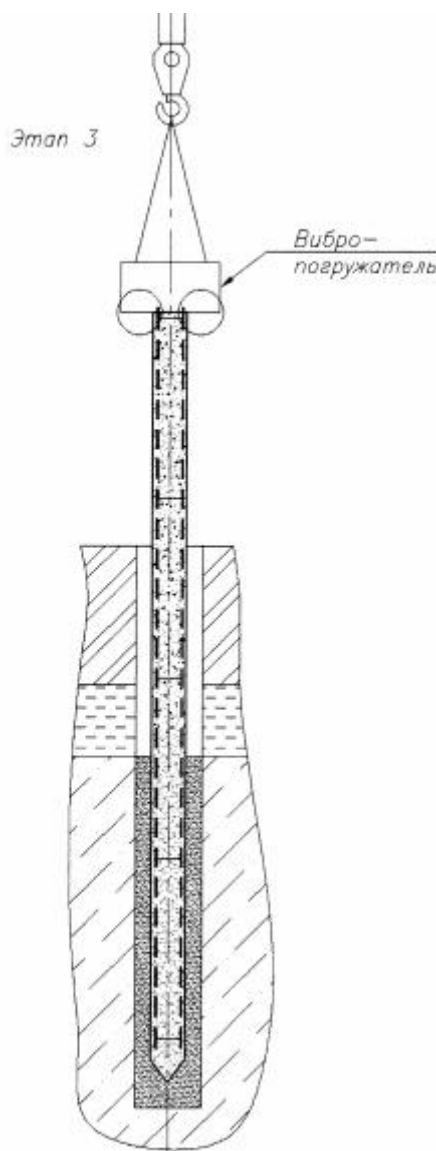


Рисунок 12 – Погружение сваи в скважину

Этап 4. Заполнение пространства между свай и стенками скважины сухим песком (выше уровня сезонного промерзания/оттаивания). Уплотнение песка обеспечить вибропогружателем. Работа вибропогружателя должна быть завершена до начала схватывания раствора, уложенного на 3 этапе.

5.4 Земляные работы по засыпке трубопровода

Подсыпка и подбивка мягкого грунта под трубопровод должна выполняться с уплотнением ручными вибротрамбовками до степени уплотнения не менее 0,85 плотности грунта естественного сложения основания.

Засыпка трубопровода грунтом выполняется в два этапа:

					Строительно-монтажные работы	Лист
						69
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- мягким минеральным грунтом на высоту не менее 0,2 м над верхней образующей трубопровода с обязательной подбивкой пазух труб с толщиной стенки 12 мм, толщина слоя не более 0,2 м, степень уплотнения не менее 0,85 от естественной плотности грунта;

- затем грунтом из отвала (грунт засыпки до верха траншеи не должен содержать твёрдых включений более 100мм).

На участках многолетнемёрзлых грунтов с продольными уклонами от 3° до 11° предусматривается устройство перемычек из мешков с минеральным грунтом с шагом 50 м для предотвращения вымывания грунтов обратной засыпки трубопровода и мягкой подсыпки под трубой.

Устойчивость положения трубопровода против всплытия при растеплении ММГ и обводнении трубопровода обеспечивается устройством грунтового валика высотой 1,7 м от верхней образующей теплоизолированного трубопровода, но не менее 0,5 м над поверхностью земли. В местах установки опор высота валика не должна быть 0,5 м от уровня земли (на расстоянии по 0,5 от оси опоры). Зазор между грунтовым валиком и ростверком опоры должен составлять не менее 300 мм (рисунок 13), а между валиком и полукольцами упорными – 100 мм. Ширина валика в местах установки опор 3 м, в промежутках между опорами – на всю ширину траншеи.

					Строительно-монтажные работы	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Рисунок 13 – Устройство грунтовых валиков от всплытия опорожненного трубопровода

5.5 Геотехнический мониторинг

Геотехнический мониторинг (далее ГТМ) – комплекс работ, основанный на натуральных наблюдениях за поведением конструкций вновь возводимого или реконструируемого сооружения, его основания, в том числе грунтового массива, окружающего сооружение, и конструкций сооружений окружающей застройки. Выполняется для контроля эффективности мероприятий по инженерной защите территории и термостабилизации грунтов оснований на период строительства и эксплуатации.

Геотехнический мониторинг разработан на основании [1-4].

Геотехнический мониторинг осуществляется в течении всего срока эксплуатации зданий и сооружений. Разработаны мероприятия по проведению ГТМ, которые включают:

- Устройство и привязку глубинных реперов;
- Контроль за высотным положением деформационных марок;
- Устройство термометрических скважин для замера температуры грунтов;

					Строительно-монтажные работы	Лист
						71
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Устройство для замера гидрогеологических скважин для замера уровня подземных вод;
- Визуальный контроль за техническим состоянием объектов и возможным развитием опасных геологических процессов и явлений.

В процессе проведения геотехнического мониторинга выполняется:

- контроль высотного положения деформационных марок, для выявления деформаций трубопровода и подвесных опор;
- измерения температуры грунтов, для контроля глубины оттаивания под трубопроводом и вне зоны его действия, а также оценки работоспособности систем термостабилизации;
- визуальный контроль за техническим состоянием надземной части подвесных опор и прилегающей территорией на предмет осадок грунтовой поверхности и развития негативных экзогенных процессов.

Глубинные реперы образуют исходную геодезическую сеть, предназначенную для оценки деформаций подвесных опор и изменения положения нефтепровода.

Глубинный репер состоит из металлической трубы (реперной трубы) диаметром 57х4 мм длиной 11,5 м, реперной головки и бетонного якоря устанавливаемый в скважину диаметром 500 мм.

К верхней части реперной трубы приваривается специальная сферическая головка, изготавливаемая из нержавеющей стали со шлифованной сферической поверхностью $R = 25$ мм. В сферической головке выполняется отверстие глубиной 3 мм.

Нижняя часть глубинного репера оборудуется «якорем», для повышения устойчивости и противодействия возможным силам морозного пучения.

«Якорь» изготавливается из бетона с установкой закладной детали. Закладная деталь выполняется из трубы диаметром 57х4 мм и приваренной к ней листу 400х400х5 мм. «Якорь» с реперной трубой соединяется с помощью сварки.

Реперная труба защищается от сил морозного пучения с помощью защитной трубы диаметром 89х4,5 с двумя герметизирующими манжетами

					Строительно-монтажные работы	Лист
						72
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

на концах. Пространство между реперной и защитной трубами заполняется смазкой.

Для защиты глубинного репера от повреждений предусмотрен защитный кожух из металлической трубы диаметром 426х9 мм, заполненной песчаным непучинистым грунтом. Крышка кожуха выполняется также из трубы диаметром 426х9 мм и листовой стали толщиной 3 мм. Для плотного прилегания крышки к кожуху после закрытия к внутренней поверхности кожуха привариваются специальные направляющие в количестве 4 шт. длиной 200 мм выполненные из сегментов трубы диаметром 426х9 мм. На верх крышки приваривается специальный опознавательный знак выполняемый из арматуры 14-А-I длиной 800 мм и металлического листа толщиной 3 мм, на котором указывается номер репера, наименование и контактная информация эксплуатирующей организации.

Подсыпка вокруг глубинного репера в радиусе 1,0 м и на глубину не менее 2,5 м выполняется из непучинистых грунтов (сухой песком средней крупности или мелкие). Обратная засыпка скважины производится с послойным уплотнением. Количество глубинных реперов, устанавливаемых для целей геотехнического мониторинга на рассматриваемом участке составляет 2 шт.

Глубинные реперы размещаются по возможности в стороне от автомобильных проездов и коммуникаций, где ниже вероятность их разрушения. На каждом репере должно быть обозначено наименование организации, устанавливающей его, и номер знака. В процессе измерения деформаций следует контролировать устойчивость исходных реперов для каждого цикла наблюдений. Установленные реперы сдаются на хранение эксплуатирующей организации по актам. Конструкция глубинного репера приведена на листе 6 настоящего комплекта.

Нивелировочные работы по привязке реперов следует проводить по методике [44].

Деформационные марки, предназначены для контроля за планово-высотным положением нефтепровода. Деформационные марки крепятся

					Строительно-монтажные работы	Лист
						73
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

непосредственно на трубопровод с помощью хомута. Для недопущения повреждения покрытия трубопровода используется защитный коврик толщиной 4 мм из геотекстильного полотна, прокладываемый между хомутом и трубопроводом. ДМ тип 1 крепятся на трубопровод в непосредственной близости от подвесной опоры на расстоянии 0,75 м от края ложемента.

Деформационные марки (ДМ тип 2) изготавливаются из стального проката (уголок 50х50х5 длиной 0,3 м) с обточкой сферической поверхности, которые вертикально крепятся непосредственно к опоре. Пикетаж установки ДМ тип 1 и тип 2 приведен на листе 5 настоящего комплекта.

После устройства деформационных марок, им присваивается порядковый номер, который наносится на несущую конструкцию свайных опор (для ДМ тип 2).

5.5.1 Термометрические скважины

Термометрические скважины (ТС) предназначены для наблюдения за температурным режимом грунтов оснований.

Конструкция ТС состоит из металлической термометрической трубки диаметром 57х4 мм длиной от 11 и 16 м с закрытым нижним концом (заглушка), устанавливаемой в предварительно пробуренную скважину диаметром 198 мм до глубины 2,5 м, ниже - диаметром 89 мм. Верх термометрической трубки выводится на 1,5 м выше отметки естественной поверхности. Затрубное пространство засыпается песком средней крупности или буровым раствором.

Термометрическая трубка оборудуется стационарной термометрической косой. На нижний конец термокосы может быть насажен утяжелитель, облегчающий установку термокосы в трубку, выполняемый по месту. Термокосу следует устанавливать в ТС так, чтобы 1-й датчик находился на уровне естественной поверхности. Термометрические скважины располагаются в виде термометрического профиля (по 3 шт. перпендикулярно оси нефтепровода) на каждом характерном типе инженерно-геологического разреза. На участке установки подвесных опор организуется 4 термометрических профиля с шагом 60 м, далее, на участке применения

					Строительно-монтажные работы	Лист
						74
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

сегментной кольцевой теплоизоляции еще 3 профиля с шагом 100 м.

Для защиты от уничтожения или повреждения ТС оборудуется ограждением из металлической трубы диаметром 146 мм, заполненной утеплителем (матами прошивными теплоизоляционными из минеральной ваты). В конструкции скважины ТС для металлической трубы диаметром 146 мм предусмотрена защитная крышка, состоящая из металлической трубы диаметром 168 мм и стального листа толщиной 6 мм.

Для снятия значений температуры с термометрических кос используются переносные измерители температур. Приборы используемые для измерения температуры должны быть исправны и иметь действующее свидетельство о поверке. Измерения температур следует выполнять в соответствии с [43].

					Строительно-монтажные работы	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Предпроектный анализ

6.1.1 Описание НИР

Развитие нефтегазовой промышленности на основе мощных магистральных трубопроводов и эксплуатация их в районах со сложными природными условиями озадачили вопросом о решении несущей способности, долговечности и надёжности. Участок эксплуатируемого магистрального нефтепровода «-----» располагается в ----- . Трасса нефтепровода проходит в условиях многолетнемёрзлых грунтах, при эксплуатации магистрального нефтепровода необходимо учитывать множество факторов, на рассматриваемом участке были учтены следующие технические решения:

- На участках с залеганием льдов выполнить устройство опор с подвеской действующего подземного трубопровода;
- Проектом определить необходимость термостабилизации грунтов
- На участках с ММГ установить тепловую изоляцию расчетной толщины;
- Насыпь грунта расчетной толщины для предотвращения всплытия трубопровода;
- На участках устройства теплоизоляции применить скальный лист для защиты от механических повреждений.

6.1.2 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Для данного проекта целевым рынком являются

					Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.	Буняк			02.06.16	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист	Листов
Руков.	Чухарева			02.06.16		БР	76	129
Консульт.	Глызина			25.05.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.	Рудаченко			02.06.16				

предприятия нефтяной отрасли, а сегментами будут являться компании трубопроводного транспорта углеводородов.

Продукт (результат НИР) – Разработка технологических решений, которые обеспечивают минимальное нарушение инженерно-геокриологических условий и снижают опасность возникновения и развития опасных экзогенных процессов.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга), в определённом случае, продукт (результат НИР), можно применять по географическим признакам, актуально будет использование в условиях многолетнемёрзлых грунтах.

6.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в три этапа.

Результаты итоговой матрицы SWOT-анализа представлены в таблице 6.1.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						77
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

[illegible]

6.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 6.2.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		78

Таблица 6.2 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
Определен имеющийся научно-технический задел		
Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела		
Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке		
Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок		
Определены авторы и осуществлена охрана их прав		
Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности		
Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта		
Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки		
Определены пути продвижения научной разработки на рынок		
Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки		
Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок		
Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот		
Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки		
Имеется команда для коммерциализации научной разработки		
Проработан механизм реализации научного проекта		
ИТОГО БАЛЛОВ		

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (6.1)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 33, что говорит о средне перспективной

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		79

разработке, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 44 – перспективность выше среднего.

6.2 Планирование управления научно-техническим проектом

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 6.3.

Таблица 6.3 – Календарный план проекта

Код работы (ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Согласование и утверждение темы	5			
2	Получение задания	5			
3	Введение	10			
4	Литературный обзор	20			
5	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	5			
6	Теоретическая часть	35			
7	Расчетная часть	25			
8	Результаты и обсуждения	10			
9	Оформление пояснительной записки	15			
10	Проверка и правка отчета	10			
			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		
Изм	Лист	№ докум			
			Лист		
			80		

11	Разработка презентации	10												
Итого:		150												

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 6.4).

Таблица 6.4 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ																		
			Дек.			Янв.			Фев.			Март			Апр.			Май			
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Согласование и утверждение темы	Бакалавр Руководитель	5																			
Получение задания	Бакалавр Руководитель	5																			
Введение	Бакалавр Руководитель	10																			
Литературный обзор	Бакалавр Руководитель	20																			
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Бакалавр Руководитель	5																			
Теоретическая часть	Бакалавр Руководитель	35																			
Расчетная часть	Бакалавр Руководитель	25																			
Результаты и обсуждения	Бакалавр Руководитель	10																			
Оформление пояснительной записки	Бакалавр Руководитель	15																			
Проверка и правка отчета	Бакалавр Руководитель	10																			
Разработка презентации	Бакалавр Руководитель	10																			
Итого:		150																			



- Бакалавр

-Руководитель

6.3 Расчёт материальных затрат на реализацию научно-технического исследования

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется последующим элементом:

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

Протяженность участка трубопровода, подлежащего техническому перевооружению ----- м,. диаметр ----- мм. Сметная стоимость капитального ремонта газопровода складывается из прямых расходов - это затраты на содержание и эксплуатацию машин, амортизационные отчисления, затраты на материалы, расходы на заработную плату и социальные отчисления из ФОТ накладных расходов и плановых накоплений. Помимо затрат на материал, необходимо рассчитать затраты на топливо для используемой техники:

- Трубоукладчик TP20.22.01 320000 руб/час , время работы 40 часов , затраты 12800000;
- Бульдозер «Kamatsu-155» 2 ед. – расход 18 л/час, время работы 36 часов;
- Одноковшовый экскаватор «HitachiZX450» 2 ед. – расход 33 л/час, время работы 40 часов;
- Автокран «КС-45717-1» 1 ед. – расход 30 л/час, время работы 25 часов;
- Вахтовая машина «Урал 42112» 2 ед. – расход 31 л/100 км, пробег 210км;
- Передвижная сварочная установка «АДД 2х2502» 2 ед. – расход 20 л/час, время работы 110 часов;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						82
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Машина грунтовочная «ПТ-НН 1420Г» 1 ед. – расход 10 л/час , время работы 40 часов;
- Изоляционная машина «ПТ-НН 1420И» 1 ед. – расход 13/час, время работы 25 часов;
- Передвижная эл. станция «ДЭС-200» 1 ед. – расход 60 л/час, пробег время работы 50 часов;
- Автомобиль УАЗ «Патриот» 2 ед. – расход 20 л/100 км, пробег 150км.

Стоимость горюче-смазочных материалов приведена в табл (6.5)

Таблица 6.5 – Затраты на горюче-смазочные материалы

Наименование техники	Марка техники	Кол -во, ед.	Расход топлива, л/км		Потребность, л		Цена за едини цу, руб.	Стоимость ГСМ, руб.
			АИ- 92	Дизто п ливо	АИ- 92	Дизтоп ливо		
Бульдозер	Kamatsu-155	2		24		1296		
Одноковшовый экскаватор	HitachiZX 450	2		33		2640		
Автокран	КС-45717-1	1		30		750		
Вахтовая машина	Урал 42112	2		31		130,2		
Передвижная сварочная установка	АДД 2х2502	2	20		4400			
Машина грунтовочная	ПТ-НН 1420Г	1		10		400		
Изоляционная машина	ПТ-НН 1420И	1		13		325		
Передвижная эл. станция	ДЭС-200	1		60		3000		
Автомобиль УАЗ	Патриот	2	20		6000			
Итого:								

6.3.1 Расчет стоимости земляных работ

Таблица 6.6 – Определение затрат на производство земляных работ

№ п.п.	Вид работ	Ед.изм.	Стоимость за 1 единицу,руб.	Кол-во	Полная стоимость, руб.
Разработка грунта					
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Лист 83

Продолжение таблицы 6.7				
Наименование материала	Ед. измерения	Кол-во, ед	Цена за ед., руб	Полная стоимость, руб
Манжета двухслойная	шт.	25		
Праймер «ТЕРМА-СТМП»	т	36,4		
Лента «ТЕРМА-ЛКА»	т	56,8		
Утяжелители УБО для труб Ду 1220	шт.	324		
Скальный лист	м²	112,4		
Итого затраты на основные материалы:				
Вспомогательные материалы:				
Электроды УОНИ-13/55, d5,0мм	шт.	94		
Шлифовальный круг	шт.	32		
Долота	шт.	6		
Песок	т	30		
Заглушка	шт.	1		
Итого затраты на вспомогательные материалы:				
Итого:				

6.3.3 Фонд оплаты труда специалистов

Таблица 6.8 – Затраты на оплату труда специалистов отдела ИТР за время проведения работ

Наименование категории работника	Количество работников данной категории, чел.	Трудовые затраты, чел./час.	Средняя заработная плата одного работника в час, руб.	Средняя заработная плата одного работника в час с учетом районного коэффициента, 70%, руб.	Фонд заработной платы на весь объем работы, руб.
Начальник отдела	1	19			
Главный инженер	1	51			
Ведущий инженер	1	59			
Инженер 1 категории	1	59			
Руководитель группы	1	59			
Итого:					

Таблица 6.9 – Затраты на оплату труда рабочих за время проведения работ						
№ п.п	Профессия	Разряд	Кол-во	Часовая тарифная став-ка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, час	Заработная плата одного работника с учетом районного коэффициента, 70%, руб.
1	2	3	4	5	6	7
1	Машинист-трубоукладчик	VI	6		50	
2	Машинист-эксковаторщик	VI	6		45	
3	Электросварщик	VI	8		55	
4	Слесарь монтажник	V	4		48	
5	Изолировщик	VI	4		33	
6	Стропальщик	III	4		55	
7	Крановщик	VI	2		55	
8	Водитель	VI	5		20	
9	Линейный трубопроводчик	III	15		60	
10	Машинист бульдозера	VI	8		34	
Итого:						

Следовательно, затраты на оплату труда для рабочих и специалистов составят ----- руб. Отчисления на социальные нужды составляют 30% от фонда оплаты труда, что в денежном выражении равно ----- руб.

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда и следовательно равны ----- руб.

Общая сметная стоимость технического перевооружения представлена в таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Сметная стоимость капитального ремонта участка газопровода

Наименование статей затрат					Сумма, руб.	
Затраты на земляные работы						
Затраты на материалы						
Расходы на горюче-смазочные материалы						
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		86

Наименование статей затрат	Сумма, руб.
Фонд оплаты труда	
Отчисления на социальные нужды	
Затраты на прочие расходы	
Итого:	

Круговая диаграмма на рисунке 6.1 наглядно отражает все основные затраты на проведение научно технического исследования.

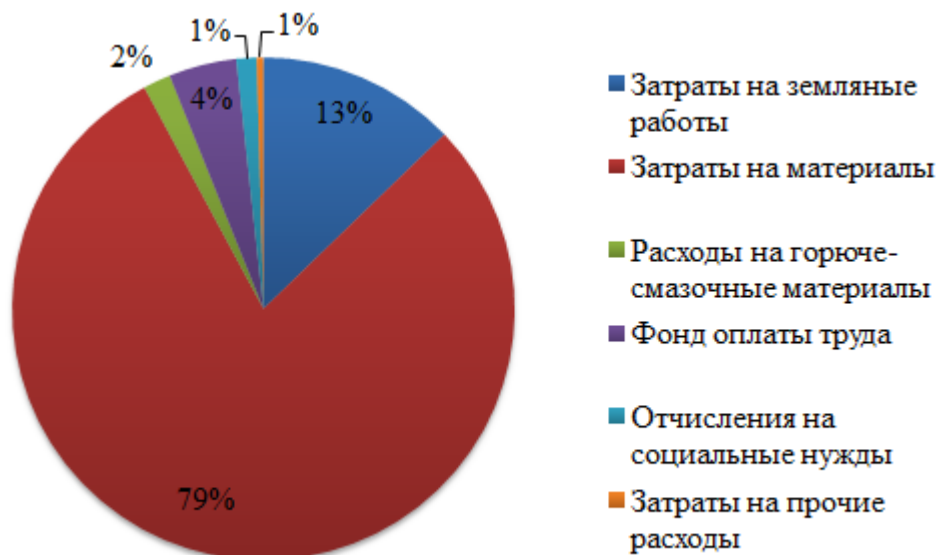


Рисунок 6.1 – Затраты на проведение технического перевооружения

Вывод: На проведение мероприятия по техническому перевооружению магистрального нефтепровода на участке «-----» потребуется ----- рублей; наибольший удельный вес (79%) в структуре затрат на проведение ремонтных работ занимают затраты на приобретение материалов.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		87

7 Социальная ответственность

7.1 Краткая характеристика

В данном разделе проведен анализ возможных опасных и вредных факторов при эксплуатации магистрального нефтепровода «-----» на участке «-----». Рассмотрены вопросы по обеспечению экологической безопасности, промышленной безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

При проведении ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности.

В административном отношении участок эксплуатируемого магистрального нефтепровода «-----» располагается в ----- . Трасса нефтепровода проходит по слабообжитой, труднодоступной местности, имеется слабо разветвлённая дорожная сеть шоссейных и грунтовых дорог соединяющих населённые пункты----- с г. ----- и через ----- с районными центрами. Болот на рассматриваемом участке немного, в основном переходного типа. Нефтепровод находится в северной строительно-климатической зоне, климатический подрайон I А. Климат района резко-континентальный. В целом для района характерны продолжительная суровая зима и короткое жаркое лето. Наблюдаются резкие колебания температуры в течение года, месяца и даже суток. По данным многолетних наблюдений – средняя годовая температура воздуха составляет - 5,7°С. Продолжительность зимнего периода - шесть месяцев, с октября по апрель.

7.2 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 [66], приведены

					Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк		02.06.16	Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева		02.06.16		БР	88	129
Консульт.		Алексеев		18.05.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко		02.06.16				

в табл. 7.1.

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по оценке технического состояния подводного перехода нефтегазопровода

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Земляные работы: 1) Подъем, укладка и очистка газопровода от старой изоляции; 2) Сварочно-восстановительные работы; 3) Изоляционно-укладочные работы; 4) Испытание отремонтированного нефтепровода.	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума на рабочем месте; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей сред; 4. Физические перегрузки.	1. Электрический ток; 2. Пожаро- и взрывоопасность.	ГОСТ 12.1.038-82 [45]; СанПиН 2.2.2776-10 [46]; ГОСТ 12.0.003.-74 [47]; ГОСТ 12.1.003-83 [48]; ГОСТ 12.1.004-91* [49]; ГОСТ 12.1.005-88* [50]; ГОСТ 12.1.010-76 [51]; ГОСТ 12.1.011-78* [52]; ГОСТ 12.4.011-89 [53]; ГОСТ 12.1.019-79 [54].

7.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Климат района резко континентальный и характеризуется значительными годовыми и суточными амплитудами колебаний температуры, суровой зимой.

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

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		89

воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются в соответствии с ГОСТ 12.1.005–88* [50];(Табл. 7.2) .

Таблица 7.2 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях.

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

Оптимальный климат характеризуется сочетанием таких параметров, которые обуславливают сохранение нормального функционального состояния организма. В зимний и летний период при работе на открытом воздухе для предотвращения перегрева или переохлаждения рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Использование сезонной одежды.

Превышение уровней шума

Шум может создаваться работающим оборудованием: буровыми установками (ЗИФ-1200), машинами (ЗИЛ, КАМАЗ, КрАЗ), бульдозерами и трубоукладчиками, устройствами холодной врезки, полевыми машинами для переизоляции трубопровода.

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

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

Согласно ГОСТ 12.1.003[48] – 83 эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА (табл. 7.3).

Таблица 7.3 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	94	87	82	78	75	73	71	70	80

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

Коллективные средства защиты:

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

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши в соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [48].

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Источником возникновения загазованности на месте проведения работ, могут служить техника, оборудование, такие как: экскаваторы, бульдозеры, краны, так же при ремонте нефтепровода, в результате опорожнения нефтепровода, при производстве зачистки внутренней полости, возможно отравление сероводородом.

Сероводород (H_2S) бесцветный газ с запахом тухлых яиц. Плотность $1,54 \text{ кг/м}^3$, по отношению к воздуху 1,19. Температура воспламенения 290°C . Хорошо растворяется в воде. В водном растворе является слабой кислотой. Горит синеватым пламенем с образованием воды и сернистого газа (SO_2). Взрывоопасен, концентрационные пределы воспламенения 4,3–45,5 % (по объему).

Сероводород – сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. На дыхательные пути и глаза действует раздражающе. Растворенный в воде при попадании на кожу человека вызывает покраснение и экзему.

					Социальная ответственность					Лист
										91
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата						

Ощутимый запах сероводорода в воздухе отмечается при 1,4–2,3 мг/м³, значительный запах при 4 мг/м³; при 7–11 мг/м³ – запах тягостный. При более высоких концентрациях запах менее сильный, наступает привыкание. Нахождение человека в атмосфере, содержащей 90–100 мг/м³ сероводорода, в течение 4 ч вызывает головную боль, слезотечение, светобоязнь. При концентрации 200–280 мг/м³ наблюдается жжение в глазах, раздражение слизистых оболочек глаз и зева, металлический вкус во рту, усталость, головные боли, тошнота. При концентрации 750 мг/м³ наступает опасное отравление в течение 15–20 мин. При концентрации 1000 мг/м³ и выше смерть может наступить почти мгновенно. Сероводород относится ко 2-му классу опасности. ПДК сероводорода в воздухе рабочей зоны в присутствии углеводородов (C₁–C₆) – 3, в воздухе населенных мест – 0,008 мг/м³.

Согласно , при работе с вредными веществами работающий персонал должно быть обеспечен средствами индивидуальной защиты. При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Для предотвращения загазованности воздуха рабочей среды, следует контролировать работу специальной техники, не допуская работу техники, незадействованной в производстве работ.

Тяжесть и напряженность физического труда

В связи с большой протяженностью и удаленностью нефтепровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом. Основным при выполнении работ является физический труд, в результате которого происходит утомление мышц и снижение мышечной деятельности человека. Для снижения результатов воздействия данного фактора необходимо чередование периодов работы и отдыха. Согласно СанПиН 2.2.2776-10 [46], классы условий труда разделяются на оптимальный, допустимый и вредный(1 и 2 степени). Для работника линейной части выбираем допустимые физические нагрузки. Так же различают показатели тяжести трудового процесса для мужчин и женщин:

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Физическая динамическая нагрузка (единицы внешней механической работы за смену, кг·м) для мужчин до 46 кг, а для женщин до 28 кг.
- Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную (кг) для мужчин до 30 кг, а для женщин до 10 кг.
- Стереотипные рабочие движения (количество за смену) для мужчин до 40000, а для женщин до 20000.
- Наклоны корпуса 51 – 100.
- Перемещения в пространстве, обусловленные технологическим процессом (км) по горизонтали до 8, а по вертикали до 2,5.

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

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

7.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

Электрический ток

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода, от сварочного аппарата, или дизельного электродвигателя. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, то есть при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		93

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;
- сопротивления;
- условий внешней среды;
- подготовки персонала.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять и быть не более 50 мА.

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

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

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

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты.

Пожаро– и взрывоопасность

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

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

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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 предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³ в соответствии с ГОСТ 12.1.010-76 [51].

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, а так же каждые пол часа производить замер газовой смеси, с помощью газоанализатора [51].

7.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

На этапе эксплуатации ----- используются различные механизмы и технологическое оборудование, которые в процессе работы являются потенциальными источниками выбросов вредных веществ в атмосферный воздух.

Отрицательное воздействие загрязнителей воздуха обуславливается их токсическими и раздражительными свойствами. При обустройстве и эксплуатации проектируемых объектов загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения: легких фракций углеводородов и серы от технологического оборудования (резервуары, насосы и т.д.). Для обеспечения безаварийной работы основной насосной, обеспечения минимально возможного выделения загрязняющих веществ в атмосферу проектом предусмотрен, комплекс технических решений:

- Все технологические процессы и операции осуществляются в закрытой, герметичной аппаратуре.
- Арматура работающая под избыточным давлением, обеспечена предохранительными устройствами от превышения давления сверх допустимого.
- Освобождение трубопроводов и оборудования от остатков жидких

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

нефтепродуктов при их остановке на ремонт и сброс от предохранительных клапанов предусмотрен в закрытую дренажную емкость.

Защита гидросферы.

Основные источники загрязнения рек и водоемов нефтью и нефтепродуктами при транспортировке их по магистральным трубопроводам аварийные утечки при отказах подводных переходов. Наиболее распространенные причины аварии подводных трубопроводов: деформации вследствие потери устойчивости, механических ударов, резонансовые явления на размытых участках переходов, нарушения гидроизоляционного покрытия и коррозия [55].

В результате загрязнения воды нефтью изменяются ее физические, химические и органолептические свойства, ухудшаются условия обитания в воде организмов и растительности, затрудняются все виды водопользования.

По степени загрязненности воды и ожидаемым последствиям различают четыре категории загрязнения. Влияние нефти и нефтепродуктов на водоем проявляется в ухудшении физических свойств воды (замутнение, изменение цвета, вкуса, запаха), отравлении воды токсическими веществами, образовании поверхностной пленки нефти и осадка на дне водоема, понижающей содержание кислорода [55].

В настоящее время методы очистки воды подразделяются на:

- Механический метод. Сущность механического метода состоит в том, что нефть удаляется из воды путем её отстаивания и фильтрации с последующим её улавливанием специальными устройствами - нефтеловушками, бензомаслоуловителями, отстойниками или вручную.
- Химический метод, он заключается в том, что в воду добавляют различные химические реагенты, которые вступают в реакцию с нефтью и осаждают её в виде нерастворимых осадков.
- Физико-химический метод. При физико-химическом методе очистки воды от нефти из воды удаляются тонко дисперсные и растворенные примеси и разрушаются органические и плохо окисляемые вещества нефти.

Защита литосферы.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		96

Строительство трубопроводов в северных районах оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растепляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры [56]. При растеплении, происходит процесс эрозии. Эрозия наносит ущерб окружающей среде втроекратно: разрушает естественные или созданные в сооружениях геометрические формы, следствием чего обычно становится утрата устойчивости и эстетические дефекты; перемещает грунтовые частицы во взвешенном состоянии в водных потоках, создавая отложения частиц в местах сноса вследствие смыва грунта с обочин, образование промоин, загрязняя земли, ухудшая плодородие почвы. Эрозии сильно подвергаются мелкозернистые пылеватые пески, пылеватые суглинки, глины лессы, лессовидные суглинки.

Для предотвращения воздействия на литосферу, используют технологические решения:

- Использование тепловой изоляции;
- Применение конструктивных решений свайных опор;
- Применение сезонных охлаждающих устройств;
- Сезонную откачку воды и подсыпку, растеплённого грунта.

Отходы производства.

В процессе эксплуатации нефтепровода на территории ----- будут иметь место промышленные отходы в виде замазученного песка, тяжелых остатков нефти.

К отходам относятся нефтешламы, образующихся в грязеотстойнике, в резервуарах сточных вод, в дренажных емкостях.

Ориентировочное количество твердых отходов, образующихся в фильтрах - грязеуловителях (грязеотстойниках) – 2 кг/сут. В течение года будет накапливаться 0.73 т/год. Так как на ----- фильтры-грязеуловители 3 единиц соответственно объем твердых отходов составит:

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		97

$$M_i = \text{---} = 2,19 \frac{\text{т}}{\text{год}}; \quad (7.1)$$

Очистка резервуаров, дренажных емкостей будут производиться один раз в 3 года. Накопление твердого осадка в резервуарах, дренажных емкостях составит 3% от их объема. Плотность твердых отходов в среднем ориентировочно 0.5 м³/т.

Объем твердых отходов, образующихся при очистке, составит:

- от 5-ти резервуаров объемом по 20000 м³:

$$M_2 = \text{---} = 3000 \text{ м}^3; \quad (7.2)$$

- от 4-х дренажных емкостей: V = 40 м³, 12.5 м³

$$M_2 = \text{---} = 3,15 \text{ м}^3; \quad (7.3)$$

Общий объем твердых отходов при чистке РВС и дренажных емкостей составит:

$$M = \text{---} = 3003,15 \text{ м}^3; \quad (7.4)$$

В случае разлива нефти загрязненные участки будут засыпаться песком, перемешиваться и вывозиться в специально отведенные места. Объем замазученного песка определяется из соотношения: 10 частей песка на 1 часть пролитой нефти. Так если объем разлившейся нефти составит 0.1 т/год, то для ликвидации загрязнения потребуется 1 т песка, а объем твердых отходов составит 1.1 т.

Нефтесодержащиеся твердые отходы будут вывозиться, и складироваться в специально отведенные места, полигон отходов.

Отработанные масла будут собираться в бочки.

До момента утилизации все отходы будут временно складироваться на территории НПС на специально отведенных и оборудованных площадках. Площадки будут иметь твердое покрытие, чтобы в случае случайного рассыпания или разлива, отходы можно было легко собрать.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		98

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.
- Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.
- Возможными причинами аварий могут быть:
- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых

организационно-технических мероприятий;

- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.)[57].

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

При взрыве газовой смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения (рис. 7.1).

Взрыв облака ГВС, образованного при опорожнении нефтепровода с 10^2 кг газообразного метана

Требуется определить избыточное давление, ожидаемое в районе охранной зоны при взрыве опорожнённого трубопровода, в котором находится 10 кг газообразного метана, расстояние охранной зоны 50м.

Решение:

Определяем радиус зоны детонационной волны (зона I):

$$R_1 = \sqrt[3]{m} = \sqrt[3]{512} = 8,12\text{м}, \quad (7.5)$$

где m – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		99

$$R_{\text{см}} = \text{---} = 13,92\text{м}, \quad (7.6)$$

где Q – количество газа, пара в тоннах.

Вычисляем радиус зоны действия продуктов взрыва (зоны II):

$$R_2 = \text{---} = 13,6\text{м} \quad (7.7)$$

Сравнивая расстояние от центра взрыва до охранной зоны (50 м) с найденными радиусами зон, делаем вывод, что охранный зона находится за пределами этих зон, и, следовательно, может оказаться в зоне действия воздушной ударной волны (зона III). Далее находим избыточное давление на расстоянии 50 м, используя расчетные формулы для зоны III и принимая $R_3=50$ м.

Для этого определяем относительную величину k :

$$k = \text{---} = 6,15, \quad (7.8)$$

Так как $k > 2$ избыточное давление воздушной ударной волны определяется по формуле:

$$\Delta P_1 = \text{---} = 4,69\text{КПа} \quad (7.9)$$

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

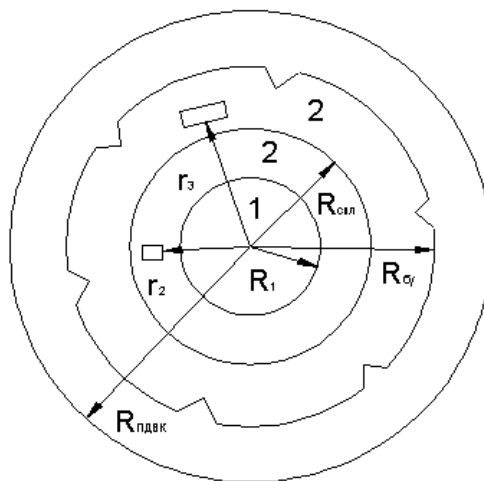


Рисунок 7.1 – Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси:

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

Вывод. При взрыве 10 кг газообразного метана цех охранный зона окажется под воздействием воздушной ударной волны с избыточным давлением около 4,69 кПа, что соответствует зоне слабых разрушений.

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

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

Меры по ликвидации последствий.

Ликвидация аварий нефтепровода может быть выполнена методами

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

постоянного или временного ремонта. К постоянным методам относится вырезка катушки или участка нефтепровода с повреждением и заварка новой катушки или секции трубы, заварка свищей с установкой "чоппиков" (металлических пробок), приварка патрубков с заглушками [56].

В качестве временного метода аварийного ремонта могут быть применены на срок не более одного месяца установка необходимой приварной муфты, муфты с коническими переходами, галтельные муфты, с обязательной последующей заменой их с применением методов постоянного ремонта.

Восстановление аварийного участка нефтепровода путем вырезки и замены на новый проводится при: разрыве кольцевого монтажного шва; разрыве продольного сварного шва или металла трубы [56].

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для всех работающих на Крайнем Севере должны быть созданы условия, обеспечивающие нормальную жизнедеятельность организма и нормальные условия труда и отдыха. Лица, принимаемые для работы в районах Крайнего Севера или в районах к ним приравненных, подлежат предварительному медицинскому осмотру для установления их пригодности к работе в указанных условиях [57].

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

Для облегчения ориентирования и перемещения людей в условиях

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		102

сильной пурги или тумана по территории и в производственной зоне должны быть протянуты и закреплены направляющие канаты, если эти территории не имеют сплошного ограждения. Запрещается в зимнее время, независимо от состояния погоды, уход людей за пределы жилой или производственной зоны без письменного разрешения руководителя, при этом выход может быть разрешен группе в составе не менее двух человек. При выходе группы диспетчером или другим должностным лицом должны быть зарегистрированы маршрут ее движения, ожидаемое время ее возвращения или прихода на контрольные пункты, где имеется связь с базой. В случае отсутствия группы в обусловленное время на контрольных пунктах должны принимать меры к розыску группы и оказанию ей помощи [57].

Работники объектов, расположенных в районе Крайнего Севера, должны быть обучены ориентированию на местности по компасу, солнцу, звездам и местным предметам, знать величину магнитного склонения в районе работ, уметь его учитывать при движении по компасу, который следует носить с собой при удалении от места жилья или работы. Для звуковой ориентации во время пурги и туманов при видимости менее 50 м в поселках и удаленных объектах должны быть задействованы сирены прерывистого действия или другие звуковые сигнальные приспособления.

Эксплуатация транспортных средств и механизмов в районах Крайнего Севера должна осуществляться в соответствии с "Правилами техники безопасности для предприятий автомобильного транспорта". В зимнее время средства транспорта и механизмы должны выезжать как по трассе, так и по дорогам вне поселков колоннами не менее чем из двух машин, которые должны следовать друг за другом в пределах прямой видимости. При этом должна быть обеспечена возможность возвращения всех людей на одной из машин в случае выхода из строя другой машины. Перед выходом на трассу транспортных средств должно быть тщательно проверено их техническое состояние в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ним "Правилами техники безопасности для предприятий автомобильного транспорта". Запрещается выпускать на линию транспортные средства с обнаруженными

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

неполадками. Транспортные средства должны быть специально подготовлены для зимней эксплуатации:

- установлены приспособления для прогрева и запуска двигателя при низких температурах, а также обеспечены теплым капотом над местом его размещения;

- тщательно промыты и очищены системы охлаждения, топливопроводов, топливных баков и др.;

- заправлен двигатель антифризом для системы его охлаждения и соответствующими сортами топлива и смазки;

- утеплены аккумуляторные батареи и плотность электролита доведена до зимних норм;

- проверены и отрегулированы тормозные системы;

- отремонтированы имеющиеся и изготовлены недостающие цепи противоскольжения;

- установлены фары с противотуманными фильтрами;

- утеплены кабины, установлены и подключены приспособления для ее обогрева.

Выезжающие зимой в рейс должны быть одеты в теплую одежду и обуты в теплую обувь. Запрещается провоз недостаточно тепло одетых и обутых людей вне территории поселков. Выезжающие в рейс должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи, должны иметь при себе спички в непромокаемой упаковке и карманный электрический фонарь. Периодически, в обусловленное время, старший по колонне обязан сообщать на базу (диспетчеру) о своем местонахождении и условиях выполнения рейса, что должен регистрировать диспетчер в специальном журнале. В случае отсутствия связи, не позднее 5 часов после установленного контрольного времени, база (диспетчер) обязана организовать розыск и оказание помощи колонне [57].

Если во время пурги транспортные средства вынуждены остановиться в пути, в колонне должен быть натянут пеньковый канат для ориентирования во время перехода от одной машины к другой. Дороги в снегозаносимых

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		104

районах должны быть обозначены хорошо видимыми вехами высотой не менее 2 м над поверхностью снега с расстояниями между ними не более 50 м на транспортных дорогах и не более 10 м на пешеходных [57].

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		105

Заключение

В выпускной квалификационной работе были определены основные мероприятия по инженерной защите магистрального трубопровода, были разработаны основные этапы строительных работ, на действующем трубопроводе, без остановки основного производства.

В выпускной квалификационной работе были проведены технологические расчёты, в результате чего была определена минимальная толщина стенки трубопровода равная 12 мм, при рабочем давлении 4,3 Мпа, при которой допустимые напряжения и пластические деформации не выходят за пределы допустимых. Был определён способ баллаستировки трубопровода, с шагом балластов 1,9 м. Была определена общая стоимость производства работ.

Проведённые исследования позволяют сделать вывод о том, что сооружение трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах считается сооружением в осложнённых условиях. Таким образом я изучил опасные явления на многолетнемерзлых грунтах. Рассмотрев особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке -----, подробно разобравшись в особенностях инженерной защиты нефтепровода.

					Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Заключение	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Буняк		02.06.16		БР	106	129
Руков.		Чухарева		02.06.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко		02.06.16				

Список использованных источников

1. Фельдман Г. М. Термокарст и вечная мерзлота. – Изд-во "Наука," Рубан Л. С., Катаева Е. Г., Хегай В. К. Геостратегические интересы Российской Федерации на Дальнем Востоке. – Наука, 2006 – 404 с.
2. Вайншток С.М. Российская трубопроводная система молодеет//ТЭК Нефтегаз. Спецвыпуск Бизнес. Организация, стратегия, системы. 2003 – 310 с.
3. Кравцова В. И., Быстрова А. Г. Изменения размеров термокарстовых озер в различных районах России за последние 30 лет //Криосфера земли. – 2009. – Т. 13. – №. 2. – С. 16-26.
4. Орлов В. О. Морозное пучение грунтов в расчетах оснований сооружений. – Изд-во "Наука," Сибирское отд-ние, 1987 – 133 с.
5. Сибирское отд-ние, 1984 – 261 с.
6. Бородавкин, П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство)/ П.П. Бородавкин. - М.: Недра, 1982. - 384 с.
7. Кузьбожев, А.С. Осадка газопровода в талом грунте и оценка ее опасности/ А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло, И.В. Шишкин //Нефть и газ, №6, 2013 53 с.
8. Соколов С.М. Определение напряженно-деформированного состояния трубопровода на переходе через границу с различными грунтами/ С.М. Соколов , О.В. Лимарь //Нефтяное хозяйство №5, 2006. - С. 127.
9. Xu J. Permafrost Thawing-Pipeline Interaction Advanced FEM/J. Xu. Proceedings of the ASME 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE 2009 May 31 - June 5, 2009, Honolulu, Hawaii.
10. Дубина, М.М. Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами/ М.М. Дубина, Б.А. Красовицкий. - Новосибирск: Наука, 1983. - 132 с.
11. Карнаухов Н. Н. и др. Механика мерзлых грунтов и принципы

					Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.	Буняк			02.06.16	Список использованных источников	Литера	Лист	Листов
Руков.	Чухарева			02.06.16		БР	107	129
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.	Рудаченко			02.06.16				

строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера //М.: Изд-во ЦентрЛитНефтеГаз. – 2008. – 430 с.

12. Цытович Н. А. Механика грунтов. – Гос. изд-во лит-ры по строительству, архитектуре и строит. материалам, 1963 – 448 с.

13. Роман Л. Т. Механика мерзлых грунтов. – М. : МАИК" Наука/Интерпериодика", 2002 С.31-39.

14. Володченкова О.Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты // Диссертация канд. тех. наук: 25.00.19. – М., 2007. – 148 с.

15. Шарыгин В.М. Разработка методов повышения устойчивости северных газопроводов // Диссертация доктора тех. наук: 25.00.19. – М., 2006. – 314 с.

16. Шарыгин В. М., Яковлев А. Я. Прокладка и балластировка газопроводов в сложных условиях //М.: ЦентрЛитНефтегаз, 2009 – 214 с..

17. СНиП 11-02-96 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/871001042> (дата обращения: 11.04.16).

18. СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/5200280> (дата обращения: 11.04.16).

19. СНиП 2.02.01-83* Основания зданий и сооружений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/5200033> (дата обращения: 11.04.16).

20. СНиП 2.02.03-85* Свайные фундаменты. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/871001183> (дата обращения: 11.04.16).

21. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/5200033> (дата обращения: 13.04.16).

22. СНиП 2-23-81 Стальные конструкции. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200084089> (дата обращения:

					Список использованных источников	Лист
						108
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

13.04.16).

23. СП 11-102-97 Инженерно-экологические изыскания для строительства. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/871001220> (дата обращения: 01.05.16).

24. СП 11-103-97 Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/901704792> (дата обращения: 01.05.16).

25. СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/5200242> (дата обращения: 01.05.16).

26. СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document/1200003430> (дата обращения: 01.05.16).

27. СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/9056423> (дата обращения: 01.05.16).

28. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть IV Правила производства работ в районах распространения многолетнемёрзлых грунтов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200037607> (дата обращения: 05.05.16).

29. ВСН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200000293> (дата обращения: 05.05.16).

30. СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://gostbank.metaltorg.ru/snip/30/> (дата обращения: 11.05.16).

31. Вакулин А. А. Основы геоэкологии //Тюмень: Изд-во ТюмГУ. – 2011 – 220 с.

32. Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа.

					Список использованных источников	Лист
						109
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

М.: «Недра», 1997. – 366 с.

33. СНиП 2.01.01-82 Строительная климатология и геофизика. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/9053801> (дата обращения: 13.05.16).

34. ГОСТ 8267-93* Щебень и гравий из плотных горных пород для строительных работ. Технические условия. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200000314> (дата обращения: 13.05.16).

35. СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/5200242> (дата обращения: 15.05.16)

36. ВСН 004-88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200001610> (дата обращения: 15.05.16).

37. РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/UKVN.html> (дата обращения: 15.05.16).

38. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть.2. Строительное производство. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/420308401> (дата обращения: 15.05.16).

39. ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-25100-2011> (дата обращения: 16.05.16).

40. СНиП 12-03-20010 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/420310392> (дата обращения: 16.05.16).

41. ОР-03.100.50-КТН-120-Ю «Организация строительно-монтажных работ».

42. РД-91.020.00-КТН-042-12 «Инженерные изыскания для строительства магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

43. ГОСТ 25358-2012 «Грунты. Метод полевого определения

					Список использованных источников	Лист
						110
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

температур» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-25358-2012> (дата обращения: 16.05.16).

44. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов – Переизд. янв.1996 с изм. 1.- Введ. 30.06.82. Система стандартов безопасности труда. Часть 3. – М.: Изд-во стандартов, 1996 – 38 С.

45. СанПиН 2.2.2776-10 «Гигиенические требования к оценке условий труда при расследовании случаев профессиональных заболеваний». – М., 2010 –. 42 с.

46. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-003-74-ssbt> (дата обращения: 16.05.16).

47. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 17.05.16).

48. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-004-91-ssbt> (дата обращения: 16.05.16).

49. ГОСТ 12.1. 005-88* //Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов. – 1991– 33 с.

50. ГОСТ 12.1.010-76* Взрывобезопасность. Общие требования [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-010-76-ssbt> (дата обращения: 16.04.16)

51. ГОСТ 12.1.011-78* //Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов. – 1991 – 22с.

52. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация – 1989 – 27с.

					Список использованных источников	Лист
						111
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

53. ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/5200302> (дата обращения: 17.05.16).

54. Павленко В. А., Ткачева А. Р. Обеспечение экономической и экологической безопасности проведения работ по изучению и освоению нефтегазовых ресурсов //Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2010. – Т. 3. – №. 1.

55. Разумов В.В. Географические аспекты изучения потенциальных источников чрезвычайных ситуаций природного, техногенного, военного и биологического характера: На примере республик Северного Кавказа / Дис. док. геогр. наук: 25.00.23. Нальчик. 2002. 447 с.

56. ОР 07.00-60.30.00-КТН-010-1-00 Технологический регламент НПС. Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.gosthelp.ru/text/OR0700603000КТН010100Техн.html> (дата обращения: 18.05.16).

57. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/17OT.html> (дата обращения: 19.05.16).

58. ОСТ «Правила безопасности для магистральных трубопроводов». Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/V8KQ.html> (дата обращения: 28.05.16).

Приложения

Приложение А. Расчётно-технологическая часть

Расчет толщины стенки трубопровода, проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации

Сведения о нагрузках и воздействия на трубопровод:

Расчетные нагрузки, воздействия и их сочетания должны приниматься в соответствии с требованиями.

При расчете трубопроводов следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Коэффициенты надежности по нагрузке надлежит принимать по Таблице 2.1

Таблица 2.1 – Коэффициент надежности по нагрузке

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Коэффициент надежности по нагрузке γ
Постоянные	Масса (собственный вес) трубопровода и устройств	1,10 (0,95)
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	1,00 (0,90)
	Давление (вес) грунта	1,20 (0,80)
	Гидростатическое давление воды	1,00
Временные длительные	Внутреннее давление для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 700-1200 мм с промежуточными НПО без подключения емкостей	1,15
	Масса продукта или воды	1,00 (0,95)
	Температурные воздействия	1,00
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	1,50
Кратковременные	Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	1,00

					Особенности подземной прокладки магистрального нефтепровода на участке «-----»			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Буняк		02.06.16	Приложения	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева		02.06.16		БР	113	129
Консулт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко		02.06.16				

Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок

При расчете трубопровода учитывались нагрузки от внутреннего рабочего давления в трубопроводе $n=1.15$

Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам

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

Расчеты выполнены в соответствии со [36].

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 следует определять по формулам (1, 2):

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_1 k_H}, \quad (2)$$

Где m – коэффициент условий работы трубопровода;
 k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу, принимаемые соответственно по таблице 2.2 и 2.3;
 k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 2.4.

Таблица 2.2 – Значение коэффициента надежности по материалу

Характеристика труб					Значение коэффициента надежности по материалу k_1		
1. Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100 процентный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами					1,34		
					Приложения		Лист
							113
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата			

Продолжение таблицы 2.2	
Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_1
2. Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100 процентный контроль сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или кованой заготовки, прошедшие 100 процентный контроль неразрушающими методами	1,40
3. Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100 процентный контроль сварных соединений неразрушающими методами	1,47
4. Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы	1,55
Примечание. Допускается применять коэффициенты 1,34 вместо 1,40; 1,4 вместо 1,47 и 1,47 вместо 1,55 для труб, изготовленных двуслойной сваркой под флюсом или электросваркой токами высокой частоты со стенками толщиной не более 12 мм при использовании специальной технологии производства, позволяющей получить качество труб, соответствующее данному коэффициенту k_1 .	

Таблица 2.3 – Значение коэффициента надежности по материалу

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_2
Бесшовные из малоуглеродистых сталей	1,10
Прямошовные и спиральношовные сварные из малоуглеродистой стали и низколегированной стали с отношением $R_2''/R_1'' \leq 0,8$	1,15
Сварные из высокопрочной стали с отношением $R_2''/R_1'' > 0,8$	1,20

Таблица 2.4 – Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода				
Условный диаметр трубопровода, мм	Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода k_n			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления p			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p \leq 5,4$ МПа $p \leq 55$ кгс/см ²	$5,4 < p \leq 7,4$ МПа $55 < p \leq 75$ кгс/см ²	$7,4 < p \leq 9,8$ МПа $75 < p \leq 100$ кгс/см ²	
500 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00
600-1000	1,00	1,00	1,05	1,00
1200	1,05	1,05	1,10	1,05
1400	1,05	1,10	1,15	-

Таблица 2.5– Коэффициент условий работы трубопровода

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность m	Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % от общего количества	Величина давления при испытании и продолжительность испытания трубопровода
В	0,60	Принимается	
I	0,75	по	
II	0,75	СНиП III-42-80*	
III	0,90		
IV	0,90		

Примечание. При испытании трубопровода для линейной его части допускается повышение давления до величины, вызывающей напряжение в металле трубы до предела текучести с учетом минусового допуска на толщину стенки.

Принимаем для расчета следующие коэффициенты:

- $k_1=1,47$ - коэффициент надежности по материалу принимаем по таблице 2.2;
- $k_2=1,1$ - коэффициент надежности по материалу, принимаемый по таблице 2.3;
- $k_n=1,05$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 2.4;
- $n=1,2$ - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 2.5;
- $m=0,75$ - коэффициент условий работы трубопровода принимаемый

					Приложения	Лист
						115
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

по таблице 2.5.

Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета
Таблица 2.6 – Основные физические характеристики стали

Физическая характеристика и обозначение стали	Величина и размерность
Плотность ρ	7850 кг/м ³
Модуль упругости E_0	206 000 МПа (2100 000 кгс/см ²)
Коэффициент линейного расширения α	0,000012 град ⁻¹
Коэффициент поперечной деформации Пуассона в стадии работы металла:	
упругой μ_0	0,3
пластической μ	по п.8.25
Предел прочности	550,590 МПа
Предел текучести	410,460 МПа
Коэффициент углерода	0,43
Относительное удлинение	20%

Расчет толщины стенки трубопровода, проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации, определение минимального радиуса упругого изгиба оси трубопровода.

Расчет нефтепровода диаметром ----- мм. -----

					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		116

$P = \text{---} \text{---} \text{---} \text{---} \text{---}$ МПа – расчетное рабочее давление;

$R_1^n = \text{---} \text{---} \text{---}$ МПа – минимальное значение временного сопротивления металла трубы;

$R_2^n = \text{---} \text{---}$ МПа – минимальное значение предела текучести металла трубы;

$\delta_5 = \text{---} \text{---} \text{---}$ МПа – относительное удлинение при разрыве, %;

$m=0,75$ - коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1=1,47$ - коэффициент надежности по материалу;

$k_2=1,1$ - коэффициент надежности по материалу;

$m=0,75$ - коэффициент условий работы трубопровода;

Определение толщины стенки нефтепровода.

Подставляя все наши значения в формулу (1, 2) получаем следующие значения сопротивления растяжения (сжатия) металла и сварных соединений:

$$R_1 = \text{---} \text{---} \text{---} \text{---} \text{---} = 301,02 \text{ МПа},$$

$$R_2 = \text{---} \text{---} \text{---} \text{---} \text{---} = 223,52 \text{ МПа},$$

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , определим по формуле, мм:

$$\delta = \frac{nPD_n}{2(R_1 + nP)}, \quad (3)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 2.2;

P – рабочее (нормативное) давление, МПа;

D_n – наружный диаметр трубы, см.

Определим минимально необходимую толщину стенки трубопровода по формуле (3):

$$\delta = \text{---} \text{---} \text{---} \text{---} \text{---} \text{---} = 10,3 \text{ см}$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки трубопровода по сортаменту $\delta = 12 \text{ см}$.

Внутренний диаметр трубопровода:

					Приложения	Лист
						117
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta; \quad (4)$$

$$D_{\text{вн}} = \text{---} = 1196 \text{ мм}$$

Определение переменных параметров – модуля Юнга и коэффициента Пуассона

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n P D_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (5)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, принимаем по табл.2.7;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), принимаем по табл.2.7;

Δt – расчетный температурный перепад, °C;

n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 2.2;

Рассчитаем продольное осевое сжимающее напряжение:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = \text{---} = -21,74 \text{ МПа}$$

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определены по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n P D_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (6)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 2.2;

δ – номинальная толщина стенки трубы, мм.

Продольные осевые напряжения определяются по формуле (5):

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -21,74 \text{ МПа.}$$

Так как продольные осевые напряжения сжимающие ($\sigma_{\text{пр.}N} < 0$), то коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определим, используя формулу (6):

$$\sigma_{\text{кц}} = \text{---} = 257,12 \text{ МПа;}$$

					Приложения	Лист
						118
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Интенсивность напряжения определена по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{кц}^2 + \sigma_{пр.} N^2 - \sigma_{кц} \cdot \sigma_{пр.} N} \quad (7)$$

Подставляем полученные данные в формулу (7):

$$\sigma_i = \text{---} = 268,65$$

Значение деформации определено по нормированной диаграмме растяжения и составляет:

$$\varepsilon = 0,00117$$

Интенсивность деформаций и от интенсивности напряжений определено по формуле:

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1-2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \sigma_i \quad (8)$$

Подставляем полученные данные в формулу (8):

$$\varepsilon_i = \text{---} = 0.00101$$

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется для i-того приближения по формуле:

$$E = \frac{\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1-2 \cdot \mu_0}{3 E_0 \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}} \quad (9)$$

Подставляем полученные данные в формулу (9):

$$E = \text{---} = 206000$$

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона) по формуле:

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1-2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1-2 \cdot \mu_0}{3 E_0 \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}} \quad (10)$$

Подставляем полученные данные в формулу (10)

$$\mu = \text{---} = 0,3$$

Материал трубопровода работает в упругой области.

					Приложения	Лист
						119
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Принимаем для расчетов следующие значения:

$$\mu = 0,3;$$

$$E = 206000 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -21,74 \text{ МПа}$$

Проверка трубопровода на прочность

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{nPD_{\text{н}}}{2(R_1\Psi_1 + nP)}, \quad (11)$$

где Ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы, м;

P – рабочее (нормативное) давление, МПа;

n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 2.2;

Ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.н}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.н}}|}{R_1} \right), \quad (12)$$

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

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

$$\Psi_1 = \text{---} = 0,977$$

Тогда толщина стенки

$$\delta = \text{---} = 10,51 \text{ см}$$

Принимаем значение толщины стенки $\delta = 12 \text{ см}$.

Проверка трубопровода на прочность производится по условию:

$$|\sigma_{\text{пр.н}}| \leq \Psi_2 R_1 \quad (13)$$

					Приложения	Лист
						120
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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

Ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр.н}} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр.н}} < 0$) определяемый по формуле:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right), \quad (14)$$

где R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа.

$$\Psi_2 = - - - - - = 0,245$$

Максимальное значение отрицательного температурного перепада:

$$\Delta t_- = - - - - - = 85.24$$

Максимальное значение положительного температурного перепада:

$$\Delta t_+ = \frac{\Psi_2 R_1 - 0.25 \cdot n \cdot p \cdot \frac{D_{\text{вн}}}{\delta}}{\alpha \cdot E} =$$

$$= - - - - - = 36.53$$

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

$$|\sigma_{\text{пр.н}}| \leq \Psi_2 R_1, \quad (15)$$

Подставляем полученные данные в формулу (15)

$$21,74 < 0,245 \cdot 301,02$$

$$21,74 < 73,75$$

Таким образом, условие прочности выполняется.

Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления

					Приложения	Лист
						121
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta} \quad (16)$$

Подставляем полученные данные в формулу (16)

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \text{---} = 214,23$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}} \right), \quad (17)$$

Подставляем полученные данные в формулу (17):

$$\psi_3 = \text{---} = 0,568.$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$\rho = \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 * \left(\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}} + \mu \frac{\rho \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \right)}, \quad (18)$$

Подставляем полученные данные в формулу (18)

$$\rho = \text{---} = 53244 \text{ см}$$

Принимаем для дальнейших расчетов минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $\rho = 50000$

Максимальные суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий определяем по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}(+)=\frac{\mu \cdot \rho \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta}-\alpha \cdot E \cdot \Delta t+\frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho}, \quad (19)$$

Подставляем полученные данные в формулу (19):

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}(+)=\text{---}=-0.9 \text{ МПа},$$

Максимальные суммарные продольные напряжения сжатия от нормативных нагрузок и воздействий определяем по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}(+)=\frac{\mu \cdot \rho \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta}-\alpha \cdot E \cdot \Delta t-\frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho}, \quad (20)$$

Подставляем полученные данные в формулу (20):

					Приложения	Лист
						122
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(+)= - - - - - = -36,6 \text{ МПа}$$

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

$$|\sigma_{\text{пр.н}}^{\text{H}}| \leq \Psi_3 \frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}, \quad (21)$$

$$\sigma_{\text{пр.н}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}, \quad (22)$$

Проверка по формуле (21)

$$\sigma(+)^{\text{H}}_{\text{пр.н}} = -0,9 \text{ МПа} < \frac{m}{0,9 * k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}} = - - - - - = 460 \text{ МПа};$$

Проверка по формуле (22)

$$\sigma(-)^{\text{H}}_{\text{пр.н}} = |-36,6| < \Psi_3 \frac{m}{0,9 * k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}} = - - - - - = 207,25 \text{ МПа};$$

Условия проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняется.

Расчёт на устойчивость трубопровода против всплытия

Для обеспечения устойчивости положения трубопроводов против всплытия на участке пересечения ложбин проектом предусмотрена балластировка трубопровода утяжелителями БУОТ----- . Расчет балластировки выполнен согласно требованиям [36].

При расчет на устойчивость положения против всплытия (балластировка трубопровода) зададимся исходными данными, таблица 2.7

Таблица 2.7 Исходные данные

	Ед. изм.	Значение
Диаметр трубопровода, D_{H}	м	----
Толщина стенки, δ	мм	----
Толщина слоя изоляции, $\delta_{\text{из}}$	мм	---
Толщина слоя футеровки, $\delta_{\text{ф}}$	мм	----
Площадь футеровочного мата, $S_{\text{ф}}$	мм	3,45
Длина участка балластировки, $L_{\text{уч.}}$	м	32,4

					Приложения	Лист
						123
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Продолжение таблицы 2.7		
	Ед. изм.	Значение
Коэффициент устойчивости положения против всплытия, $k_{\text{нв}}$	Кг	1,03
Нормативная плотность материала балластирующего устройства, γ_6	кг/м ³	2300
Масса комплекта БУОТ, $Q_{\text{н}}$	кг	3378
Плотность воды с учетом растворенных в ней солей, $\gamma_{\text{в}}$	кг/м ³	1000
Плотность материала изоляции, $\gamma_{\text{из}}$	кг/м ³	1040
Плотность материала футеровки, $\gamma_{\text{ф}}$	кг/м ³	450
Плотность стали, $\gamma_{\text{ст}}$	кг/м ³	7850
Коэффициент надежности по нагрузке для железобетонных грузов, n_6		0,9
Коэффициент надежности по нагрузке от веса трубопровода и обустройств, n		0,95
Ускорение свободного падения, g	м/с ²	9,8

Расчет:

Найдём диаметр изолированного нефтепровода:

$$D_{\text{из}} = D_{\text{н}} + \frac{\delta_{\text{из}} \cdot 2}{1000} = \text{---} = 1,202 \text{ м}; \quad (23)$$

Далее найдём внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} + \frac{\delta \cdot 2}{1000} = \text{---} = 1,172 \text{ м}; \quad (24)$$

Далее находим диаметр футерованного трубопровода:

$$D_{\text{ф}} = D_{\text{из}} + \frac{\delta_{\text{ф}} \cdot 2}{1000} = \text{---} = 1,202 \text{ м}; \quad (25)$$

Расчетная погонная выталкивающая сила воды с учетом растворенных в ней солей:

$$q_{\text{в}} = \frac{\pi}{4} \cdot g \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot D_{\text{ф}}^2 = \text{---} = 11114,9 \text{ Н/м}; \quad (26)$$

Расчетный собственный вес трубы:

$$q_{\text{т}} = \frac{\pi}{4} \cdot g \cdot \gamma_{\text{ст}} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) = \text{---} = 3431,1 \text{ кг}; \quad (27)$$

Расчетный вес изоляции:

					Приложения	Лист
						124
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$q_{из} = \frac{\pi}{4} \cdot g \cdot \gamma_{из} \cdot (D_{из}^2 - D_{н}^2) = \text{---} = 118,4 \text{ кг}; \quad (28)$$

Расчётный погонный собственный вес трубопровода:

$$q_{тр} = (q_t + q_{из} + q_{ф}) \cdot n = \text{---} = 3372,025 \text{ кг}; \quad (29)$$

Плавучесть трубопровода:

$$P = (k_{нв} \cdot q_v - q_{тр}) \cdot \frac{\gamma_{б}}{(\gamma_{б} - \gamma_v \cdot k_{нв})} = \text{---} = 14626,2 \text{ Н/м}; \quad (30)$$

следовательно балластировка требуется.

Нормативная интенсивность балластировки – вес в воде:

$$q_{бв} = \frac{1}{n_{б}} (k_{нв} \cdot q_v - q_{тр}) \cdot \frac{\gamma_{б}}{(\gamma_{б} - \gamma_v \cdot k_{нв})} = \text{---} = 16251,34 \text{ Н/м}; \quad (31)$$

Шаг установки утяжелителей:

$$L_{убо} = \frac{g \cdot Q_n \cdot n}{q_{бв}} = \text{---} = 1,94 \text{ м}; \quad (32)$$

Количество утяжелителей на участок:

$$N = \frac{L_{уч}}{L_{убо}} = \text{---} = 16,7 \text{ шт}; \quad (33)$$

Принимаем количество утяжелителей

$$N_{ут} = 17 \text{ шт}$$

Уточненный шаг расстановки утяжелителей:

$$L_{убо} = \frac{L_{уч}}{N_{ут}} = \text{---} = 1,9 \text{ м}. \quad (34)$$

Выбор способа балластировки трубопроводов выполнен в соответствии с [36].

Участки трубопровода закрепляются утяжелителями железобетонными охватывающего типа БУОТ---- в комплекте с мягкими силовыми поясами.

Шаг и место установки утяжелителей представлены на продольных профилях в (Приложении Б).

					Приложения	Лист
						125
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Приложения

Приложение Б. Технологическая схема разработки траншеи
одноковшовым экскаватором

Приложение В. Схема балластировки трубопровода утяжелителями УБО

Приложение Г. Топографическая план-схема

					Приложения	Лист
						126
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		