

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера

УДК 622.692.4.053.074

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Бушуев Сергей Сергеевич		03.06.2022

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.х.н., доцент		03.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		03.05.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		03.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		03.06.2022

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общетехнические знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР
Брусник О.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Бушуеву Сергею Сергеевичу

Тема работы:

Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. № 39-43/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2022 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none">1. Объект исследования – подводный переход магистрального нефтепровода через реку Ямсовей;2. Протяженность перехода – 310 м;3. Производительность – 25 млн. т/год;4. Рабочее давление – 6,3 МПа;5. Марка стали – 10Г2;
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Изучение норм тех док по проектированию и строительству подводных переходов; 2. Анализ способов балластировки МН проходящего через водные преграды; 3. Расчет технических параметров МН с применением ОТ; 4. Исследование характеристик НДС подводного перехода с учетом действующих нагрузок; 5. Социальная ответственность; 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;
Перечень графического материала	<ul style="list-style-type: none"> – Рисунки; – Таблицы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына Зоя Васильевна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.01.2022 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.х.н., доцент		28.01.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Бушуев С.С.		28.01.2022 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Бушуеву Сергею Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 20%; Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Затраты на строительство подводного перехода магистрального нефтепровода

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	__ . __ . 2022
---	----------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Бушуев С.С.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Бушуеву Сергею Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Организация проведения ремонтных работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования.	<i>Рабочим местом является подводный переход магистрального нефтепровода через реку Ямсовей.. Подводный переход расположен на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Климат в районе подводного перехода резко континентальный. При строительстве газопровода с применением обетонированных труб выполняются следующие виды работ: земляные работы на переходах, сварочно-монтажные работы, изоляционные работы, протаскивание трубопровода по дну подводной траншеи</i>
1.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации.	<i>Привести основные характерные правовые нормы трудового законодательства при проведении строительства магистрального нефтепровода.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
2. Производственная безопасность: 2.1 Анализ потенциально вредных факторов при проведении строительства магистрального нефтепровода через водные препятствия. 2.2 Анализ потенциально опасных факторов при проведении строительства магистрального нефтепровода через водные препятствия.	<i>При проведении строительства магистрального нефтепровода через водные препятствия выявлены следующие виды вредных факторов: – отсутствие или недостаток искусственного и естественного освещения; – повышенный уровень шума; – повышенный уровень электромагнитных излучений; – отклонение показателей микроклимата от заданных норм; – повреждения в результате контакта с насекомыми; – повышенный уровень вибрации. При проведении строительства магистрального нефтепровода через водные препятствия выявлены следующие виды опасных факторов: – пожарная и взрывная безопасность – оборудование, работающее под давлением; – повышенная температура поверхностей оборудования и обрабатываемых материалов; – опасность физических повреждений; – производственные факторы, связанные с электрическим током.;</i>

3.Экологическая безопасность:	<i>Источники, оказывающие негативное воздействие на атмосферу, литосферу и гидросферу в процессе строительстве магистрального нефтепровода через водные препятствия. Меры по снижению выбросов газов в атмосферу, методы утилизации производственных отходов.</i>
4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<i>Чрезвычайные ситуации в процессе строительства магистрального нефтепровода через водные препятствия могут возникнуть по причинам природного характера (гроза, пожар) или по причинам техногенного характера (аварии).</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	__ . __ .2022 г.
---	------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			__ . __ .2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Бушуев С.С..		__ . __ .2022 г.

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2022	<i>Введение</i>	5
28.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
06.03.2022	<i>Объект и методы исследования</i>	10
18.03.2022	<i>Анализ способов балластирования</i>	10
25.03.2022	<i>Расчеты и аналитика</i>	20
05.04.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	5
15.04.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
05.05.2022	<i>Заключение</i>	5
04.05.2022	<i>Презентация</i>	20
14.05.2022	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.х.н., доцент		28.02.2022

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		28.02.2022

Реферат

Выпускная квалификационная работа 119 с., 39 рис., 17 табл., 45 источников.

Ключевые слова: подводный переход, обетонированные трубы, балластировка трубопровода, устойчивость нефтепровода, средства балластировки, программный комплекс autodesk inventor, моделирование, метод конечных элементов.

Объектом исследования является подводный переход магистрального нефтепровода через реку Ямсовей.

Цель данной работы: Выбор оптимального балластирующего устройства участка магистрального нефтепровода в условиях Крайнего Севера

В процессе исследования проводились анализ существующего способа балластировки на подводном переходе, расчет нагрузок, действующих на трубопровод при переходе через водные преграды, моделирование участка трубопровода на подводном переходе и анализ напряженно-деформированного состояния с помощью программного комплекса Autodesk Inventor.

В результате исследования установлена оптимальная конструкция балластирующего устройства подводного участка нефтепровода, отвечающая прочностным параметрам.

Теоретическая и практическая значимость работы: предложен технологически и экономически обоснованный способ балластировки трубопроводов с применением обетонированных труб на подводном переходе через реку Ямсовей. **Область применения:** может быть применена в технологии строительства подводных переходов для повышения эксплуатационной надежности.

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях крайнего Севера</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Бушув С.С.				Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						11	119
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 258А		

Abstract

Final qualifying work 119 p., 39 fig., 17 tabl., 45 sources.

Keywords: UNDERWATER PASSENGER, REINFORCE CONCRETE PIPE, BALLASTING PIPELINES, GAS PIPELINE STABILITY, BALLASTING MEANS, AUTODESK INVENTOR SOFTWARE COMPLEX, MODELING, COMPUTER-AIDED ENGINEERING.

The object of the study is the underwater crossing of the main gas pipeline in the Far North.

The purpose of this work is to evaluate the effectiveness of ballasting the main oil pipeline at the underwater crossing over the Yamsovey River.

In the final qualifying work, a comparative analysis of the construction of an underwater crossing using concreted pipes was carried out.

Based on the results obtained, it was found that the use of concreted pipes has a number of advantages, one of which is an increase in the period of reliable and safe operation of the underwater crossing.

Scope: can be used in the technology of construction of underwater crossings to improve operational reliability.

Possible economic efficiency: Technologically and economically justified method of ballasting pipelines using concrete pipes at an underwater crossing over the Yamsovey River is proposed.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Определения, сокращения

Сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- ВАУ – винтовое анкерное устройство;
- ГВВ – горизонт высоких вод;
- КТ – контейнер текстильный;
- ЛП – лебедка протаскивания;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- МН – магистральный нефтепровод;
- МКЭ – метод конечных элементов;
- НДС – напряженно-деформированное состояние;
- ОС – окружающая среда;
- ОТ – обетонированная труба;
- ПЖУ – сплошное обетонирование;
- ПКБу – полимерно- контейнерные балластирующие устройства;
- ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- УБГ – железобетонный утяжелитель охватывающего типа;
- УБКм – утяжелители железобетонные утяжелители клиновидные;
- УБОм – утяжелители железобетонные охватывающего типа;
- УТК – утяжелители сборные кольцевые;
- УЧК – утяжелитель чугунный кольцевой;
- ЧС – чрезвычайная ситуация;
- НСМ – нетканые синтетические материалы.

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях крайнего Севера</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Бущцев С.С.</i>				<i>Определения, сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						13	119
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 258А</i>		

Оглавление

Введение.....	16
Глава 1. Обзор литературы.....	18
1.1 Общие сведения о подводном переходе	18
1.1.1 Общие сведения о балластировке при переходе через водные преграды	20
1.1.2 Область применения балластирующих устройств	21
1.1.3 Технология укладки трубопровода с балластирующим устройством....	25
Глава 2. Объект и методы исследования	34
2.1 Краткая характеристика подводного перехода через реку Ямсовей	34
2.2.1 Программный комплекс Autodesk Inventor	42
2.2.2 Метод конечных элементов	44
Глава 3. Анализ способов балластировки.....	51
3.1 Использование железобетонных и чугунных пригрузов	52
3.5 Общие сведения о обетонированной трубе.....	65
3.6 Утяжеление трубопровода с помощью обетонирования	66
3.7 Способы обетонирования трубопроводов.....	67
3.8 Хранение и транспортировка обетонированных труб к месту строительства трубопровода. погрузочно-разгрузочные работы	69
3.9 Сравнение способов балластировки магистрального нефтепровода	71
Глава 4. Расчеты и аналитика	75
Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	88

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях крайнего Севера</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Бцщцев С.С.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Сарцев А.Л.</i>				14	14	119
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				<i>Оглавление</i>		
					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 258А</i>		

Глава 6. Социальная ответственность.....	96
Заключение	114
Список использованных источников	116

					<i>Оглавление</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Введение

Магистральный трубопроводный транспорт помимо того, что является важнейшим и неотъемлемым составляющим топливно-энергетического комплекса России, остается единственным видом транспорта добываемой нефти

На территории Российской Федерации создана разветвленная сеть магистральных нефтепроводов, которые пересекают на своем пути естественные и искусственные препятствия.

Наиболее часто встречаемыми на трассах являются переходы магистральных нефтепроводов через водные преграды.

Происходящие отказы и аварийные ситуации на подводных переходах нефтепроводов через водные преграды по своим экономическим и экологическим показателям значительно превосходят аналогичные происшествия на линейной части, в связи с этим, проблемы обеспечения эксплуатационной безопасности и надежности подводных переходов имеют особую значимость для магистрального транспорта нефти.

Одним из условий надежного и безопасного функционирования трубопроводных систем является обеспечение устойчивого положения линейной части нефтепроводов на проектных отметках. В эксплуатации подводных переходов основной проблемой является оголение нефтепровода в связи с размывом траншеи и перемещением труб с проектных отметок. Свыше 22 % ниток подводных переходов нефтепроводов России находится в неисправном состоянии, вызванном изменением их пространственного положения.

В настоящее время во всём мире для сооружения подводных переходов магистральных нефтепроводов и строительства участков в заболоченной местности используются трубы с балластным покрытием.

Во всем мире заслуженно наиболее надежным и безопасным считается использование обетонированных трубопроводов при переходах через водные

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях крайнего Севера</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Бушуев С.С.				<i>Введение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						16	119
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 258А</i>		

преграды.

В обетонированных трубопроводах роль балласта выполняет бетонное покрытие, которое предохраняет трубопровод от всплытия и смещения под действием нагрузок и напряжений действующие на подводный трубопровод.

К основным преимуществам использования ОТ перед традиционными способами балластировки нефтепроводов относятся: отсутствие необходимости в защите антикоррозионной изоляции деревянной футеровкой; сокращение трудозатрат на изоляцию труб и монтаж грузов непосредственно на строительстве. Кроме того, балластное покрытие является защитой изоляции от возможного ее повреждения при укладке и эксплуатации подводного трубопровода

Учитывая сложившуюся ситуацию со строительством и эксплуатацией подводных переходов, в данной работе мы предлагаем применение обетонированных труб (ОТ).

Целью работы является оценка эффективности применения обетонированных труб на подводном переходе через реку Ямсовей.

Задачи:

-Рассмотреть научно-техническую документацию в области балластировки МН, проходящего через водные преграды;

-Произвести расчет технологических параметров трубопровода на подводном переходе;

-Смоделировать и исследовать напряженно-деформированное состояние участка подводного перехода магистрального нефтепровода с применением ОТ с помощью программного комплекса Autodesk Inventor.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Глава 1. Обзор литературы

1.1 Общие сведения о подводном переходе

Подводный переход – участок линейной части магистрального нефтепровода, пересекающий естественные или искусственные водоемы (реки, озера, водохранилища), шириной более 10 м по зеркалу воды в межень и глубиной свыше 1,5 м.

По расположению относительно естественной поверхности дна водоема, трубопроводы можно укладывать ниже дна (заглубленный трубопровод), на дне (незаглубленный трубопровод) и выше дна (погруженный трубопровод). Наиболее распространенной является укладка труб по заглубленной схеме, позволяющей надежно защитить их от внешних силовых воздействий [2].

Переход представляет собой одну или несколько ниток трубопровода с соответствующими системами его технического обеспечения.

Подводные переходы трубопроводов через водные преграды проектируются на основании данных гидрологических, инженерно- геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации в районе строительства ранее построенных подводных переходов, существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной преграды в месте перехода, перспективных дноуглубительных и выправительных работ в заданном районе пересечения трубопроводов водной преграды, требований по охране рыбных ресурсов и окружающей среды.

Границами подводного перехода трубопровода, определяющими длину перехода, являются для:

- многониточных переходов – участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах;

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях крайнего Севера</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Бушуев С.С.				Глава 1. Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						18	119
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 258А		

- однониточных переходов – участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ) не ниже отметок 10%-й обеспеченности.

Створы переходов через реки выбираются на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими не размываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода необходимо, как правило, предусматривать перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами. Устройство переходов на перекатах, как правило, не допускается.

Строительство трубопроводов через водные преграды осуществляют:

- Открытым (траншейным) способом, в том числе типа «труба в трубе», с укладкой трубопроводов в подводные и береговые траншеи, разработанные в границах переходов плавучей и наземной землеройной техникой;
- Закрытым способом, с протаскиванием трубопроводов в наклонные скважины, выполненные методом наклонно-направленного бурения, или методом микротоннелирования.

При выборе способа прокладки переходов должны учитываться данные по грунтовым условиям, рельефу, ширине и глубине водной преграды, сейсмоактивности района строительства.

В траншейном методе прокладки трубопроводов через водные преграды, трубопроводы прокладываются: в грунте, в защитном кожухе, в канале, под защитными плитами, со специальной засыпкой, с бетонным покрытием. Ограничения применения и недостаток метода заключается в том, что в ходе строительства нарушается поверхность и грунтовая толща, возникают воздействия на пересекаемый объект.

Бестраншейный метод прокладки трубопроводов через водные преграды применяется при необходимости избежать нарушения поверхности земли в ходе строительства и при невозможности применения других методов. Главные недостатки данного метода – это ограниченная длина перехода и ограничения, связанные с геологическими условиями. Преимуществами бестраншейного метода является:

					<i>Глава 1. Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- сокращение сроков строительства и эксплуатационных затрат;
- возможность строительства в любое время года;
- сохранение природного ландшафта.

1.1.1 Общие сведения о балластировке при переходе через водные преграды

Для обеспечения надежной и безопасной работы трубопровода в условиях, заболоченных или обводненных грунтов применяют балластировку трубопровода. Балластировка трубопровода – это способ закрепления трубопроводов в проектном положении с помощью грузов или бетонированием.

Балластировкой трубопроводов называется также сам процесс производства работ, связанных с установкой грузов и бетонированием.

Закрепляют в основном трубы, имеющие положительную и нулевую плавучесть. Иногда закрепляют трубы с отрицательной плавучестью. Это делается только в том случае, когда возможно образование на каком-либо участке газовых пузырей или требуется обеспечить пригрузку труб для предотвращения выпучивания под действием продольных сил. Трубопровод закрепляют путем утяжеления его или с помощью анкеров [35].

Основные конструктивные решения балластировки и закрепления трубопроводов на подводных участках трассы включают:

- кольцевые утяжелители: чугунные, железобетонные;
- сплошное бетонное покрытие;
- железобетонные утяжелители охватывающего типа;
- железобетонный утяжелитель опирающегося (седловидного) типа;
- анкерные устройства;
- полимерно-контейнерные балластирующие устройства;
- контейнеры текстильные.

Срок службы конструкций балластирующих и закрепляющих устройств и их составных элементов должен быть не меньше срока службы трубопровода.

					<i>Глава 1. Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

Методы расчета балластировки трубопроводов должны быть основаны на требованиях действующих общероссийских нормативов и отраслевых стандартов и должны распространяться на магистральные, прокладываемые в обводненной и заболоченной местности, на переходах через болота различных типов, а также на переходах через водные преграды [3].

1.1.2 Область применения балластирующих устройств

Балластировку трубопровода осуществляют железобетонными грузами, бетонированием труб, грунтом. Навеска грузов выполняется трубоукладчиком в лежневой дороге, кранами с салазок или с понтона.

Выбор балластирующих устройств следует осуществлять в соответствии с таблицей 1.1.

Таблица 1.1 – Типы балластирующих устройств

Тип балластирующего устройства	Наименование	Диаметр трубопровода	Уровень обводненности траншеи в естественных условиях	Область применения	Ремонтно-пригодность
1	2	3	4	5	6
УТК	Утяжелители сборные кольцевые	До 1420		Болота, поймы рек, русла рек	
ПЖУ	Сплошное обетонирование	1420 мм		Болота, поймы рек, русла рек	Не ремонтно-пригодный

Продолжение таблицы 1.1

УБОм	Железобетонные охватывающего типа	От 530 до 1420 мм	Уровень обводненности участки; траншеи в период строительства ниже верхней образующей трубопровода, уложенного на проектные отметки болота всех типов глубиной 2,5 м; Участках выхода трубопровода на поверхность; на переходах через малые реки.	Периодически обводняемые участки трассы, включая поймы рек, обводненные и заболоченные	Ремонтопригоден
------	-----------------------------------	-------------------	---	--	-----------------

Продолжение таблицы 1.1

УБКм	Железобетонные утяжелители клиновидные	377, 426, 478, 530, 720, 820, 1020, 1220, 1420	Допускается установка утяжелителей без водоотлива при уровне воды не более 0,5 от диаметра трубы. Применяют в основном при балластировке трубопроводов на уклонах не более 3° как дополнительное мероприятие против размыва (выноса) грунта обратной засыпки на участках, где в процессе эксплуатации исключается возможность продольных и поперечных перемещений	На болотах всех типов при мощности торфяной залежи не больше глубины траншеи вечно – мерзлых грунтах; поймах рек. Применяют только балластировки прямолинейных участков трубопроводов, уложенных на проектные отметки	Ремонтопригоден
УБГ	Железобетонный утяжелитель охватывающего типа	1020, 1220, 1420	С водоотливом. Допускается замыкание соединительных поясов в траншее без водоотлива при уровне воды в траншее не более 0,4 от диаметра трубы	Применяют в условиях обводненной и заболоченной местности, вечно – мерзлых грунтах, а также на переходах через болота с мощностью торфяной залежи, не превышающей глубины траншеи	Степень ремонтпригодности определяется при демонтаже утяжелителей

Продолжение таблицы 1.1

ВАУ-1	Винтовое анкерное устройство	Все типоразмеры	С водоотливом	На болотах, подстилаемых песчаными и супесчаными грунтами, глубина которых равна или меньше глубины траншеи. Также ВАУ применяют для закрепления трубопроводов, прокладываемых на участках с прогнозируемым обводнением. Не допускается установка ВАУ-1 при продольном перемещении трубопровода более 40 мм.	Не ремонтнопригоден
ПКБу	Полимерно – контейнерные балластирующие устройства	Все типоразмеры	Допускается устанавливать без водоотлива при уровне воды в траншее не более 0,5 от диаметра балластируемого трубопровода	Применяют для балластировки трубопроводов, прокладываемых в обводненной и заболоченной местности на участках прогнозируемого обводнения, а также на болотах при мощности торфяной залежи не более глубины траншеи.	Не ремонтнопригоден

КТ	Контейнер текстильный	Все типоразмеры		Применяют на участках прогнозируемого обводнения на обводненных (заболоченных) территориях, на болотах с торфяной залежью не более глубины траншеи	Не ремонтпригоден
----	-----------------------	-----------------	--	--	-------------------

1.1.3 Технология укладки трубопровода с балластирующим устройством

Процесс укладки трубопроводов с балластирующим устройством типа УТК (утяжелители сборные кольцевые) производится с бермы методом сплава или протаскивания. До начала производства работ по балластировке производят такие работы, как:

- доставка на приобъектный склад утяжелителей;
- отбраковка утяжелителей;
- проверка ширины и глубины траншеи;
- планировка строительной-монтажной площадки;
- укрепление берм траншеи;
- подготовка плетей трубопровода;
- испытание плетей трубопровода.



Рисунок.1.1 – утяжелители кольцевые сборные

Технологический процесс балластировки трубопровода включает следующие работы:

- футеровку плетей;
- раскладку полуколец вдоль плети;
- укладку труб на нижние полукольца;
- навешивание и закрепление верхних полуколец утяжелителей;
- стяжку болтами или шпильками и нижних полуколец;
- опускание плети на спусковую дорожку;
- монтаж с предыдущей плетью;
- протягивание трубопровода.

Технологический процесс укладки трубопроводов с применением обетонированных труб (ПЖУ) производится с бермы методом сплава или протаскивания, включает в себя следующие работы:

- доставку на приобъектный склад обетонированных труб;
- проверку габаритных размеров траншеи;
- доставку на сварочный стенд с приобъектного склада и сварку обетонированных труб в двухтрубные звенья;
- монтаж первой плети параллельно спусковой дорожке;
- монтаж второй и последующих плетей на монтажной площадке, проведение гидравлических испытаний плетей трубопровода;

- ИЗОЛЯЦИЮ СТЫКОВ;
- МОНТАЖ ПЛЕТЕЙ И ПРОТЯГИВАНИЕ ТРУБОПРОВОДА.



Рисунок 1.2 – Обетонированные трубы

До начала производства работ по балластировке с применением УБОМ (железобетонные охватывающего типа) необходимо:

- уширить траншею в местах расположения групп утяжелителей одноковшовым экскаватором;
- уложить трубопровод в траншею нужных размеров;
- спланировать места для автокрана или крана-трубоукладчика для монтажа групп;
- утяжелителей на трубопровод;
- создать необходимый запас утяжелителей;
- выполнить раскладку утяжелителей в местах их навески; провести сборку утяжелителей;
- провести разметку (установить вешки) мест установки утяжелителей. Навешивание утяжелителей на трубопровод:
 - установка трапа – мостика;
 - установка защитных ковриков;
 - установка собранных утяжелителей на трубопровод.



Рисунок 1.3 – утяжелители железобетонные охватывающего типа

Перед навеской утяжелителей на трубопровод под соединительные пояса укладывают коврики из двух слоев защитной обертки шириной 500 мм. Длина коврика должна обеспечить свисание его концов на 200 мм с обеих сторон ниже горизонтального диаметра трубопровода.

УБКм (железобетонные утяжелители клиновидные) до начала производства работ по балластировке необходимо:

- уложить трубопровод в траншею нужных размеров;
- спланировать места для автокрана или крана- трубоукладчика для монтажа групп утяжелителей на трубопровод;
- создать необходимый запас утяжелителей; в нужном месте.
- выполнить раскладку утяжелителей в местах их навески.

Навешивание утяжелителей на трубопровод производится с помощью специальных траверс.



Рисунок 1.4 – Железобетонные утяжелители клиновидные

Перед навеской утяжелителей на трубопровод, если внутренняя поверхность утяжелителя при поставке с завода-изготовителя не имеет защитных ковриков, в местах установки утяжелителя следует укладывать предохранительный коврик из ГСМ. Толщина коврика не менее 3 мм, длина коврика должна обеспечивать свисание концов на 200 мм ниже горизонтальной осевой плоскости трубопровода, а по ширине коврик должен выступать по 200 мм за торцевые грани утяжелителя. Для повышения технологичности монтажа в обводненной траншее коврик следует наклеивать на опорные участки утяжелителя шириной не менее 500 мм с каждой стороны.

УБГ (железобетонный утяжелитель охватывающего типа)



Рисунок 1.5 – Утяжелитель УБГ

Установка утяжелителей производится в следующем порядке:

- спланировать места для автокрана или крана-трубоукладчика для монтажа утяжелителей;
- создать запас утяжелителей;

- выполнить раскладку утяжелителей;
- провести разметку мест расстановки утяжелителей (расставить вешки);
- установить утяжелитель в траншею;
- укладка трубопровода в траншею с утяжелителями;
- закрепление соединительных поясов;
- засыпка траншеи.

ВАУ-1 (винтовое анкерное устройство)



Рисунок 1.6 – Винтовое анкерное устройство

Устанавливают на уложенный на проектные отметки трубопровод в основном в летний период.

Допускается установка зимой – сразу после разработки траншеи при этом выполняется комплекс мероприятий, обеспечивающий сохранность изоляции.

Устанавливают с помощью установки ВАГ. Установка происходит в два этапа:

Подготовительный:

- доставка отбраковка комплектов на трассу, проверка ширины дна траншеи;
- определение мест расстановки анкерных устройств;

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- раскладку комплектов вдоль трассы трубопровода;
- удаление воды из траншеи.

Технология работ по монтажу анкерных устройств включает:

- завинчивание анкеров в грунт;
- укладку на трубопровод изолирующей прокладки, футеровочного мата и силового пояса;
- монтаж силового пояса с последующим креплением к штангам анкеров;
- изоляцию мест крепления силового пояса;
- приведение анкеров в рабочее состояние;
- засыпку траншеи.

ПКБу (полимерно-контейнерные балластирующие устройства)



Рисунок 1.7 – полимерно-контейнерные балластирующие устройства

Устанавливается в два этапа:

Подготовительный:

- планировка, а в случае необходимости усиление строительной полосы в пределах работы колонны;
- произвести развоску ПКБУ вдоль трассы;
- провести укрупненную сборку ПКБУ по четыре комплекта каждого;

– получить разрешение технадзора после проверки качества сборки комплектов ПКБУ в группы;

Основной:

– сборка ПКБУ производится по инструкции, представляемой производителем;

– группы утяжелителей, состоящих из 4-х комплектов стропят в 4-х местах и навешивают на трубопровод одним подъемом крана;

– засыпка траншеи.

КТ (контейнер текстильный) Установка производится в два этапа:

Подготовительный:

– планировка, а в случае необходимости усиление строительной полосы в пределах работы колонны;

– мероприятия по частичному удалению воды из траншеи;

– развозка утяжелителей вдоль трассы трубопровода.

Предусмотреть групповое складирование утяжелителей в специально предусмотренных местах;

Основной:

– заполнение контейнеров грунтом;

– транспортировку утяжелителей, заполненных грунтом к местам установки;

– установка утяжелителей на трубопровод.

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 1.8 – Контейнер текстильный

Засыпку траншеи грунтом в местах расположения КТ, при заполненной водой траншее, следует в начале производить одноковшовым экскаватором. Применять бульдозер следует только для завершения засыпки траншеи на участках между утяжелителями и формирования валика [34].

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Глава 2. Объект и методы исследования

2.1 Краткая характеристика подводного перехода через реку Ямсовей

«Заполярье – Пурпе – Саяны» - самый северный магистральный нефтепровод в Российской Федерации, строительством, проектированием и эксплуатацией которого занимается ПАО «Транснефть». Общая система – «Заполярье - Пурпе – Саяны» (всего порядка 900 км). Ее задача: связать богатые нефтяными месторождениями регионы Якутии и Красноярского края с нефтеперерабатывающими заводами южной Сибири, а также другим знаковым нефтепроводом – ВСТО (Восточная Сибирь - Тихий океан). Строительство обошлось в 237,8 млрд рублей. Основные расходы взяла на себя «Транснефть». Для российских специалистов данный нефтепровод – первый опыт проектирования и строительства подобного объекта в условиях вечной мерзлоты Крайнего Севера. Использовал холдинг и практику зарубежных коллег – в частности, при прокладке Трансаляскинской нефтемагистрали. Все инженерные и технорешения, использованные при строительстве, защищены более 30 международными патентами.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях крайнего Севера		
Разраб.	Бушув С.С.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.					34	119
Рук-ль ООП	Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 258А		

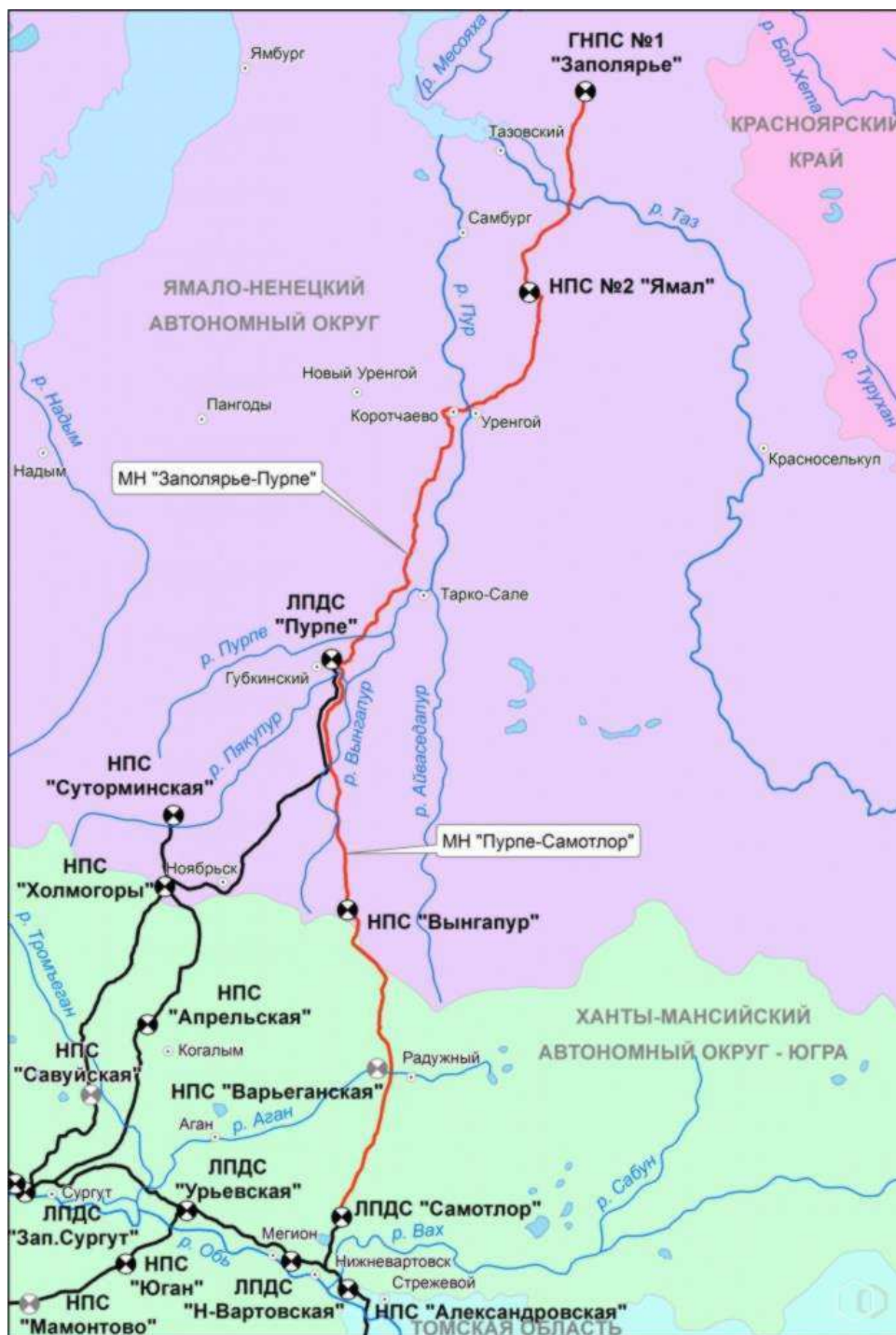


Рисунок 2.1 – Схема магистрального нефтепровода «Заполярье – Пурпе – Самотлор».

Протяжённость магистрального нефтепровода Пурпе — Самотлор составляет 429 километров, он имеет диаметр 1020 мм и мощность 25 млн тонн нефти в год, с возможностью расширения пропускной способности до 50 млн тонн нефти в год. Работу нефтепровода обеспечивают три нефтеперекачивающие станции. Совокупные инвестиции на данном этапе составили 44,8 млрд рублей.

Магистральный нефтепровод Заполярье — Пурпе имеет мощность 45 млн тонн в год и протяжённость 488 км. Диаметр трубы 1020/820 мм. Работу нефтепровода обеспечивают две нефтеперекачивающие станции. Строительство участка Заполярье-Пурпе обошлось в 237,8 миллиардов рублей

Почти 80 % маршрута нефтепровода Заполярье — Пурпе проложено над поверхностью земли — на специальных опорах, что исключает воздействие тепла, выделяемого от трубы, на вечномёрзлые грунты. Строение самих опор также имеет свои особенности: часть из них имеют неподвижные основания, часть перемещается в одной плоскости, а некоторые — могут двигаться во всех плоскостях. Подобные технологические решения обусловлены особенностями изменения грунта и самого трубопровода в условиях сильных перепадов температур.

Нефтепровод «Заполярье – Пурпе» - это три очереди. Первая проходит от НПС «Пурпе» до 134-го км линейной части. Она включает в себя три подводных перехода через реки Пурпе, Тьдэотта, Ягенетта. Также на территории Пуровского района ЯНАО в пределах этой очереди устроены три пункта подогрева нефти. Этого требуют особые свойства черного золота северных месторождений. На пунктах транспортирующееся вязкое сырье будет подогреваться до +60 °С. Кроме того, трубы защищает специальный теплоизоляционный слой, который не выпускает тепло изнутри и не дает проникнуть холоду снаружи.

Вторая очередь нефтепровода идет от 358-го километра до нефтеперекачивающей станции №2 «Ямал», имеющей резервуарный парк. Последняя расположена за Полярным кругом.

Некоторые характеристики этой очереди нефтепровода «Заполярье – Пурпе»:

- Линейная часть - 202 км.
- Два подводных перехода - в районе рек Ямсовей и Пур.
- Три пункта подогрева нефти - на территории Тазовского и Пуровского р-нов Ямало-Ненецкого АО.

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обычно для вдольтрассового проезда близ нефтепровода строят дорогу из бревен. Однако в случае с трубопроводом «Заполярье – Пурпе» сделать подобное технологическое решение было нереально: поблизости нет леса, и такую магистраль легко размочит паводок, превращающий округу в сплошную топь. Решением было использовать специальные грунтовые модули. Это блоки из тканого материала, внутрь которых засыпают грунт и связывают между собой. Такая дорога обеспечивает проходимость в любое время года. Все строительные работы велись зимой, т.к. только в этот период в тундровую зону возможно доставить технику, материалы, оборудование, а также вести сами работы. Перемещение осуществляются только по зимникам – специальным замороженным дорогам, а также по льду, в который обращаются местные водоемы.

Третья часть МН «Заполярье- Пурпе» идет от станции «Ямал» до головной нефтеперекачивающей станции «Заполярье», которая находится в 170 км за Полярным кругом. Эта часть нефтепровода составляет 152 км.

Некоторые характеристики третьей очереди:

- Переход через Таз длиной 26 км. Построен методом наклонно-направленного бурения.
- Два пункта подогрева нефти на территории Тазовского р-на Ямало-Ненецкого автономного округа.

Нефтепровод преодолевает множество водных преград – от небольших речушек до судоходных артерий. Самой серьезной для строителей оказалась река Таз. Для ее преодоления был сооружен один из масштабнейших подземных переходов общей длиной в 28 км. Именно на такую ширину разливается Таз в половодье.

В виду низких зимних температур и скорости ветра, которая нередко превышает 40 м/сек в местах пролегания нефтепровода, а также особенностей северной нефти, которую отличает высокая вязкость, были созданы специальные пункты подогрева нефти. Это позволяет облегчить транспорт нефти по трубопроводу и избежать её застывания

					<i>Глава 2. Объект и методы исследования</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В местах миграции северных оленей на участках нефтепровода Заполярье-Пурпе-Самотлор предусмотрены специальные оградительные конструкции, которые обеспечивают беспрепятственный проход оленей, предотвращают их травмирование, а также повреждение нефтепровода

Объектом анализа является подводный переход через реку Ямсовей, протекающей по территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Образуется при слиянии Большого и Малого Ямсовеев, впадает в реку Пур. Длина реки — 93 км, площадь водосборного бассейна — 4030 км², исток реки – слияние рек Малого и Большого Ямсовея.

Подводный переход через реку Ямсовей проложен траншейным способом, длинна подводной части магистрали составляет 310 метров. С береговыми участками, расположенных в пойме реки, общая протяженность подводного перехода составляет 9,37 км. Вес дюкера – 400 тонн. Балластирующие устройства – обетоннированные трубы.

Для обозначения створа основной и резервной нитки подводного перехода магистрального нефтепровода установлены береговые информационные знаки «Якорь не бросать», в соответствии с ГОСТ 26600-98 [15] и «Инструкцией по содержанию навигационного оборудования внутренних судоходных путей» [15]. Знаки установлены выше и ниже места перехода на расстоянии 100 м.

При устройстве перехода через реку Ямсовей были приняты обетоннированные трубы 1020×19. Толщина стенки труб равная 32 мм, была выбрана с учетом усилий, возникающих в трубопроводе при укладке его в подводные траншеи методом протаскивания.

Были разработаны специальные технические требования СТТ-23.040.00-КТН-095-11 «Трубопроводная система «Заполярье – НПС «Пурпе». В качестве теплоизоляции была определена следующая конструкция трубы:

- труба стальная;
- антикоррозионное покрытие;
- теплоизоляционное покрытие из заливочного пенополиуретана;

					<i>Глава 2. Объект и методы исследования</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- защитная оболочка.

Общая схема теплоизоляционной конструкции трубы приведена на рис.

2.2:

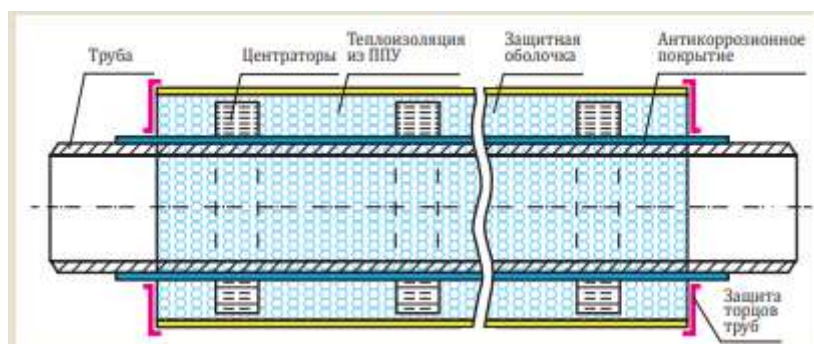


Рисунок 2.2 – Схема теплоизоляции трубопровода

Требования к антикоррозионным покрытиям труб в теплоизоляции разработаны на основе действующих НД: ОТТ-25.220.01-КТН-212-10 «Заводское полиэтиленовое покрытие труб» и ОТТ25.220.01-КТН-213-10 «Заводское эпоксидное покрытие труб». В качестве антикоррозионного покрытия труб подземной прокладки используется заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие, которое ранее широко применялось на объектах ОАО «АК «Транснефть» для строительства нефтепроводов без теплоизоляции. В качестве защитной оболочки труб надземной прокладки используется спирально-замковая труба из оцинкованной стали [ГОСТ Р 52246-2004. Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия. 40].

Укладка трубопроводов на подводных переходах способом протаскивания предусматривает следующие виды работ:

- подготовка плетей длиной, соответствующей размерам монтажной площадки и составу грузоподъемной техники;
- укладка трубопровода на спусковую дорожку;
- оснащение трубопровода оголовком, блоком, понтонами;
- установка лебедки ЛП 151, укладка в траншею трубы Ду 1020 обмотанную тросом на правом берегу, установка системы полиспаста;
- прокладка троса по дну траншеи и закрепление его концами на приваренном к трубопроводу оголовке и на тяговом механизме;

- обследование водолазами состояния уложенного троса, обеспечение отсутствия препятствий для протаскивания, проверка готовности траншеи;
- проверка и подготовка понтонов для навески на протаскиваемый трубопровод;
- расстановка и опробование грузоподъемных механизмов вдоль первой плети трубопроводов в соответствии с расчетными точками подъема;
- опробование средств связи и утверждение системы сигналов при протаскивании;
- протаскивание первой плети $L=310$ м, перекладка следующей плети в створ протаскивания, сварка стыка, контроль физическими методами, протаскивание двух плетей;
- снятие установленных на трубопровод понтонов и погружение трубопровода на дно траншеи;
- контроль положения уложенного в траншею трубопровода;
- демонтаж оборудования протаскивания.

При перемещении и укладке нефтепровода диаметром 1020 мм, при учете длины дюкера $L=310$ м, должно использоваться 13 трубоукладчиков[41], соответствующих по грузоподъемности и моменту устойчивости

Климат Пуровского района характеризуется как суровый и континентальный.

Это проявляется в низких зимних температурах, большой амплитуде температур холодного и теплого периодов года. Зимой господствует Азиатский антициклон с ясной солнечной погодой, способствующей выхолаживанию атмосферы и падению температур до -55°C и ниже.

Теплые и влажные воздушные массы Атлантического океана обуславливают неустойчивую погоду с быстрыми перепадами температур, давления и влажности. Лето относительно теплое для этих широт, влажное.

Основные характеристики климата Пуровского района:

					<i>Глава 2. Объект и методы исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

- суровая продолжительная зима (в городе Тарко-Сале – 217 дней) с длительными морозами и устойчивым снежным покровом;
- короткое холодное лето (в городе Тарко-Сале – 68 дней);
- короткие переходные периоды, особенно весна (в городе Тарко-Сале – 26 дней);
- поздние весенние и ранние осенние заморозки;
- короткий безморозный период.

На территории района расположены природные зоны тундры и лесов (тайги), внутри которых выделяются подзоны и провинции. В тундровой зоне распространены песчаные пологоволнистые равнины с плоскобугристыми мерзлыми болотами, лишайниковыми и поросшими карликовой березой (ерником) тундрами. В Северо-Надым-Пуровской лесотундровой провинции представлены сочетания грядово-холмистых лишайниковых тундр с мерзлыми болотами и приречными лиственничными редколесьями. В Северо-Пуровско-Газовской провинции к ним добавляются елово-лиственничные редины и кустарничково-лишайниковые тундры. В Южно-Надым-Пуровской лесной провинции представлены лиственничные и сосново-лиственничные редкостойные леса и мерзлые бугристые болота[42].

2.2 Методы исследования

В настоящее время одним из определяющих требований, предъявляемых к магистральным нефтепроводам, является обеспечение их надежного, безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации.

Для обеспечения надежной и безопасной работы трубопровода в условиях заболоченных или обводненных грунтов применяют балластировку трубопровода. Балластировка трубопровода – это способ закрепления трубопроводов с помощью грузов или бетонированием.

Эффективность применения различных пригрузов для балластировки трубопроводов можно узнать с помощью моделирования напряженно-деформированного состояния участка трубопровода на подводном переходе. Наиболее качественно провести анализ напряженно-деформированного состояния

					<i>Глава 2. Объект и методы исследования</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

трубопровода можно в результате моделирования, реализованного в специальном программном комплексе Autodesk Inventor.

2.2.1 Программный комплекс Autodesk Inventor

Autodesk Inventor – это семейство продуктов для машиностроительного и промышленного 3D-проектирования, включающее в себя средства моделирования, создания инструментальной оснастки и обмена проектными данными. Являясь основой технологии цифровых прототипов, Autodesk Inventor позволяет создавать изделия более высокого качества за меньшее время. Инструменты Inventor обеспечивают полный цикл проектирования и создания конструкторской документации:

1. 2D/3D-моделирование;
2. Создание изделий из листового материала и получение их разверток;
3. Разработка электрических и трубопроводных систем;
4. Проектирование оснастки для литья пластмассовых изделий;
5. Динамическое моделирование;
6. Параметрический расчет напряженно-деформированного состояния деталей и сборок;
7. Визуализация изделий.

В Autodesk Inventor конструкторы фокусируют свое внимание на функциональных требованиях к проекту при формировании сложной трехмерной геометрии. Сокращение затрат времени на геометрические построения дает возможность уделять больше внимания творческой стороне проектов. Формируя цифровые прототипы, на которых исследуется поведение проектируемого изделия, конструкторы могут выявить потенциальные ошибки еще до того, как они проявились в производстве.

Inventor помогает конструкторам осознать преимущества цифровых прототипов, предоставляя им возможность использования готовых наработок в формате DWG при проектировании в трехмерной среде. Inventor поддержи-

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

вает чтение и запись DWG – файлов без риска неточных преобразований. На основании имеющихся DWG – данных можно формировать трехмерные модели деталей. Inventor включает в себя инструменты для создания и документирования 3D разработок. Продукт обеспечивает беспрецедентную совместимость с конкурирующими приложениями, а это – большой плюс и важное условие для четкого взаимодействия с партнерами [40].

Возможности динамического анализа в Inventor позволяют получить полное представление о работе изделия в реальных условиях, что дает возможность избежать дорогостоящего и трудоемкого создания физических опытных образцов. Интеграция моделирования динамики с прочностным анализом позволяет испытывать компоненты под действием реальных нагрузок. В продуктах семейства Autodesk Inventor пользователям предлагается обширный набор инструментов для создания цифровых прототипов, с помощью которых проверяется корректность форм и функционирования изделия

Модели деталей и изделий, создаваемые в Inventor, представляют собой их точные цифровые 3D прототипы, позволяющие всесторонне изучать поведение изделий по мере их разработки. Минимальная потребность в опытных образцах возможность выявления ошибок на ранних стадиях проектирования позволяют экономить значительное количество времени и средств еще до запуска изделия в производство [40].

Прочностной анализ в Inventor позволяет оценить поведение деталей под нагрузкой с целью обеспечения достаточной прочности проектируемых изделий. Средства расчета на прочность тесно связаны со средствами динамического анализа. Для расчета напряжений используются данные, получаемые из динамической модели, что обеспечивает высокую точность проектирования. Встроенная функция анализа методом конечных элементов устраняет необходимость трансляции геометрической модели и позволяет производить расчеты проще, чем в специализированных приложениях. Полученные сведения де-

формациях, максимальных и минимальных напряжениях и прочих важных характеристиках дают возможность проектирования деталей более высокого качества, удовлетворяющих всем требованиям по запасу прочности.

Важнейшим свойством программы Inventor является ее поддержка ГОСТ [12]. При установке Inventor необходимо выбрать стандарт ГОСТ по умолчанию. В этом случае мы получаем дополнительные возможности проектирования 3D –моделей с применением стандартизованных элементов, а также оформления чертежей по правилам ГОСТ 2.109-73 ЕСКД [10]. Для того чтобы применять элементы ГОСТ при проектировании 3D-сборок, необходимо установить Библиотеку ГОСТ компонентов. Библиотека стандартных деталей содержит стандарты деталей трубопроводной арматуры, металлопроката, подшипников, крепежа и др.

2.2.2 Метод конечных элементов

Сложность форм и габариты конструкций делают трудным осуществление натурального эксперимента. Благодаря развитию ЭВМ стало возможным моделирование сложных физических явлений.

Среди всех численных методов наиболее широкое распространение получил метод конечных элементов. Этот метод является самым эффективным и универсальным.

МКЭ на сегодняшний день является общепризнанным методом структурного анализа в целом ряде областей науки и техники. Для этого есть несколько причин:

- возможность задания локальных граничных условий;
- простая интерпретация вычислительных операций;
- геометрическая гибкость и применимость к широкому классу дифференциальных уравнений в частных производных;
- обеспечение единственности получаемого решения во всех точках рассматриваемой области;

					<i>Глава 2. Объект и методы исследования</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- эффективность и экономичность при его машинной реализации по сравнению с другими методами;
- свойства материалов смежных элементов не должны быть обязательно одинаковыми. Это позволяет применять метод к телам, составленным из нескольких материалов;
- криволинейная область может быть аппроксимирована с помощью прямолинейных элементов или описана точно с помощью криволинейных элементов. Таким образом, методом можно пользоваться не только для областей с «хорошей» формой границы;
- размеры элементов могут быть переменными. Это позволяет укрупнить или измельчить сеть разбиения области на элементы, если в этом есть необходимость.

Стоит отметить, что метод конечных элементов, конечно, является приближенным численным методом, и тем самым имеет некоторую степень погрешности. Однако, в нем заложено большое количество параметров с помощью которых можно управлять степенью точности получаемых результатов (измельченность сетки, параметры нагружения и методов получения решения). Отдельным вопросом является степень адекватности решаемой математической модели ее физическому прототипу. Все это возлагается на плечи инженера-расчетчика, ответственность за результат несет только он. Но следует сказать, что МКЭ позволяет исследовать конструкции почти неограниченной степени сложности. В то время как это объективно невозможно с использованием аналитических методов [18].

Принцип МКЭ заключается в разбиении изучаемой области на элементарные подобласти конечных размеров (конечные элементы). В каждом таком элементе неизвестная функция аппроксимируется полиномом, степень которого меняется в зависимости от задачи, но остается обычно невысокой (от 1 до 6). Для каждого элемента аппроксимирующий полином определяется его коэффициентами. Коэффициенты могут быть определены значениями функции

в частных точках, называемых узлами элемента. Если известна функция в каждом узле, то имеется возможность ее аппроксимации на всей области.

Для описания напряженного и деформированного состояния деформируемого тела, расчлененного на конечные элементы, матрицы жесткости для которых известны, необходимо все элементы объединить в единую систему, аппроксимирующую рассчитываемую, т.е. удовлетворить условиям статической и кинематической совместности для конструкции в целом. При этом следует учесть, что конструкция представлена совокупностью элементов, взаимодействующих в конечном числе узловых точек, а поэтому указанные условия необходимо установить для этих точек системы. Чаще всего, эти вопросы решаются на основе энергетических принципов механики деформируемых сред, исходя главным образом из того, что энергия системы равна сумме энергии, каждая из которых относится к соответствующему конечному элементу. Пусть внешняя нагрузка в узлах системы представлена вектором столбцом

$$\{\bar{P}\} = \{\{\bar{P}\}^1 \{\bar{P}\}^2 \dots \{\bar{P}\}^k \dots \{\bar{P}\}^m\} \quad (2.1)$$

Под действием этой нагрузки узлы системы получают перемещения

$$\{\bar{q}\} = \{\{\bar{q}\}^1 \{\bar{q}\}^2 \dots \{\bar{q}\}^k \dots \{\bar{q}\}^m\} \quad (2.2)$$

На основании принципа возможных перемещений для системы, находящейся в положении равновесия,

$$\{\delta q\}^T \{P\} = \iiint_V \{\delta \epsilon\}^T \{\sigma\} dV \quad (2.3)$$

Здесь интеграл по всему объему тела.

Заменив энергию, представленную интегралом в (2.3), суммой интегралов, взятых по всем m конечным элементам, получим

$$\{\delta \bar{q}\}^T \{\bar{P}\} = \sum_1^m \iiint_{V_i} \{\delta \epsilon\}^T i \{\sigma\} dV \quad (2.4)$$

Используем зависимость

$$\{\delta q\}^T \{R\} = \iiint_{V_i} \{\delta \epsilon\}^T i \{\sigma\} dV \quad (2.5)$$

И перепишем уравнение (2.4)

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\{\delta\bar{q}\}^T \{\bar{P}\} = \sum_1^m \{\delta q\}^T i\{R\}i \quad (2.6)$$

Группируя в правой части выражения (2.6) те члены, вариации которых имеют одинаковые направления смещений в одних и тех же узлах, будем иметь

$$\{\delta\bar{q}\}^T \{\bar{P}\} = \sum_1^m \{\delta q\}^T i\{R\}i \quad (2.7)$$

где $\{\bar{R}\} = \{\{\bar{R}\}^{(1)} \{\bar{R}\}^{(2)} \dots \{\bar{R}\}^{(k)} \dots \{\bar{R}\}^{(m)}\}$ – вектор полных внутренних узловых усилий для всей конструкции, вызванный перемещениями узлов ее дискретной модели. Причем

$$\{\bar{R}\}^k = \{\Sigma_{i\in k} \{R\}_j^k \Sigma_{i\in k} \{R\}_{2j}^k \dots \Sigma_{i\in k} \{R\}_{rj}^k\} \quad (2.8)$$

– вектор равнодействующей внутренних узловых усилий по i -м всем элементам, сходящимся в k -м узле.

Вектор-столбец $\{\bar{R}\}$ представляет собой усилия, действующие со стороны узлов на конечные элементы. Очевидно, что на сами узлы со стороны элементов действуют усилия $\{\bar{R}\}$, т.е. реакции, вызванные перемещениями узлов системы и являющиеся результатом действия внутренних усилий, приведенных к узловому воздействию.

Подставляя выражение (2.7) в уравнение (2.6) получим

$$\{\delta\bar{q}\}^T \{\{\bar{P}\} - \{\bar{R}\}\} = 0 \quad (2.9)$$

Чтобы от (2.9) перейти к уравнениям равновесия, необходимо либо положить, что в $\{\delta\bar{q}\}$ нет нулевых членов, связанных с перемещением системы как жесткого целого, либо ввести в рассмотрение E_1 с числом элементов поддиагонали, равным порядку $\{\bar{q}\}$. При этом каждому компоненту вектора $\{\bar{q}\}$ ставится в соответствие диагональный член матрицы E_1 . Там, где компонент $\{\bar{q}\}$ известен из кинематических условий задачи, диагональный элемент матрицы E_1 примем равным нулю, а все остальные диагональные эле-

менты положим равными единице. Тогда, если учесть, что возможные перемещения в узлах, где заданы кинематические условия, равны нулю, можно записать

$$\{\delta\bar{q}\} = E_1\{\delta\bar{q}\} \quad (2.10)$$

где $\{\delta\bar{q}\}_*$ – вектор возможных перемещений в узлах системы по всем компонентам перемещений. Подставив выражение (2.10) в зависимость (2.9) получим

$$[E_1\{\delta\bar{q}\}_*]^T\{\{\bar{P}\} - \{\bar{R}\}\} = 0$$

Так как $E_1^T = E_1$, то $\{\delta\bar{q}\}^T = \{\delta\bar{q}\}^T E$. Отсюда, учитывая, что $\{\delta\bar{q}\}^T \neq 0$, получим

$$E_1\{\{\bar{P}\} - \{\bar{R}\}\} = 0 \quad (2.11)$$

Уравнение (2.11) является матричной формой условий равновесия всех сил, приложенным к узлам системы.

Между вектор-столбцом полных узловых реактивных усилий для всего тела $\{\bar{R}\}$ и перемещением узлов $\{\bar{q}\}$ существует связь

$$\{\bar{R}\} = [\bar{K}]\{\bar{q}\} \quad (2.12)$$

Где $[\bar{K}]$ – матрица жесткости всей системы.

Матрицу $[\bar{K}]$ можно получить с помощью известных матриц жесткости для отдельных элементов, если, например, представить в развернутой матричной форме вектор-столбец $\{\bar{R}\}$.

$$\begin{aligned}
\{\bar{R}\} &= \begin{Bmatrix} \{\bar{R}\}^{(1)} \\ \{\bar{R}\}^{(2)} \\ \vdots \\ \{\bar{R}\}^{(j)} \\ \vdots \\ \{\bar{R}\}^{(m)} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \sum_{ic1} \left([K]_{i1}^{(1)} \{\bar{q}\}^{(1)} + \dots + [K]_{i1}^{(m)} \{\bar{q}\}^{(m)} \right) \\ \sum_{ic2} \left([K]_{i2}^{(1)} \{\bar{q}\}^{(1)} + \dots + [K]_{i2}^{(m)} \{\bar{q}\}^{(m)} \right) \\ \vdots \\ \sum_{icj} \left([K]_{ij}^{(1)} \{\bar{q}\}^{(1)} + \dots + [K]_{ij}^{(m)} \{\bar{q}\}^{(m)} \right) \\ \vdots \\ \sum_{icm} \left([K]_{im}^{(1)} \{\bar{q}\}^{(1)} + \dots + [K]_{im}^{(m)} \{\bar{q}\}^{(m)} \right) \end{Bmatrix} = \\
&= \begin{bmatrix} \sum_{ic1} [K]_{i1}^{(1)} & \dots & \sum_{ic1} [K]_{i1}^{(k)} & \dots & \sum_{ic1} [K]_{i1}^{(m)} \\ \sum_{ic2} [K]_{i2}^{(1)} & \dots & \sum_{ic2} [K]_{i2}^{(k)} & \dots & \sum_{ic2} [K]_{i2}^{(m)} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \sum_{icj} [K]_{ij}^{(1)} & \dots & \sum_{icj} [K]_{ij}^{(k)} & \dots & \sum_{icj} [K]_{ij}^{(m)} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \sum_{icm} [K]_{im}^{(1)} & \dots & \sum_{icm} [K]_{im}^{(k)} & \dots & \sum_{icm} [K]_{im}^{(m)} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \{\bar{q}\}^{(1)} \\ \{\bar{q}\}^{(2)} \\ \vdots \\ \{\bar{q}\}^{(j)} \\ \vdots \\ \{\bar{q}\}^{(m)} \end{Bmatrix}.
\end{aligned}$$

(2.13)

Здесь индекс $i \in j$ означает суммирование по всем i -ым элементам, сходящимся в узле j . Подматрица $[K]$ является блоком матрицы жесткости для i -го элемента, определяющим реакции в j -ом узле от единичных перемещений в k -ом узле. Причем, если i -ый элемент не содержит либо узла j , либо узла k , то подматрицу $[K]_{ij}^k$ следует положить равной нулю. Таким образом, матрица жесткости для всей системы будет иметь вид

$$[\bar{K}] = \begin{bmatrix} [\bar{K}]_1^{(1)} & \dots & [\bar{K}]_1^{(k)} & \dots & [\bar{K}]_1^{(m)} \\ [\bar{K}]_2^{(1)} & \dots & [\bar{K}]_2^{(k)} & \dots & [\bar{K}]_2^{(m)} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ [\bar{K}]_j^{(1)} & \dots & [\bar{K}]_j^{(k)} & \dots & [\bar{K}]_j^{(m)} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ [\bar{K}]_m^{(1)} & \dots & [\bar{K}]_m^{(k)} & \dots & [\bar{K}]_m^{(m)} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Где

$$[\bar{K}]_j^{(k)} = \sum_{i \in j} [\bar{K}]_i^{(k)}$$

Подставляя теперь (2.12) в уравнение (2.11), получим разрешающее матричное уравнение МКЭ в форме метода перемещений

$$E_1 \{ [K] \{ \bar{q} \} - \{ \bar{P} \} \} = 0 \quad (2.16)$$

Заметим, что поскольку матрица E_1 , содержащая нулевые строки, является особенной, она обращает матрицу системы линейных неоднородных алгебраических уравнений тоже в особенную. В силу этого выражение (2.16) следует рассматривать только как систему уравнений относительно искомым компонент перемещений без нулевых строк. Однако если заданные кинематические условия системы представить в виде

$$[E - E_1] \{ \bar{q} \} = E_2 \{ \bar{q} \}, \quad (2.17)$$

Где $E = E_1 + E_2$ – единичная матрица, то уравнение (2.16) можно записать следующим образом

$$E_1 [\bar{K}] [E_1 + E_2] \{ \bar{q} \} - E_1 \{ \bar{P} \} = 0$$

Отсюда

$$[E_1 [\bar{K}] E_1 + E_2] \{ \bar{q} \} = E_1 \{ \bar{P} \} - E_1 [\bar{K}] E_2 \{ \bar{q} \} + E_2 \{ \bar{q} \} \quad (2.18)$$

в котором уже не содержится нулевых строк. При этом в правую часть уравнения (2.18) входят только известные компоненты перемещений системы $E_2 \{ \bar{q} \}$ в левую – все искомые компоненты вектора $\{ \bar{q} \}$. Поэтому уравнение (2.18) следует рассматривать как систему уравнений относительно разыскиваемых компонент вектор-столбца узловых перемещений

Глава 3. Анализ способов балластировки

На сегодняшний день очень актуальны проблемы балластировки трубопроводов, прокладываемых в водонасыщенных грунтах и подводных трубопроводах, такие как: предотвращение всплытия трубопровода; повышение срока службы; повышение экологической безопасности; обеспечение подогрева трубы; повышение антикоррозионной стойкости.

Для обеспечения стойкости положения нефтепровода против всплытия на обводнённых участках и в местах скрещения водотоков, также во избежание вспучивания трубы учитывается его балластировка.

Для данной цели используются системы, создающие давление на трубопровод, кроме того системы, использующие пассивное давление грунта в основании траншеи.

К первому виду систем относятся бетонные утяжелители разных типов, грунтовая засыпка, прибора, сделанные из полотнищ нетканых искусственных которые были использованы и полимерконтейнеры.

Ко второму виду относятся анкерные прибора разных типов, обеспечивающие укрепление нефтепровода как в талых, так и в вечномёрзлых грунтах

Имеется 3 категории способов укрепления трубопроводов на проектных отметках на обводняемых участках магистрали:

1. внедрение утяжеляющих железобетонных и металлических пригрузов;
2. внедрение анкерных приспособлений;
3. внедрение грунта засыпки в траншею либо в грунт оборотной засыпки, бокового притока поверхностных и грунтовой воды в связи перераспределения стоков, стимулированного отрывкой траншеи, оттаивания грунта около трубопровода при перевозке.

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях крайнего Севера</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Бущев С.С.</i>					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Сарцев А.Л.</i>				<i>Глава 3. Анализ способов балластировки</i>			
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>						51	119
					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 258А</i>			

Выбор любого способа укрепления находится в зависимости от группы территориии вида грунтов, значения грунтовой воды, рельефа территории, схем прокладки, присутствия углов поворотов, кривых искусственного происхождения гнутья, способов и сезонов производства строительных работ, правил использования, технико-экономической необходимости их внедрения.

3.1 Использование железобетонных и чугунных пригрузов

Наиболее распространённым способом балластировки трубопроводов, прокладываемых в обводнённой и болотистой территории, считается использование железобетонных утяжелителей (ЖБУ).

ЖБУ включает 5 видов: П-образные, кольцевые, поясные, сборно-блочные и заливаемые твердеющие смеси, даже системы на подобии «труба в трубе» с межтрубным цементно-песчаным заполнителем.

Более всераспространены утяжеляющие ж/б пригрузки разных типов и объемов: вид УБО, УБК-М. Сюда относятся и пойменные участки трубопроводов, прилегающие к водонасыщенным препятствиям и подверженные сезонным обводнениям. Поэтому, опасность всплытия трубопроводов довольно реальна.

Недочеты внедрения ЖБУ состоят в их большой цене и неудовлетворительной надёжности для пучинистых грунтов нескончаемой мерзлоты. В составе магистрального газопровода Ямбург – Ныда, обнаружены сотки всплывших участков газопроводов, закрепленных утяжелителями вида УБК, УБО. Единое растепление нескончаемой мерзлоты в 1-ые годы работы газопровода вызвало интенсивное всплытие его участков. Жёсткие взаимосвязив системе «трубопровод – закрепляющая система – грунтовое причина» во время пучения замерзающего грунта не выдерживают усилий, образующихся при подъёме трубопровода и разрываются в следствие того, собственно не готовы восполнить вертикальные движения трубопровода и перераспределить их меж отдельными закрепляющими приборами. Помимо всего этого, взаимодействи- еданных приборов с трубопроводом творит значимые локальные перегрузки, повреждающие изоляционное покрытие и вызывающие увеличение изгибных

					<i>Глава 3. Анализ способов балластировки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

напряжений в стене труб.

Для балластировки трубопроводов, сооружаемых в трудоемких критериях, употребляются утяжелители, обхватывающие по боковым образующим (на подобии УБО), опирающиеся на него, седловидные (УБК) и кольцевые (УТК).

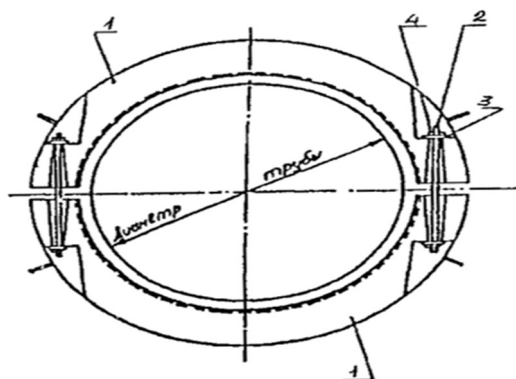


Рисунок 3.1 – Железобетонный утяжелитель типа 2-УТК: 1 – утяжелитель 2-УТК; 2 – шпилька МС; 3 – шайба МС; 4 – гайка М20.

Бетонные утяжелители на подобии УБО используются для закрепления нефтегазопроводов ежегодно – на заболоченных территориях, на обводненных участках, в поймах рек и на вечномёрзлых грунтах, кроме участков трубопроводов, получающих в процессе использования продольные движения наиболее 40 мм, а при применении мягких силовых поясов – наиболее 50 мм. Утяжелитель на подобии УБО состоит из двух железобетонных блоков и двух железных, защищённых изоляционным антикоррозионным покрытием, либо мягких, сделанных из крепкого долговременного искусственного материала, соединительных поясов.

Для сотворения закрытого силуэта при массовом размещении утяжелителей на трубопроводе надлежит применять утяжелители модернизированные (вида УБО-М), в каких соединительные пояса инсталлируются в глухие пазы, размещённые на бетонных блоках, либо утяжелители УБО-ПМ, представляющие из себя тип утяжелителя УБО-М, в каком изъята часть железобетона, превращающая бетонный блок в ёмкость для грунта.

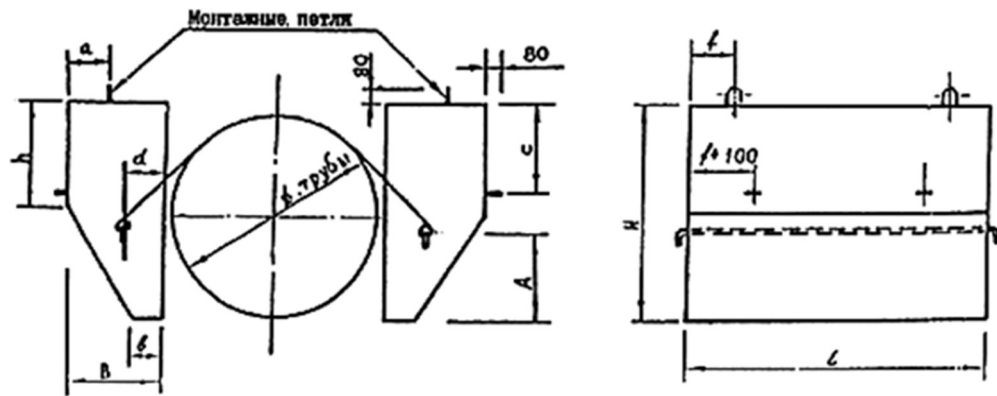


Рисунок 3.2 – Железобетонный утяжелитель охватывающего типа УБО

Бетонные утяжелители УБО надлежит использовать для балластировки трубопроводов на всех категориях территории, также углах поворота и участках выхода трубопровода на дневную плоскость.

Бетонные утяжелители УБГ и УБТ можно использовать для балластировки трубопроводов в обводненной и заболоченной территории, вечномерзлых грунтах, также на переходах через болота с мощностью торфяной залежи, не превосходящей глубины траншеи (если соблюдать условие наполнения их минеральным грунтом).

Опирающиеся на трубопроводы бетонные конусовидные утяжелители (вида УБКм) используют для балластировки трубопроводов в зимних и летних критериях на переходах через болота с мощностью торфяной залежи, не превосходящей глубины траншеи, на обводнённых и заболоченных участках, в поймах рек и на землях, сложенных вечномерзлыми грунтами.

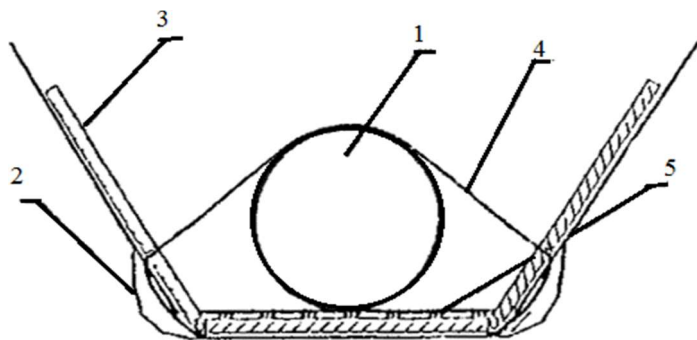


Рисунок 3.3 – Железобетонный утяжелитель типа УБГ 1:

1 – газопровод; 2 – приямок в траншее для установки утяжелителя; 3 – шарнирно-соединённые плиты; 4 – силовой соединительный пояс; 5 – дно траншеи.

Не разрешается установка утяжелителей на участках трубопроводов, получающих в процессе использования продольные движения более 40 мм. Железобетонный утяжелитель на подобии 1-УБКм является системой седловидного на подобии с конусовидной внутренней поверхностью, интеллигентной 2-мя цилиндрическими обоюдно пересекающимися поверхностями с радиусом, превосходящим радиус трубопровода.

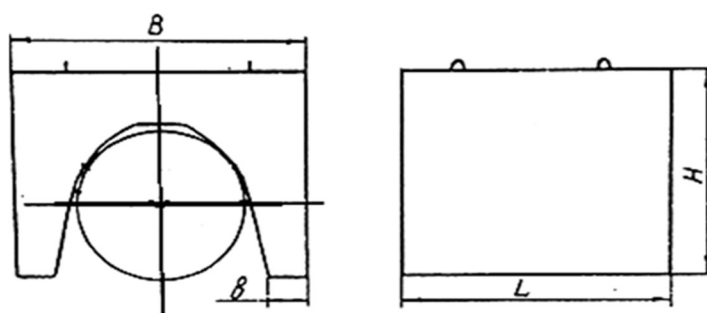


Рисунок 3.4 – Железобетонный утяжелитель типа 1-УБК

Соответствующая стабильность утяжелителей на подобии 1-УБКм (в процессе использования) поддерживается только при наличии минеральных грунтов в основании траншеи. При силе торфяной залежи, превосходящей глубину траншеи, эти грузы в следствии подвижек трубы имеют все шансы утратить стабильность.

Утяжелители на подобии УБО инсталлируются на трубопроводе или по одному через одинаковые расстояния меж ими, или массовым способом.

Марка груза	Диаметр трубопровода, мм	Габаритные размеры, мм										Объём груза, куб. м	Масса груза, т при $\gamma_{\sigma} = 2,3 \text{ т/куб. м}$	Максимальная величина балластирующей способности груза, тс	Код ОКП
		H	h	L	B	a	b	c	A	f	d				
УБО-1420	1420	1600	800	1200	600	265	150	680	600	200	200	1,89	4,347	2,447	5853210587
УБО-1220	1220	1400	700	1350	600	265	150	600	550	200	200	1,85	4,253	2,407	5853210588
УБО-1020	1020	1100	500	1500	550	240	150	435	450	200	200	1,47	3,378	1,903	5853210589
УБО-530	530	700	400	1000	300	137	100	310	250	250	120	0,36	0,834	0,471	5853210592

Рисунок 3.5 – технические характеристики утяжелителей типа УБО

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

Рисунок 3.6 – Технические характеристики 1-УБКМ

При массовом способе установки утяжелители укладываются отдельными участками вплотную друг к другу; при всем этом единое их число и расстояния между грунтами обязано отвечать притязаниям плана.

3.2 Балластировка трубопроводов минеральным грунтом

Внедрение для балластировки трубопроводов огромных поперечников минеральных грунтов засыпки траншеи может быть при критериях: применения эластичных полотнищ из нетканых искусственных материалов, которые были использованы (НСМ) в хитросплетении с минеральным грунтом засыпки; применения закреплённых грунтов; внедрения сочетанных способов балластировки минеральным грунтом с железобетонными утяжелителями разных систем либо анкерных приспособлений; укладки трубопровода в переуглублённую траншею (нужное повышение глубины траншеи определяется расчётом); применения заполненных грунтом полимерных контейнеров различных конструкций.

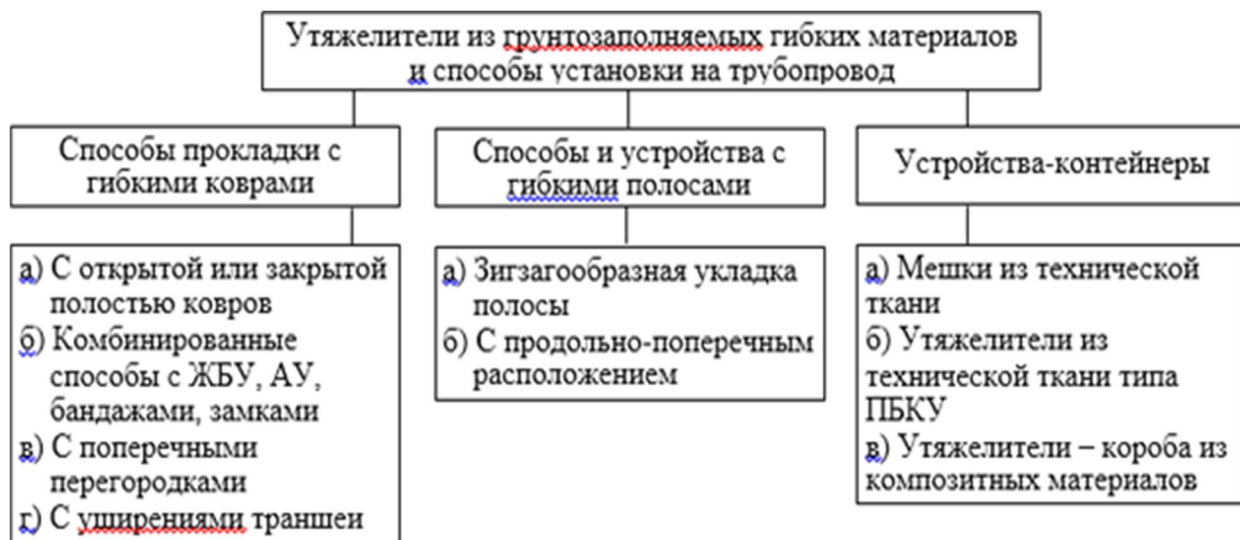


Рисунок 3.7 – Схема утяжелителей из грунтозаполняемых гибких материалов и способы их установки на трубопровод

Более экономным материалом для балластировки трубопроводов считается сам грунт, извлекаемый при копании траншеи. Употребляются следующие способы балластировки с внедрением грунта засыпки:

- использование полимерно-контейнерных балластировочные приспособления (ПКБУ);
- внедрение нетканых искусственных материалов (НСМ);

3.3 Полимерно-контейнерные балластирующие устройства.

Наполняемые грунтом полимерконтейнерные приспособления (ПКУ) производят по техусловиям. Они являют из себя ёмкость, повторяющий вид П-образного утяжелителя, стены которого исполнены из НСМ, пропитанного твердеющей полимерной смолой, придающей полости ПКУ нужную крепость и жёсткость. Верхний силовой пояс сохраняет форму ёмкости при её засыпке грунтом. ПКУ изготавливают в двух модификациях: с жёсткими и гибкими карманами. Модификацией ПКУ является также складывающийся полимерконтейнер (СПУ).

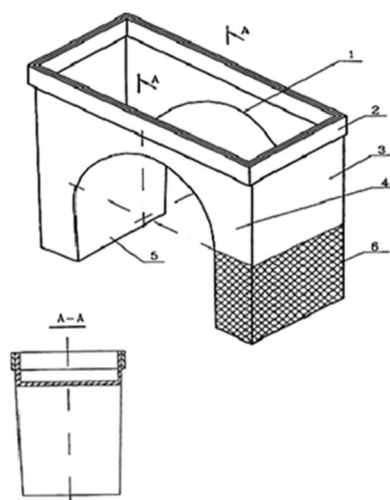


Рисунок 3.8 – Полимерконтейнер ПКУ.

1 – криволинейный свод; 2 – силовой пояс; 3 – боковая стенка; 4 – лобовой участок; 5 – карман для ПКУ; 6 – карман для ПКУ(м).

Единичные наполняемые минеральным грунтом полимерконтейнеры требуют наименьшего расхода геотекстильного искусственного материала, сравнивая с использованием полотнищ из НСМ. Полимерконтейнерное наполняемое минеральным грунтом балластирующее приспособление (ПКБУ), представляет из себя два контейнера, размещённых по две стороны трубопровода, произведенных из крепкого и долговременного геотекстильного искусственного материала, соединенных четырьмя мягкими силовыми лентами и двумя металлическими распорными рамками.

Наименование изделия	Диаметр трубы,	Размеры, мм			Объём, м ³	Масса, кг	Количество силовых поясов, шт.
		длина	ширина	высота			
ПКУ ПКУ (м)	1 420	2,3	1,0	1,65	1,83	48	2
	1 220	2,1	1,0	1,45	1,6	42	2
	1 020	1,7	0,8	1,25	0,86	29	2
	820	1,5	0,8	1,05	0,71	24	1
	720	1,4	0,8	0,95	0,65	21	1
	530	1,0	0,6	0,7	0,25	12	1
	426	0,9	0,6	0,6	0,2	10	1
	325	0,8	0,6	0,5	0,18	9,5	1

Рисунок 3.8 – Технические характеристики утяжелителей типа ПКУ

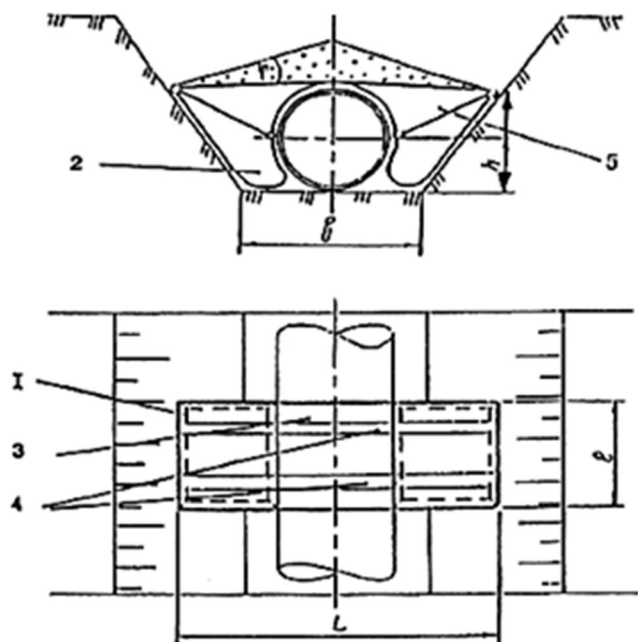


Рисунок 3.9 - Схема системы полимерно-контейнерного балластирующего приспособления (ПКБУ)

1 – рамка жёсткости; 2 – ёмкость из мягкой ткани; 3 – нижняя грузовая лента; 4 – верхняя грузовая лента; 5 – противоразмывная перегородка.

Таблица 3.1 – Технические характеристики ПКБУ

N п./п.	Марка контейнера	Диаметр трубопровода, мм	Масса незагруженного ПКБУ, т / шт.	Объём грунта шт.в группе, м ³	Количество штук ПКБУ в	Количество групп ПКБУ на
1	ПКБУ-1420	1 420	0,10	8,0 / 32 ÷ 35	4	50-40
2	ПКБУ-1220	1 220	0,098	6,0 / 14	2	80-100
3	ПКБУ-1020	1 020	0,077	5,0 / 12	2	50
4	ПКБУ-820	820	0,070	4 / 10	2	50
5	ПКБУ-720	720	0,065	3,0 / 8,6	2	50
6	ПКБУ-530	530	0,053	1,5 + 0,5	1	100
7	ПКБУ-325	325-426	0,030	0,9 + 0,2	1	25-40

Достоинства ПКБУ в сравнении с железобетонными балластирующими приборами: объём перевозок груза уменьшается в 100-150 раз; цена которые были использованы понижается в 2-3 раза; исключается вероятность дефекта изоляционного покрытия при продольных движениях трубопровода в процессе использования и при монтаже ПКБУ в ходе возведения, потому что рамки этой системы не полагаются на трубопровод на всех стадиях загрузки грунтом; исключается вероятность всплытия трубопроводов.

Недочетом ПКБУ считается давление жёсткой распорной рамы на изоляцию трубопровода и, как следствие, вероятная деструкция и дефект изоляции трубопровода [43].

3.3 Использование нетканых синтетических материалов

Для балластировки трубопроводов с внедрением нетканых синтетических материалов зависимо от территории используются разные конструктивные схемы.

В критериях обводнённой территории и на участках предсказуемого обводнения в суглинистых грунтах быть может применено прибор, в каком НСМ монтируется в траншею на проложенный ранее в проектное положение нефтегазопровод и на откосы траншеи; заполняется грунтом до дневных отметок траншея, после чего полотнище из НСМ перекрывает сверху траншею.

Использование НСМ дает возможность использовать для пригрузки дополнительный объём грунта, размещённый между трубой и стеной траншеи. НСМ пропускает воду в две стороны от трубопровода и повдоль траншеи, хотя предупреждает вынос грунта, т. к. не пропускает частички объемом наиболее 50мм.

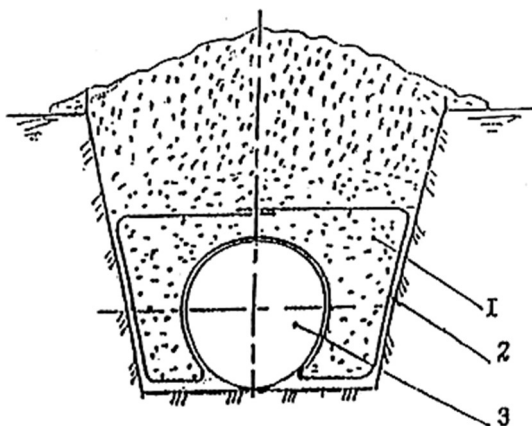


Рисунок 3.10 – Вариант закрепления нефтегазопроводов минеральным грунтом засыпки с применением полотнищ из НСМ. 1– грунт засыпки; 2 – полотнище из НСМ; 3 – трубопровод.

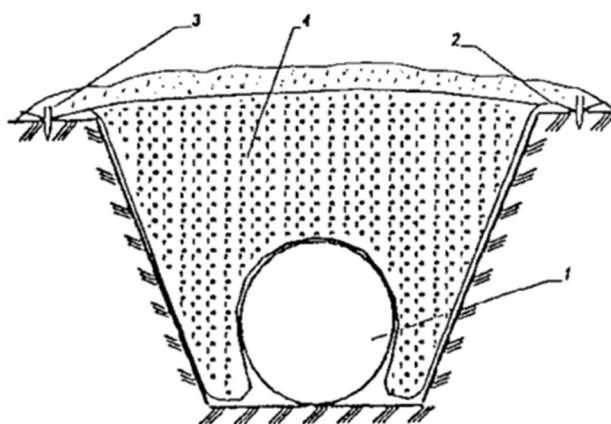


Рисунок 3.11 – Способ балластировки газопроводов минеральным грунтомзасыпки с использованием полотнищ из НСМ (для песчаных грунтов)

1 – трубопровод; 2 – полотнище из НСМ; 3 – металлический штырь; 4 – грунт засыпки.

На переходах через болотах первого типа, производятся бандажами из резиноканевых которые были использованы либо нескольких сваренных между собой полос из НСМ и устанавливается на дно траншеи до опуска в траншею нефтегазопровода и закрываются над засыпанным грунтом нефтегазопровода, охватывая весь массив грунта, созданный полотнищем из НСМ.

3.4 Анкерные балластирующие устройства

Один из экономическим методов обеспечения стабильного положения трубопроводов на проектных отметках – их укрепление анкерными приспособлениями.

Укрепление трубопроводов анкерными приспособлениями производят на болотах с мощностью торфяной залежки, не превосходящей величины 3 метра, и с подстилающими минеральными грунтами, обеспечивающими надёжную работу анкеров, также в критериях обводнённой и заболоченной территории.

Система свайного раскрывающего анкера (вида АР-401) представляет из себя штангу, повторяющий вид трубы поперечником 168 мм, толщиной стенки 8-10 мм, которая снабжена заострённым наконечником, размещенным на забойном конце, и четырёх лопастей трапецеидальной формы, которые шарнирно крепятся к штанге, лопасти размещены в два яруса по протяженности штанги с углом поворота в плане меж парами 90°.

Плюсами анкеров считаются: быстрота доставки и установки; вероятность заглубления анкера в отсутствие нарушения текстуры грунта; маленькая цена.

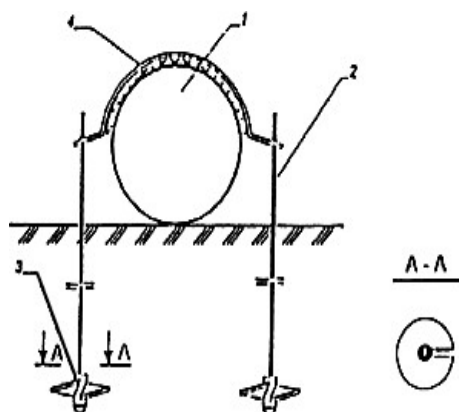


Рисунок 3.12 – Винтовое анкерное устройство ВАУ-1:

1 – газопровод; 2 – тяга анкера с наконечником; 3 – винтовая лопасть; 4 – силовой соединительный пояс.

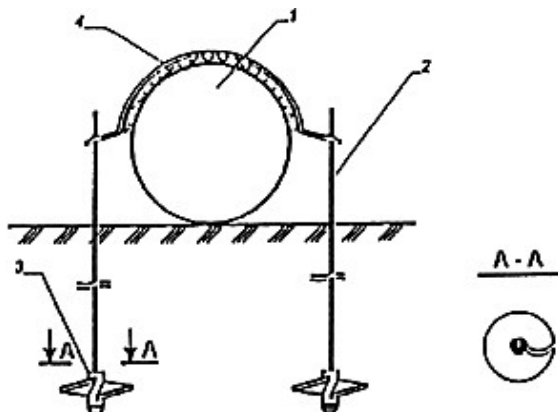


Рисунок 3.13 – Винтовое анкерное устройство ВАУ-М

1 – трубопровод; 2 – тяга анкера с наконечником; 3 – винтовая лопасть; 4 – силовой соединительный пояс.

Укрепление трубопроводов с помощью вмораживаемых анкерных приборов рекомендовано на участках нескончаемой мерзлоты (в большей степени в низкотемпературных твердомёрзлых минеральных песчаных и глинистых стойких в реологическом отношении грунтах), если соблюдать условие: несущие составляющие вмораживаемых анкеров обязаны устанавливаться в вечномёрзлом грунте на протяжении всего срока их эксплуатации.

Анкерное приспособление дискового типа (ДАУ) состоит из двух тяг с одним либо двумя круглыми дисками на любой тяге, расположенными на

определённом расстоянии между собой, двух ограничителей усилий (компенсаторов) и силового соединительного пояса. Ограничители усилий в анкерном приспособлении используются для укрепления нефтепроводов.

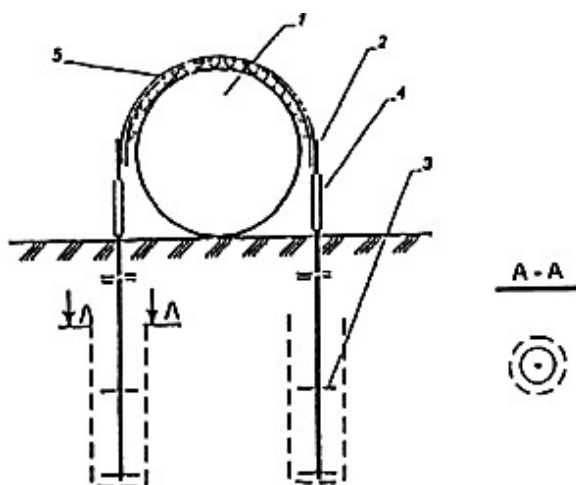


Рисунок 3.14 – Диское вмораживаемое анкерное устройство ДАУ-02К1 – трубопровод; 2 – тяга; 3 – диск; 4 – ограничитель усилий; 5 – силовой соединительный пояс

Винтовое вмораживаемое анкерное устройство (ВАУ-В) состоит из двух или четырёх приваренных к втулкам винтовых лопастей, двух тяг с наконечниками и силового соединительного пояса.

Винтообразное вмораживаемое анкерное устройство гарантирует существенное увеличение его несущей возможности в сравнении с ДАУ при одинаковом поперечнике и глубине разрабатываемой скважины, за счёт значительного роста площади винтообразной лопасти в сравнении с диском. Также, упрощается наполнение скважины грунтовым (песочным) веществом и увеличивается надёжность работы анкерного приспособления.

Вмораживаемое анкерное устройство состоит из двух тяг, исполненных из арматурных стержней повторяющегося профиля, двух ограничителей усилий и силового соединительного пояса.

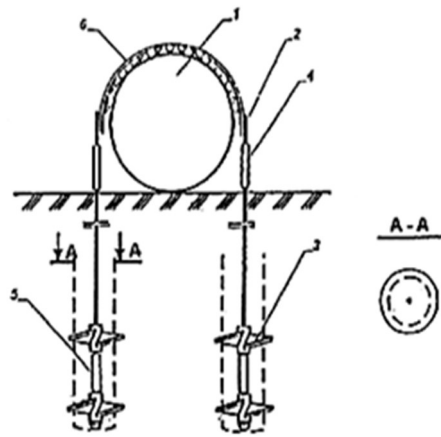


Рисунок 3.15 – Винтовое вмораживаемое анкерное устройство ВАУ-В 1 – трубопровод; 2 – тяга с наконечником; 3 – винтообразная лопасть на втулке; 4 – втулка (разделительная); 5 – ограничитель усилий; 6 – силовой соединительный пояс.

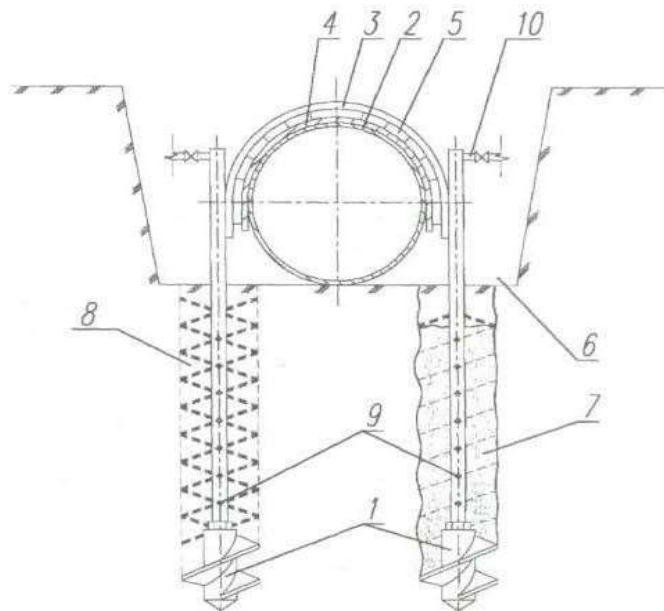


Рисунок 3.16 – Схема укрепления трубопровода винтообразными анкерными приборами с завышенной удерживающей возможностью: 1 – винтообразной наконечник анкера; 2 – трубопровод; 3 – силовой пояс; 4 – защитная прокладка из бризола; 5 – футеровочный мат; 6 – траншея трубопровода; 7 – грунт нарушенной текстуры до инъектирования закрепляющего препарата; 8 – прикрепленный грунт опосля инъектирования; 9 – отверстия для инъекции вяжущего препарата в грунт; 10 – штуцер.

Контроль за несущей возможностью анкерных приборов нужно производить средством проведения контрольных тестирований выдерживающей перегрузкой.

3.5 Общие сведения о обетонированной трубе

Обетонированная труба является наиболее надежным и тоже время перспективным способ балластировки трубопроводов при переходе через водные преграды. Обетонирование трубы производят путем нанесения на предварительно изолированную трубу бетонное балластное покрытие или заполнении бетоном пространства между трубопроводом и внешним кожухом (конструкция типа «труба в трубе»).

Трубы с бетонным балластным покрытием нашли широкое применение на переходах через заболоченные места, реки и озера, а также на участках морских переходов. Из перечисленных условий наиболее щадящие условия эксплуатации обетонированного трубопровода в заболоченной местности, где основной задачей балластного слоя является обеспечение устойчивого высотного положения [22].

Наиболее распространённым условием эксплуатации балластированного трубопровода считаются участки речных и морских переходов, в таких условиях к балластирующей функции бетона добавляется защитная. Здесь за счет дополнительного защитного свойства сплошного бетонного покрытия обеспечивается целостность стального трубопровода при возможных воздействиях на него якорей речных судов, барж, тралов рыболовных судов, паромов, ледовых перемещений, волн и течений. Данный вид балластировки следует рассматривать и как мощное дополнительное защитное покрытие, которое принимает на себя все внешние воздействия, и, тем самым, повышает надёжность морских подводных трубопроводов и труб, укладываемых в водонасыщенных грунтах. Помимо вышесказанного дополнительного защитного свойства, обетонированная труба имеет ряд других преимуществ перед традиционными способами балластировки: отсутствие необходимости в защите антикоррозионной изоляции деревянной футеровкой; отсутствие смещения балластного покрытия при протаскивании; полное отсутствие рисков потери балластирующей способности; сокращение трудозатрат на изоляцию труб и мон-

					Глава 3. Анализ способов балластировки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

таж грузов непосредственно на строительстве. Кроме того, балластное покрытие является защитой изоляции от возможного ее повреждения при укладке и эксплуатации подводного трубопровода.

3.6 Утяжеление трубопровода с помощью обетонирования

В настоящее время общие требования ко всем бетонам, а также бетонным смесям следующие: бетонные смеси должны до затвердевания легко перемешиваться, укладываться, транспортироваться, не расслаиваться; скорость твердения бетонов должна соответствовать заданным срокам распалубки и ввода конструкции в эксплуатацию; стоимость бетона и расход цемента должны быть минимальными.

Бетон должен удовлетворять следующим требованиям [23, 19]:

- минимальная объемная плотность после затвердевания – 2200 кг/м³;
- водопоглощение не превышает 5%;
- долговечность при эксплуатационной температуре равна сроку службы подводного трубопровода;
- минимальная прочность на сжатие через месяц после затвердевания – 40 МПа.

Для обетонирования трубы используют различные виды бетона. Они делятся по виду главного составляющего бетона: цементные, силикатные, шлакощелочные, гипсовые, полимерцементные и специальные.

Цементный бетон наиболее широко применяют в строительстве по сравнению с другими бетонами, такой бетон приготавливают на различных цементах. Среди них основное место занимают бетоны на цементе (портландцемент) и его разновидностях (около 65% от общего объема производства), успешно используют бетоны на шлакопортландцементе (20...25%) и пуццолановом цементе.

В случае, когда бетонный слой наносится на трубу способом набрызга (торкетирование), готовится смесь из цемента и песка двух видов. Состав сухой смеси для набрызг-бетона (% по массе): цемента и песка – 54-58, наполни-

					Глава 3. Анализ способов балластировки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

теля с размерами зёрен от 5 до 10 мм – 24-27, то же от 10 до 20-25 мм – 18-19. На 1 м³ сухой смеси в зависимости от требуемой марки расходуется от 250 до 350 кг цемента при водоцементном отношении от 0,35 до 0,45. Набрызг-бетон обладает более высокими, по сравнению с обычным бетоном, прочностными свойствами (в 2,75 раза на сжатие, в 1,5 раза на растяжение). Сцепление покрытия с породой – 1,5-2,5, с бетоном – 1-1,8, с арматурой – 2,5-4,5 МПа.

Для обетонирования труб в России используется тяжёлый бетон В 15 П4 F 100 W 4. К заполнителям для тяжёлых бетонов предъявляются специальные требования по гранулометрическому составу и чистоте. Окончательный состав определяется строительной лабораторией. В качестве мелких заполнителей для бетонов используют природный песок и песок из отсевов дробления и их смеси. Требуемая подвижность бетонной смеси, обеспечивающая её удобоукладываемость, определяется способом уплотнения смеси. Рекомендуются мелкозернистые (среднезернистые) литые смеси с подвижностью по осадке конуса 15 см [37]. Необходимая подвижность бетонных смесей достигается применением суперпластификаторов (типа С-3, ЛСТМ, Лигнопан Б-1, Б-2, Б-3 в количестве 0,2-0,5% от массы цемента). Уплотнение может производиться внутренними (глубинными) компактными вибраторами или «штыкованием».

При транспортировке и хранении стабильного конденсата должны быть предусмотрены меры, исключающие попадание его в системы бытовой и ливневой канализации, а также в открытые водоемы и почву. Места возможных разливов конденсата должны иметь обваловку и систему специального дренажа. Предупреждение и ликвидацию аварийных ситуаций, связанных с разливом конденсата, осуществлять в соответствии с планом ликвидации аварийных разливов стабильного конденсата.

3.7 Способы обетонирования трубопроводов

В настоящее время в ОАО «Газпром» определены четыре способа нанесения бетонного покрытия с выполнением армирования в виде металлической сетки или арматурного каркаса:

					<i>Глава 3. Анализ способов балластировки</i>	<i>Лист</i>
						67
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- набрызг (торкетирование);
- набивка (прессование);
- закачка под давлением;
- с применением скользящей опалубки.

Наиболее распространенным способом нанесения бетонного покрытия на трубы большого диаметра является набрызг (торкетирование). Максимальная толщина слоя достигает до 230 мм при котором обеспечивается высокий уровень механической защиты.

Торкетирование – это процесс нанесения на покрываемую поверхность слоев цементного раствора струей сжатого воздуха. Установка для набрызга состоит из цемент-пушки; шлангов для подачи воздуха, воды и сухой смеси цемента и инертного заполнителя. На трубы, диаметром до 529 мм. Торкрет-бетон наносят в два этапа. Сначала покрывают верхнюю половину труб, а после выдержки бетона в течение 1-2 суток трубу (или секции труб) переворачивают и торкретируют остальную часть. Торкрет-бетон выдерживают до момента укладки не менее 5-7 сут. В сухую погоду при выдержке в течение 5-7 сут. торкрет-бетон через определенное время увлажняют водой. Трубы большого диаметра торкретируют в несколько этапов. Сначала покрывают боковые поверхности, затем верхнюю часть труб. После 1-2 сут. трубопровод (или секции труб) переворачивают и торкретируют оставшуюся часть. Бетонное покрытие обычно устраивают армированным, в качестве арматуры используют металлическую сетку [19, 28]. Способ торкетирования имеет существенные недостатки. Послойное нанесение бетона и поворачивание бетонируемой секции трубопровода требуют значительных затрат труда, механизмов и времени.

Метод нанесения утяжеляющего бетонного покрытия под давлением является основными, часто применяется в проектах сооружения магистральных трубопроводов, реализация которых требует быстрой мобилизации. Данный метод применяется для любых диаметров труб, бетонное покрытие можно наносить различной толщины и различного удельного веса.

					<i>Глава 3. Анализ способов балластировки</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Технология бетонирования трубы под давлением заключается в том, что бетон наносится на изоляционное покрытие, что позволяет выбрать необходимую толщину бетона, не ставя под угрозу долгосрочную защиту коррозии [28].

Покрытие наносится в широком диапазоне удельных весов и толщин, это позволяет оптимизировать отрицательную плавучесть и минимизировать стоимость.

Технология нанесения балластного покрытия на поверхность трубы для подводного трубопровода, с применением скользящей опалубки, состоит в том, что, трубу поднимают в вертикальное положение путём поворота подъёмного механизма вокруг горизонтальной оси и устанавливают её в удерживающей рамной конструкции, размещают кольцевую форму вокруг наружной поверхности трубы с образованием кольцевого пространства, подают в него от узла приготовления готовую бетонную смесь и по мере затвердевания бетона перемещают кольцевую форму вверх вдоль трубы. Однако данный способ требует для своего осуществления применения сложного громоздкого и дорогостоящего оборудования и не позволяет достигнуть высокой производительности, поскольку процесс нанесения покрытия с учётом необходимого времени схватывания жидкой бетонной смеси протекает достаточно медленно. Контроль качества полученных на этой установке труб должен показать, что бетонная оболочка по всей длине трубы отвечает проектным требованиям (поверхность бетона ровная, без раковин и трещин, изоляция не нарушена). Трубы, снабжённые балластным покрытием с использованием данного способа, подвержены воздействию внешних разрушающих факторов при транспортировке и эксплуатации.

3.8 Хранение и транспортировка обетонированных труб к месту строительства трубопровода. погрузочно-разгрузочные работы

Хранение и транспортировка обетонированных труб должны осуществляться в соответствии с СП 86.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [31]. Для погрузки и разгрузки труб кранами и трубоукладчиками следует при-

					<i>Глава 3. Анализ способов балластировки</i>	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

менять траверсы, мягкие канаты и мягкие полотенца; погрузка и разгрузка труб увеличенной длины должны производиться с применением специальной оснастки. Перекатку труб и трубных секций разрешается производить только по лагам. Выбор вида транспорта и транспортных средств для перевозки труб и трубных секций следует производить с учётом результатов технико-экономических расчётов в зависимости от объёма грузов, дальности перевозок, времени года и местных условий. Транспортные средства должны быть оборудованы устройствами, обеспечивающими сохранность как самих труб (секций, трубной арматуры), так и покрытий, нанесённых на них. Перемещение труб и трубных секций волоком запрещается. Доставка секций и труб должна осуществляться на транспортных средствах (платформах), исключающих возникновение изгибающих нагрузок на тело трубы. При невозможности доставки труб и трубных секций автомобильными транспортными средствами непосредственно к месту монтажных работ на трассе следует предусматривать промежуточные пункты перегрузки трубных секций на гусеничные транспортные средства. Места размещения пунктов надо выбирать с учётом устройства разворотов транспортных средств и двустороннего проезда. Пункты перегрузки должны быть обеспечены погрузочно-разгрузочными средствами. Начиная с 2004 г. отгрузка продукции предприятий железнодорожным транспортом должна осуществляться в соответствии с требованиями Технических условий размещения и крепления грузов в вагонах и контейнерах, утверждённых МПС России 27 мая 2003 г. № ЦМ-ТУ и выпущенных взамен Технических условий погрузки и крепления грузов, МПС, 1990 г. Перевозка труб автомобильным транспортом (МАЗ, КАМАЗ, ЗИЛ, МАН) осуществляется в соответствии с «Общими требованиями к перевозке грузов автотранспортом» [21] и сводом правил «Сооружение магистральных газопроводов» [33]

Доставка труб и фасонных частей трубопроводов с покрытием осуществляется железнодорожным, автомобильным транспортом, оборудованным специальными приспособлениями, исключающими перемещение труб и повреждения покрытия. Трубы (секции) с теплоизоляцией должны перевозить

					<i>Глава 3. Анализ способов балластировки</i>	<i>Лист</i>
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

на транспортных средствах со специальным оборудованием, позволяющим избежать повреждения теплоизоляции. При выполнении погрузочно-разгрузочных работ с обетонированными трубами следует применять торцевые захваты специальной конструкции, снижающие давление на кромки труб, коники трубопроводов необходимо оборудовать мягкими подкладками во избежание повреждения покрытия от его острые металлические выступы. Запрещается использование незащищённых стальных канатов в качестве такелажных средств. Штабелирование обетонированных труб диаметром до 720 мм производят в 4 яруса, а свыше 720 мм – в 3 яруса. В настоящее время предложен новый способ складирования. В качестве «подушки», требуемой по правилам складирования и хранения, и исключения повреждений полимерной оболочки можно использовать резиновую крошку. Вывоз труб осуществлялся судами типа «Волго-Балт», «Амур», «Сормовец» компаний «Онега Шиппинг» и «Северное речное пароходство». В конце 2005 – начале 2006 года подразделения и специалисты порта провели значительную работу для исключения повреждения ценного груза и повышения безопасности работников порта при проведении работ. Была разработана, одобрена заводом изготовителем, специалистами ЦНИИМФа и внедрена технология складирования и крепления труб в штабеле в 6 ярусов, изготовлены и испытаны специальные грузозахватные приспособления. В качестве «подушки», требуемой по правилам складирования и хранения, и исключения повреждений полимерной оболочки использовалась резиновая крошка.

3.9 Сравнение способов балластировки магистрального нефтепровода

Каждый из вышерассмотренных средств балластировки магистральных трубопроводов имеет свои особенности, положительные стороны и недостатки. Для безопасной и надежной эксплуатации нефтепровода через водную преграду необходимо правильно подобрать балластирующее устройство. В данной работе водной преградой является река Ямсовей.

1. Железобетонные утяжелители

					<i>Глава 3. Анализ способов балластировки</i>	<i>Лист</i>
						71
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Большой вес ЖБУ увеличивает массу трубопровода, изделие надежно фиксирует и выравнивает трубу, при этом обеспечивает плотное прилегание ко дну траншеи и сохраняет положение, согласно проекту.

Недостатки внедрения ЖБУ состоят в их большой цене и неудовлетворительной надёжности для пучинистых грунтов нескончаемой мерзлоты. В составе магистрального газопровода Ямбург – Ныда, обнаружены сотни всплывших участков газопроводов, закрепленных утяжелителями вида УБК, УБО. Единое растепление нескончаемой мерзлоты в 1-ые годы работы газопровода вызвало интенсивное всплытие его участков. Жёсткие взаимосвязи в системе «трубопровод – закрепляющая система – грунтовое приращение» во время пучения замерзающего грунта не выдерживают усилий, образующихся при подъёме трубопровода и разрываются в следствие того, собственно не готовы восполнить вертикальные движения трубопровода и перераспределить их меж отдельными закрепляющими приборами. Помимо всего этого, взаимодействию утяжелителей с трубопроводом создает значимые локальные перегрузки, повреждающие изоляционное покрытие и вызывающие увеличение изгибаемых напряжений в стене труб.

Главным недостатком утяжелителя бетонного клиновидного является то, что, центр тяжести конструкции расположен выше оси трубопровода, а это приводит к тому, что нередко положение равновесия нарушается и пригруз опрокидывается. Кроме того, возможна поломка пригруза в вершине седла, вследствие малого сопротивления бетона изгибу.

2. Полимерно-контейнерные балластирующие устройства

Главным недостатком полимерно-контейнерных балластирующих устройств считается давление жёсткой распорной рамы на изоляцию трубопровода и, как следствие, вероятная деструкция и дефект изоляции трубопровода [43].

Достоинства ПКБУ в сравнении с железобетонными балластирующими приборами: объём перевозок груза ужимается в 100-150 раз; экономические

					Глава 3. Анализ способов балластировки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

затраты на доставку и производство понижаются в 2-3 раза; исключается вероятность дефекта изоляционного покрытия при продольных движениях трубопровода в процессе использования и при монтаже ПКБУ в ходе возведения, потому что рамки этой системы не полагаются на трубопровод на всех стадиях загрузки грунтом; исключается вероятность всплытия трубопроводов[5].

3. Анкерные балластирующие устройства

Недостаток анкерных балластировочных устройств состоит в отказе работоспособности по причине снижения несущей способности подстилающих пород вечномёрзлого грунта из-за повышения их температуры в процессе эксплуатации, что приводит к всплытиям участков нефтепроводов[44].

4. Нетканые синтетические материалы

НСМ, в основном, используются на болотах 1-го типа. Использование НСМ дает возможность использовать для пригрузки дополнительный объём грунта, размещённый между трубой и стеной траншеи. НСМ пропускает воду в две стороны от трубопровода и вдоль траншеи, что может повлиять на распределение нагрузок грунта внутри балластирующего устройства, при наличии подводного режима течения, а также данный фактор может привести к снижению балластирующей нагрузки трубопровода путем вымывания грунта из самого устройства.

5. Обтонированные трубы

Данный вид балластировки следует рассматривать и как мощное дополнительное защитное покрытие, повышающее надёжность подводных трубопроводов и труб, укладываемых в водонасыщенных грунтах. При поперечных подвижках трубопровода данный вид балластного покрытия должен иметь достаточный запас прочности конструкции и обтекаемую гладкую поверхность перемещаться практически без изменения своего пространственного положения относительно трубы, сохраняя балластирующую способность и препятствуя всплытию трубопровода. Балластировка труб бетонным слоем позволяет решить следующие задачи:

					Глава 3. Анализ способов балластировки	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- равномерно распределить по длине трубы нагрузку утяжеления вместо циклической при использовании различного типа навесных утяжелителей;
- задать необходимое заглубление балластной трубы с нулевой выталкивающей силой и отрицательной плавучестью;
- снизить толщину стенки трубы;
- значительно повысить срок жизни и экологическую безопасность газо- и нефтепроводов за счёт дополнительной защиты оболочкой и бетоном, который одновременно является балластом;
- в случае необходимости обеспечить подогрев трубы;
- проводить балластировку фасонных частей трубопроводов (гну-тых отводов, переходов и так далее).

Таким образом, оптимальный выбор конструкции балластировки МН влияет на надежность работы трубопровода и обеспечивает устойчивое положение подземного трубопровода на проектных отметках. За основу расчетов в выпускной квалификационной работе приняты конструкции обетонированных труб.

					<i>Глава 3. Анализ способов балластировки</i>	<i>Лист</i>
						74
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Глава 4. Расчеты и аналитика

Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной части нефтепровода определяется нагрузками, воздействующими на него. На подводные трубопроводы со сплошным обетонированием действуют постоянная распределенная нагрузка выталкивающей силы среды $q_{\text{выт}}$ и равномерно распределенная нагрузка от собственного веса участка трубопровода со сплошным обетонированием $q_{\text{от}}$, так как мы рассматриваем жесткую заделку трубопровода.

На данном этапе приняты следующие допущения: учитываются только постоянные нагрузки, погодные условия и скорость течения реки не учитываются.

Расчетная схема представлена на рисунке 4.1. На схеме показаны действующие нагрузки на подводный трубопровод со сплошным обетонированием

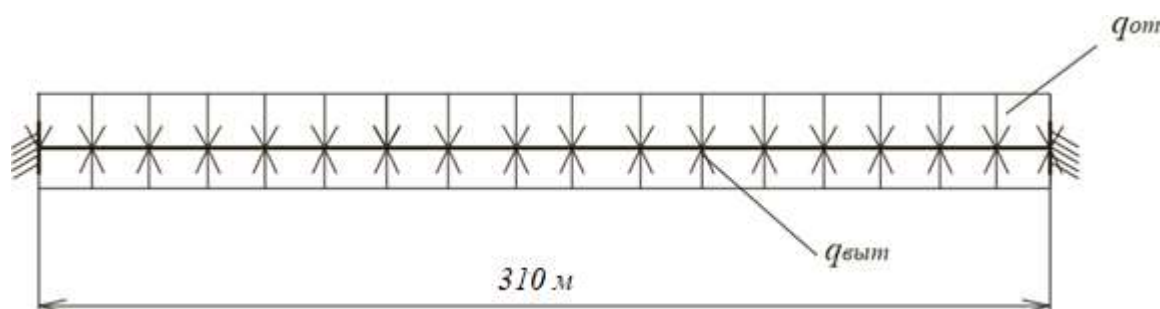


Рисунок 4.1 – Расчетная схема трубопровода со сплошным обетонированием

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , см, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{н}}}{2(R_1 + n \cdot P)}, \quad (4.1)$$

где $n=1,1$ - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (СНиП 2.05.06-85*табл. 13);

$P=6,3$ МПа -рабочее давление в трубопроводе;

Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях крайнего Севера				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.	Бушцев С.С.			
Руковод.	Сарцев А.Л.			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.			
Глава 4. Расчеты и аналитика				
			Лит.	Лист
			75	119
Отделение нефтегазового дела Группа 258А				

$D_H=1,02$ м — наружный диаметр трубы;

R_1 — расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле (4.2):

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (4.2)$$

где $m_0=0,9$ - коэффициент условий работы трубопровода (СНиП 2.05.06-85* табл. 1);

$k_1 = 1,4$ - коэффициент надежности по материалу (СНиП 2.05.06-85 * табл. 9);

$k_H=1,05$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов диаметром более 1000 мм (СНиП 2.05.06-85* табл. 11);

R_1^H - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр} = 550$ МПа;

$$R_1 = \frac{550 \cdot 0,7}{1,4 \cdot 1,05} = 261,9 \text{ МПа}$$
$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 1,02}{2(261,9 + 1,1 \cdot 6,3)} = 13,4 \text{ мм}$$

С учетом припуска на коррозию 2мм и на неравномерность проката 1мм толщина стенки принимается равной 16 мм.

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

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}, \quad (4.3)$$

где ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1} \right)}, \quad (4.4)$$

где $\sigma_{прN}$ - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

					Глава 4. Расчеты и аналитика	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\text{прN}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{н}}}{2\delta}, \quad (4.5)$$

где $\alpha=1,2 \cdot 10^{-5}$ град - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E=2,06 \cdot 10^5$ МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu=0,3$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_{\text{н}}=1020$ мм - диаметр трубы.

Δt - расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 261,9}{1,2 \cdot 2,06} = 31,7 \text{ град}; \quad (4.6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,7 \cdot 261,9}{1,2 \cdot 2,06} = 74,1 \text{ град}; \quad (4.7)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры, т.е. 74.1 градусов.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{\text{прN}} = -1,2 \cdot 2,06 \cdot 74,1 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 1,020}{0,016} = -50,6 \text{ Мпа.}$$

Так как $\sigma_{\text{прN}} = -50,6$ Мпа – отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения.

Коэффициент, учитывающий 2-х осное напряженное состояние металла:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-50,6|}{261,9} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{|-50,6|}{261,9} \right) = 0,889 \text{ мм}$$

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 1,02}{2(261,9 \cdot 0,889 + 1,1 \cdot 6,3)} = 0,016 \text{ мм}$$

С учетом припуска на коррозию 2 мм и на неравномерность проката 1 мм толщина стенки принимается равной 19 мм.

					Глава 4. Расчеты и аналитика	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В соответствии с действующей НТД [24] надземные участки НП должны проверяться на прочность, продольную устойчивость и выносливость. Проверка выполняется по условию (4.8):

$$|\sigma_{\text{пр}}| \leq \psi_2 \cdot R_1 \quad (4.8)$$

Где $\sigma_{\text{пр}}$ – максимальные продольные напряжения, Мпа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное НДС металла труб;

Коэффициент ψ_2 определяется согласно формуле (4.9):

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2 - 0,5 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)}, \quad (4.9)$$

Где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения. Мпа. Рассчитываются по формуле (4.10):

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} \quad (4.10)$$

Максимальные продольные напряжения определяются по формуле (4.11):

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}} \quad (4.11)$$

Выполним проверку.

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 982}{2 \cdot 19} = 179 \text{ Мпа}$$

Коэффициент ψ_2 равен:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{179}{261,9}\right)^2 - 0,5 \left(\frac{179}{261,9}\right)} = 0,46$$

Величина максимальных продольных напряжений $\sigma_{\text{пр}}$:

$$\sigma_{\text{пр}} = 0,3 \cdot 179 = 53,7 \text{ Мпа}$$

$$53,7 \leq 0,46 \cdot 261,9 = 120,5 \text{ Мпа}$$

Как видно из проведенных расчетов условие прочности выполняются с достаточным запасом, как того требует НТД [45]

Согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы»,

					Глава 4. Расчеты и аналитика	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выталкивающая сила водной среды $q_{\text{выт}}$ приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения воды, определяется по формуле (3.1) [31]:

$$q_{\text{выт}} = \pi \cdot \frac{D_{\text{н}}^2}{4} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \quad (4.12)$$

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

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

$$q_{\text{выт}} = 3,14 \cdot \frac{1,020^2}{4} \cdot 1000 \cdot 9,8 = 8003,8 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Отсюда, выталкивающая сила водной среды $q_{\text{выт}}$ для участка трубопровода длиной 310 метров будет равна $8003,8 \times 310 = 2481177,1 \text{ Н}$.

Согласно СП 107-34-96 «Балластировка, обеспечение устойчивости положения нефтепроводов на проектных отметках» [14], нагрузка от собственного веса $q_{\text{тр}}$ единицы длины трубопровода без перекачиваемого продукта определяется по формуле (4.13) [34]:

$$q_{\text{тр}} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{\text{ст}} \cdot g \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2), \quad (4.13)$$

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

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

$\rho_{\text{ст}}$ – плотность стали, $\rho_{\text{ст}} = 7790 \text{ кг/м}^3$;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

$$q_{\text{тр}} = \frac{3,14}{4} \cdot 7790 \cdot 9,81 \cdot (1,020^2 - 0,982^2) = 2303,5 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Погонная масса бетонного покрытия $q_{\text{б}}$ определяется по формуле (4.14)

$$q_{\text{б}} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g \cdot (D_{\text{нб}}^2 - D_{\text{внб}}^2) \quad (4.14)$$

Где $D_{\text{нб}}$ – наружный диаметр бетонного слоя, м;

$D_{\text{внб}}$ – внутренний диаметр бетонного слоя, м;

$\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона, $\rho_{\text{б}} = 2500 \text{ кг/м}^3$;

					Глава 4. Расчеты и аналитика	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

Нормативная балластировка для прямолинейного участка подводного трубопровода на 1 м трубы в воздухе $q_{\text{балл}}^H$ определяется по формуле СНиП 2.05.06-85

$$q_{\text{балл}}^H = \frac{1}{n_6} (K_{\text{НВ}} q_{\text{ВЫТ}} - q_{\text{ТР}}) \frac{\rho_6}{\rho_6 - \rho_{\text{В}} \cdot K_{\text{НВ}}} \quad (4.15)$$

Где n_6 - коэффициент надежности по нагрузке (для железобетонных грузов $n_6 = 0,9$);

$K_{\text{НВ}}$ - коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия (принимается равным 1,15);

$q_{\text{ВЫТ}}$ - расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, Н:

$$q_{\text{балл}}^H = \frac{1}{0,9} (1,15 \cdot 8003,8 - 2303,5) \frac{2500}{2500 - 1000 \cdot 1,15} = 8037,4 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

При балластировке трубопровода сплошным бетонным покрытием диаметр обетонированной трубы D_6 можно определить по формуле:

$$D_6 = \sqrt{\frac{q_{\text{балл}}^H \cdot 4}{\pi \cdot \rho_6 \cdot g} + D_{\text{В}}^2}. \quad (4.16)$$

Толщина бетонного покрытия δ_6 будет равна

$$\delta_6 = \frac{D_6 - D_{\text{В}}}{2} \quad (4.17)$$

$$D_6 = \sqrt{\frac{8037,4 \cdot 4}{3,14 \cdot 2500 \cdot 9,81} + 1,020^2} = 1,207 \text{ м}$$

$$\delta_6 = \frac{1,207 - 1,020}{2} = 0,0935 \text{ м}$$

$$q_6 = \frac{3,14}{4} \cdot 2500 \cdot 9,81 \cdot (1,207^2 - 1,02^2) = 8017,5 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Погонная масса ОТ $q_{\text{от}}$ определяется по формуле (4.18):

$$q_{\text{от}} = q_6 + q_{\text{ТР}} \quad (4.18)$$

$$q_{\text{от}} = 8017,5 + 2303,5 = 10321 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

					Глава 4. Расчеты и аналитика	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Отсюда, нагрузка от веса обетонированной трубы $q_{от}$ для участка трубопровода длиной 310 метров будет равна: $10321 \times 310 = 3199510$ Н.

Параметры рассматриваемого нефтепровода приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры рассматриваемого нефтепровода

Наружный диаметр трубы, D , м	1,020
Толщина стенки, S , м	0,019
Толщина бетонного слоя, s_b , м	0,093
Длина участка трубопровода, L , м	310
Плотность воды, $\rho_{воды}$, кг/м ³	1000
Плотность стали, $\rho_{ст}$, кг/м ³	7790
Плотность бетона, ρ_b , кг/м ³	2500
Предел прочности стали, $\sigma_{прочн.}$, Н/мм ²	421
Предел текучести стали, $\sigma_{текуч.}$, Н/мм ²	265
Выталкивающая сила водной среды, $q_{выт}$, Н	2481177,1
Нагрузка от веса обетонированной трубы, $q_{от}$, Н	3199510
Марка стали	10Г2

Расчет производится с помощью трехмерного моделирования и решения пространственной задачи определения напряженно-деформированного состояния трубопровода в осложненных условиях прокладки на подводных переходах.

В диалоговом окне «Открыть» выбираем опцию «Создать», откроется окно из которого необходимо выбрать «Стандартный» (мм).ipt, или необходимо кликнуть на главной панели на треугольник рядом с изображением и выбрать пиктограмму «деталь».

Нажимаем на кнопку «Создать эскиз» и с помощью кнопки «Окружность» создаем эскиз и расставляем размеры, как показано на рис. 4.2.

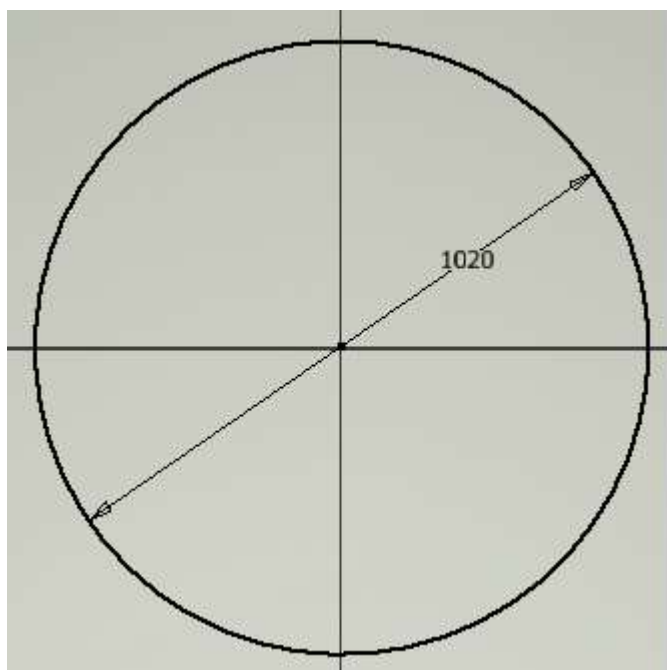


Рисунок 4.2 – Эскиз внешней образующей стенки

Далее с помощью кнопки «Окружность» создается эскиз внутренней образующей трубы.

Для получения объемной фигуры используем кнопку «Выдавливание» и выбираем полученный эскиз, в диалоговом окне указываем «Расстояние 310000 мм».



Рисунок 4.3 – Участок трубопровода длиной $L=310$ м

Для изменения материала детали нажимаем правой кнопкой мыши на название «детали» и выберите «Свойства Inventor». В вкладке «Физические»

выбрать материал наиболее соответствующий исходным данным (Сталь, высокопрочная, низколегированная).

Для анализа напряженно-деформированного состояния участка трубопровода используйте вкладку «Среды». Выбираем «меню» «Анализ напряжений». Нажимаем кнопку «Создать моделирование». Для проверки правильности выбора материала детали используйте кнопку «Назначить материал».

Для задания зависимостей в расчетах используйте кнопку «Зависимость фиксации».

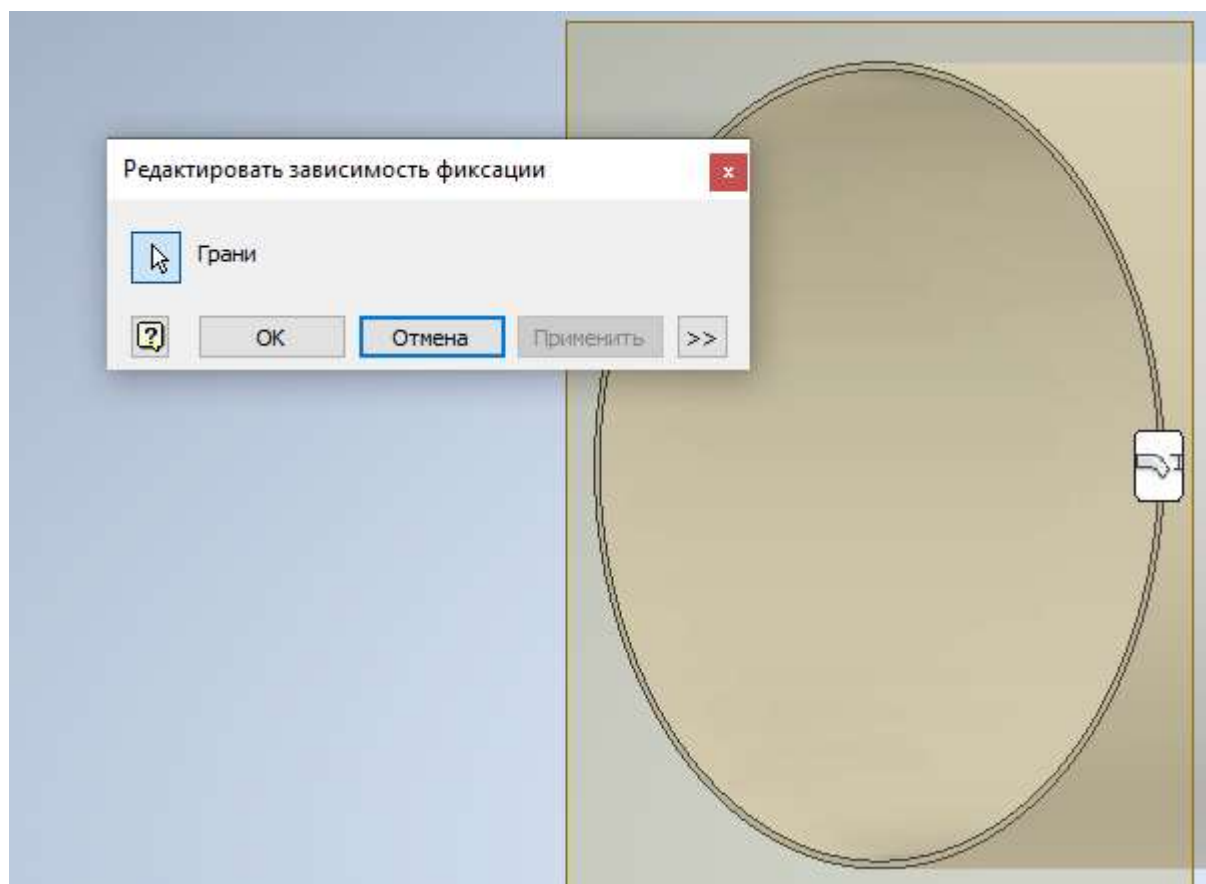


Рисунок 4.4 – Задание зависимостей

На панели «Нагрузки» выбираем «удаленная сила». Положение силы указываем на поверхности «детали».

Для направления силы поставьте галочку в поле «Использовать векторные компоненты». Вводим точное значение силы (знак «минус» показывает обратное направление силы).

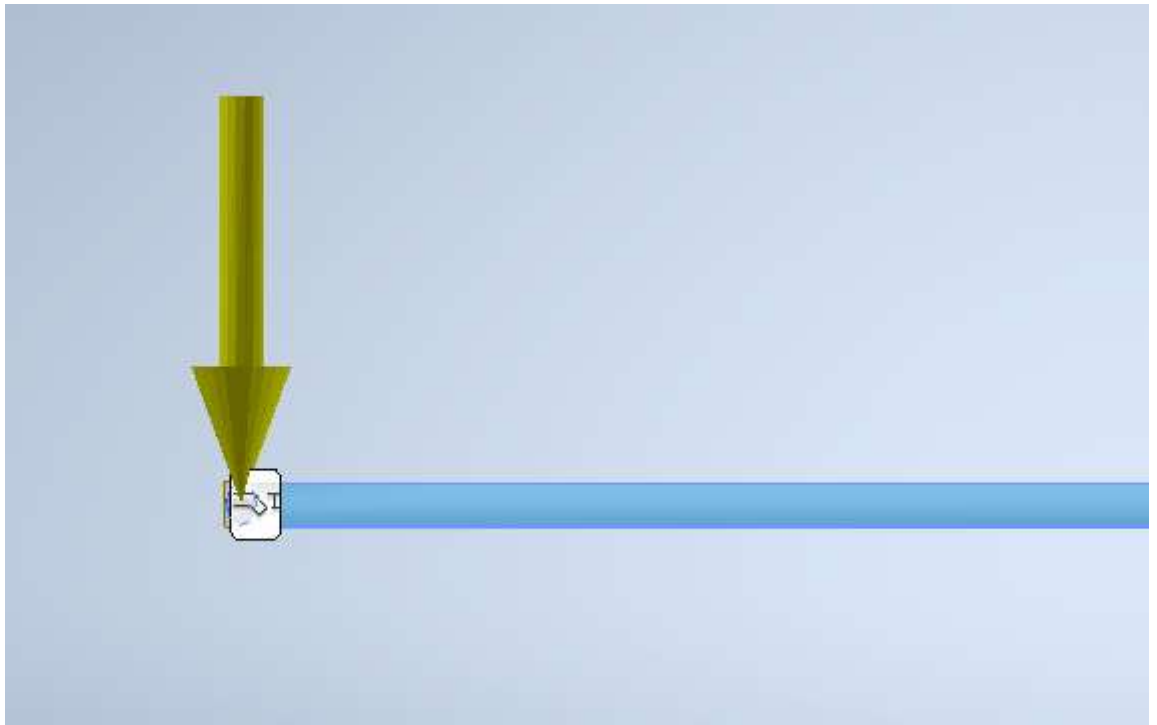


Рисунок 4.5 – Положение силы $q_{от}$


Использовать векторные компоненты

Fx

Fy

Fz

Отобразить символ

Масштаб 

Имя

Рисунок 4.6 – Меню Сила 1


Использовать векторные компоненты

Fx

Fy

Fz

Отобразить символ

Масштаб 

Имя

Рисунок 4.7 – Меню Сила 2



Рисунок 4.8 – Положение силы $q_{\text{выт}}$

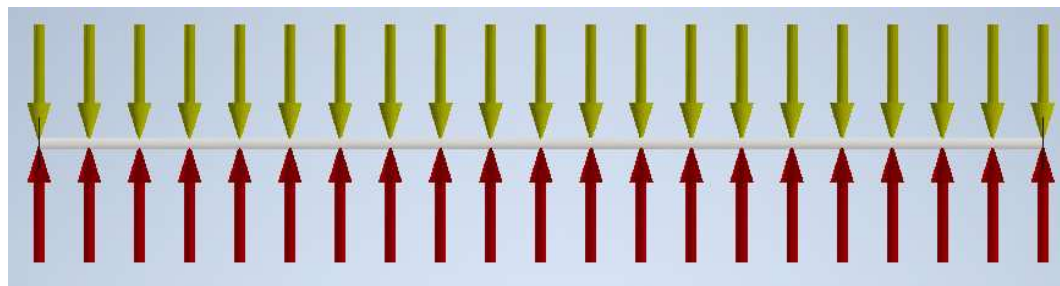


Рисунок 4.9 – Общее положение сил

Метод конечных элементов заключается в разделении объемного тела на конечное число фигур (тетраэдров). Для разделения нашей дели на тетраэдры нажимаем кнопку «Вид сетки» и настраиваем ее так, как показано на рис. 4.10.

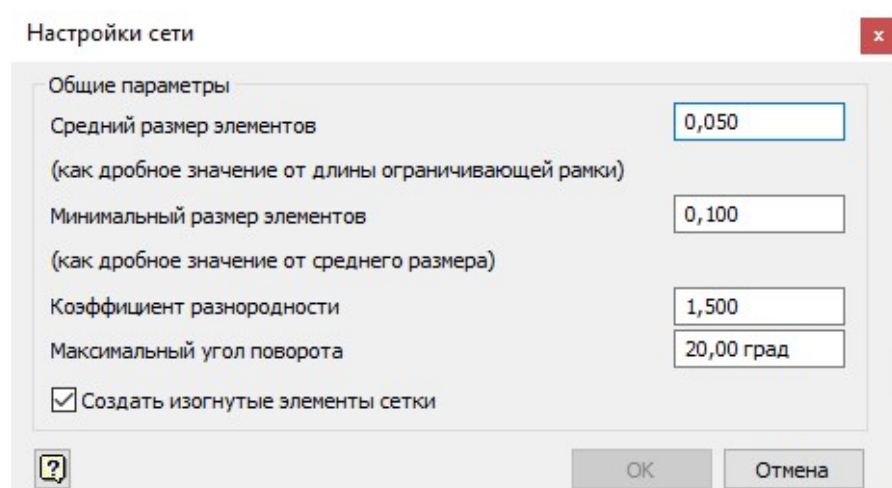


Рисунок 4.10 – Настройка сетки

Для моделирования используйте кнопку «Моделировать». Результаты моделирования представлены на рисунке 4.11.

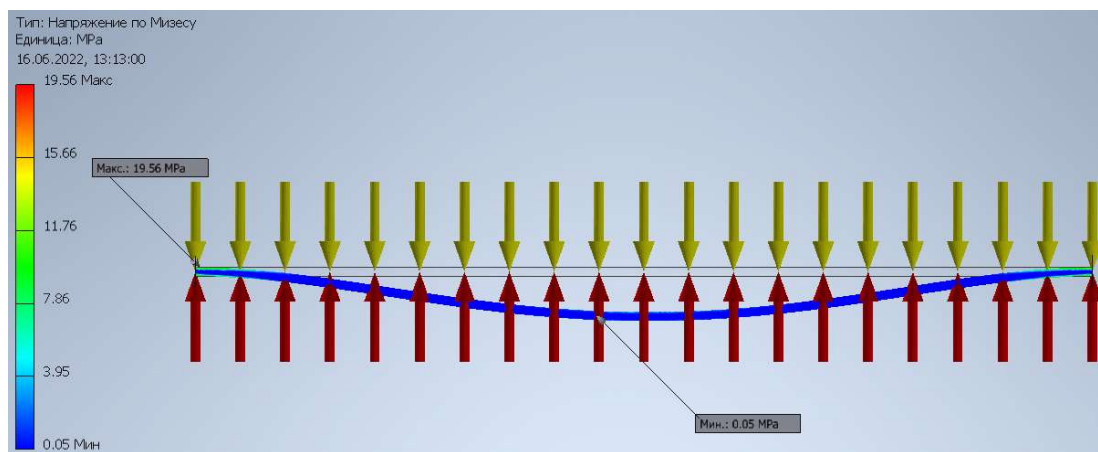


Рисунок 4.11 – Напряжение по Мизесу

Результаты исследования: программном комплексе Autodesk Inventor был смоделирован трубопровод подводного перехода через реку Ямсовей. Балластировка трубопровода была выполнена с помощью сплошного обетонирования трубы.

При проведении исследования балластировки трубопровода были выполнены следующие задачи:

1. Применение программы Autodesk Inventor для расчета прочностных характеристик трубопровода;
2. Определение характеристик расчетного трубопровода;
3. Расчет изменения напряженно-деформированного состояния участка трубопровода, вследствие влияния веса трубы и выталкивающей силы воды.

Необходимые значения соответствующих нагрузок выбираются согласно СП 36.13330.2012.

Эффективность применения обетонированной трубы на подводных переходах показывается путем моделирования физической модели трубопровода и расчет напряженно-деформированного состояния.

При использовании обетонированной трубы максимальное напряжение по Мизесу составляет 19,5 Мпа, что в 13,6 раз меньше, чем предел текучести данной стали.

В результате анализа напряженно-деформированного состояния участка трубопровода установлено что, в данных условиях деформации трубопровода

являются незначительными и не могут повлиять на его прочность. При использовании обетонированных труб (ОТ) у трубопроводов наблюдается повышенная отрицательная плавучесть, то есть обеспечивается более устойчивое положение на проектных отметках тем самым повышается эксплуатационная надежность и безопасность подводных переходов.

					<i>Глава 4. Расчеты и аналитика</i>	<i>Лист</i>
						87
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе произведен расчет стоимости затраченных материалов, затрат на оплату труда, отчислений на страховые взносы, амортизационных отчислений и прочих расходов при сооружении перехода участка магистрального нефтепровода через водные преграды с применением обетонированной трубы.

5.1 Затраты на строительство подводного перехода МН через реку Ямсовей с использованием обетонированных труб (ОТ)

Основные достоинства обетонированной трубы перед: Не требует монтажа на трубопровод, возможность изменения весовых характеристик при изготовлении, дополнительная защита трубопровода от механических повреждений, снижение доли ручного труда на объекте строительства за счет производства работ по утяжелению труб в заводских условиях на современном оборудовании [22].

Технология монтажа обетонированных труб предусматривает следующие виды работ: сварка труб в плетъ, установка манжеты для защиты стыка, протаскивание.

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

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на страховые взносы;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях крайнего Севера</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Бущев С.С.				Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Сарцев А.Л.						11	119
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 258А		

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

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

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

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

д) на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Сумма материальных расходов уменьшается на стоимость возвратных отходов. Возвратные отходы оцениваются по пониженной цене, если они могут быть использованы в основном или вспомогательном производстве, или по ценореализации, если они реализуются на сторону.

К материальным расходам приравниваются:

- расходы на рекультивацию земель и другие природоохранные мероприятия;
- потери при транспортировке товароматериальных ценностей в пределах норм естественной убыли;
- технологические потери при производстве и (или) транспортировке.

Расчет стоимости материалов при использовании обетонированной трубы сведены в таблицу 5.1.

					Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Таблица 5.1 – Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат.ед.	Цена за единицу, руб./нат.ед.	Стоимость материалов, руб.
Обетонированная труба 1020	174	167 600	29 162400
Бензин АИ-92, л	1000	29,3	29300
Масло моторное	208	81,25	16900
Дизельное топливо	3 000	47	141000
ИТОГО			29 349 600

Для проведения строительства подводного перехода необходимо следующие виды техники:

- автокран КС-45714;
- трубоукладчик KOMATSU D355C;
- экскаватор «Hitachi zx330»;
- землесос «ТЗР -151»;
- лебедка протаскивающая «ЛП-151».

5.2 Расчет заработной платы

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам окладам за профессиональное мастерство и др;
- начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др;

					Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист 90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.
- суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Таблица 5.2 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,7 ¹²
северная надбавка	1,5
доплата за вредность	1,12

Таким образом, с учетом показателей в таблице 5.3, а также количествомнеобходимой техники, рассчитаем количество работников, необходимых для строительства подводного перехода МГ через реку Ямсовей с применением обетонированной трубы и затраты на их заработную плату, занесем результаты в таблицу 5.3

Таблица 5.3 – Расчет заработной платы

Показатель	Трубопроводчик линейный	Машинист Экскаваторщик	Машинист крановщик	Машинист установки «ЛП-151»	Мастер	Машинист трубоукладчик	Машинист землесосной установки	Начальник	Электрогазосварщик
Часовая тарифная ставка	47,7	41,9	47,5	45	63	47,6	46	70	39
Районный коэффициент, руб.	81,09	71,23	80,75	76,5	107,1	80,92	78,2	119	66,3
Северная надбавка, руб.	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55
Доплата за вредность, руб.	53,424	53,424	53,424	53,424	53,424	53,424	53,424	53,424	53,424
Итого, руб./час	253,764	238,104	253,224	246,474	295,074	253,494	249,174	313,974	230,274

Окончание таблицы 5.3

Время работы	980	735	735	450	1300	1300	735	1300	1000
Итого, руб. за работу 1-го работника	248688,7	175006,4	186119,6	110913,3	383596,2	329542,2	183142,9	408166,2	230274
Количество работников	5	4	3	1	1	7	1	1	3
Итого, руб.	1243444	700025,8	558358,9	110913,3	383596,2	2306795	183142,9	408166,2	690822
Общая сумма ЗП	6585264								

5.3 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 5.4. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,2 для транспортирования по трубопроводам нефти и нефтепродуктов.

Таблица 5.4 – Расчет страховых взносов

Показатель	Трубопроводчик линейный	Машина экскаваторщик	Машина крановщик	Машинист установки «ЛП-152»	Мастер	Машинист трубоукладчик	Машинист землесосной установки	Начальник	Электроработник
Количество работников	5	4	3	1	1	7	1	1	3
ЗП, руб.	1243444	700025,8	558358,9	110913,3	383596,2	2306795	183142,9	408166,2	690822
ФСС (2,9%)	36059,86	20300,75	16192,41	3216,486	11124,29	66897,07	5311,144	11836,82	20033,84
ФОМС (5,1%)	63415,62	35701,31	28476,3	5656,578	19563,41	117646,6	9340,287	20816,48	35231,92

Окончание таблицы 5.4

ПФР (22%)	273557,6	154005,7	122839	24400,93	84391,16	507495	40291,4 4	89796,56	151980, 8
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2)	248688,7	140005,2	111671,8	22182,66	76719,24	461359,1	36628,5 8	81633,24	138164, 4
Всего, руб.	621721,8	350012,9	279179,5	55456,65	191798,1	1153398	91571,4 5	204083,1	345411
Общая сумма, руб.	3292632								

5.4 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы

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

Расчет амортизационных отчислений производится по формуле:

$$K = \frac{1}{n} * 100\% \quad (5.1)$$

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

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Гарантийный срок эксплуатации (год)	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб. (150 дней)
			одного объекта	всего	
Автокран КС-45714	3	15	4 500 000	13 500 000	369863,0137

Окончание таблицы 5.5

Трубоукладчик KOMATSU D355C-3	7	15	7 000 000	49 000 000	1342465,753
Экскаватор «Hitachi zx330»	4	15	4 200 000	16 800 000	460273,9726
Землесос «ТЗР -151»	1	15	1 900 000	1 900 000	52054,79452
Лебедка протаскивающая «ЛП-151»	1	15	2 300 000	2 300 000	63013,69863
ИТОГО	16				2287671,233

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда (таб. 5.9): $6585264 * 0,1 = 658526,4$ руб.

Все рассчитанные показатели можно свести в общую таблицу 5.6, согласно которой общая сумма затрат при строительстве подводного перехода с применением обетонированной трубы через реку Ямсовой составит $C=50,35$ млн. руб.

Таблица 5.6 – Общая сумма затрат

<i>Расходы</i>	<i>Стоимость (руб.)</i>
Материальные затраты	29 349 600
Оплата труда	6585264
Страховые взносы	3292632
Амортизационные отчисления	2287671,233
Прочие расходы	658526,4
Всего затрат	42173693,63
Накладные расходы (20%)	8434738,726
Итого	50608432,356
Плановые накопления (5% от суммы затрат и накладных расходов)	2530421,6178

5.5 Распределение затрат на строительство подводного перехода МН с применением обетонированной трубы

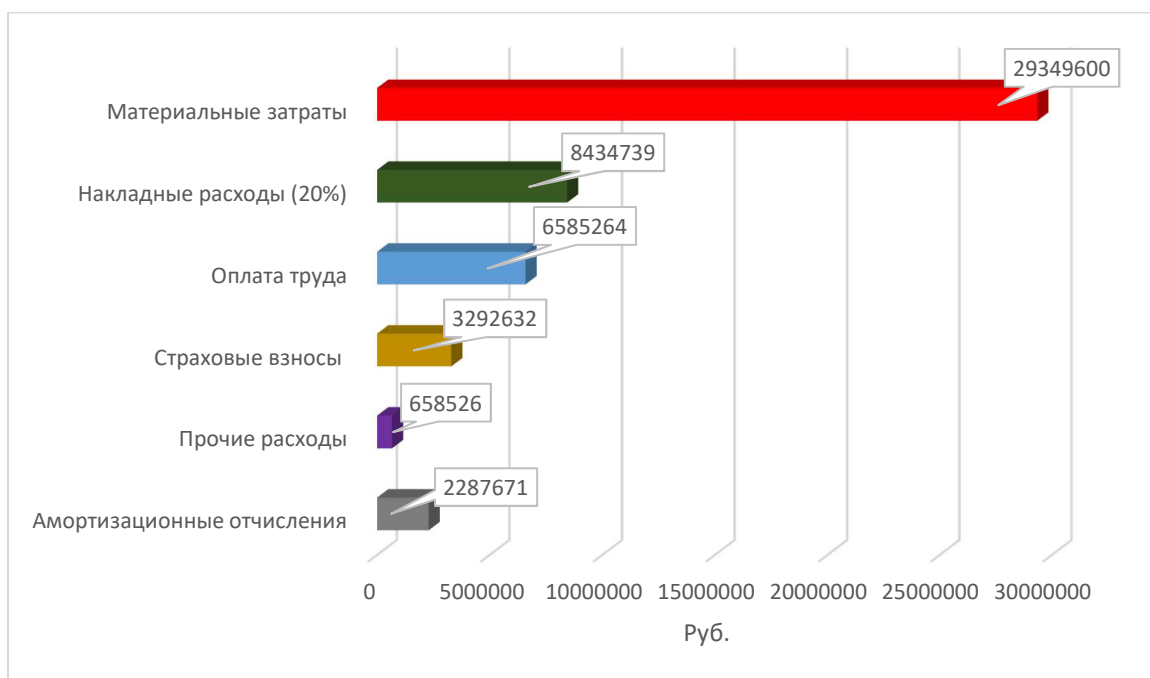


Рисунок 5.1 – Распределение затрат на строительство

Вывод: Результаты расчетов проведенного исследования показали, что для подводного нефтепровода с диаметром 1020 мм через реку Ямсовей с использованием балластировки в качестве обетонированных труб стоимость затрат на строительство составит $C=50,35$ млн рублей. Согласно данным из таблицы 5.12, в эту стоимость входят: материальные затраты, оплата труда, страховые взносы, амортизационные отчисления, прочие расходы, накладные расходы и плановые накопления.

Глава 6. Социальная ответственность

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров [6].

Подводный переход магистрального нефтепровода через р. Ямсовей находится на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в Пуровском районе. Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места под строительство подводного перехода должны быть соблюдены все основные условия.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников на строительстве подводного перехода и разработка мер защиты от них. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и вредные факторы при строительстве и капитальном ремонте газопроводов с применением обетонированных труб (табл. 6.1).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях крайнего Севера		
Разраб.		Бущев С.С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				96	119
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 258А		

Таблица 6.1 – Виды работ и факторы.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) Земляные работы на переходах; 2) Сварочно-монтажные работы; 3) Изоляционные работы; 4) Балластировка трубопроводов с использованием обетонирования; 5) Укладка трубопроводов протаскиванием по дну подводной траншеи.	1. отсутствие или недостаток искусственного и естественного освещения; 2. повышенный уровень электромагнитных излучений; 3. повышенный уровень шума; 4. отклонение показателей микроклимата от заданных норм; 5. повреждения в результате контакта с насекомыми; 6. повышенный уровень вибрации;	1. производственные факторы, связанные с электрическим током.; 2. пожарная и взрывная опасность; 3. оборудование, работающее под давлением; 4. повышенная температура поверхностей оборудования и обрабатываемых материалов; 5. опасность физических повреждений;	ГОСТ 12.0.003-2015 [18] ГОСТ 12.1.003-83 [20] ГОСТ 12.1.019-79 [23] ГОСТ 12.1.005–88 [25] СанПиН 2.2.4/2.1.8.10-32-2002 [29] ГОСТ 12.4.011-89 [18] ГОСТ 12.1.009-76 [24] ГОСТ 12.1.038- 82 [26] СН 2.2.4/2.1.8.556–96 [31] СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [30] ГОСТ 12.1.004-91 [21]

6.2 Производственная безопасность

Вредный производственный фактор – фактор производственной среды и (или) трудового процесса, воздействие которого в определенных условиях на организм работающего может сразу или впоследствии привести к заболеванию, в том числе смертельному, или отразиться на здоровье потомства пострадавшего, или в отдельных специфичных случаях перехода в опасный производственный фактор – вызвать травму.

Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Отсутствие или недостаток искусственного и естественного освещения

Для проведения работ по строительству и ремонту магистрального нефтепровода через водную преграду необходимо предусматривать общее равномерное

					Глава 6. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

освещение. Для освещения следует применять прожекторы на мачтах. Осветительные устройства должны быть во взрывозащищенном исполнении. Освещенность должна быть не менее 20 лк независимо от применяемых источников света.

При работе вручную, при подъеме или перемещении грузов освещенность места работ должна быть не менее 5 лк и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов

Повышенный уровень шума

Источниками шума и вибрации при строительстве и капитальном ремонте водного перехода могут стать плавсредства (плавкран, теплоход-буксир, землесос), а также машины для проведения подготовительных земляных работ (бульдозеры, экскаваторы). Шумовые характеристики машин или предельные значения шумовых характеристик должны быть указаны в паспорте на них, руководстве (инструкции) по эксплуатации или другой сопроводительной документации.

Длительное воздействие шума, уровень которого превышает допустимые значения, может привести к заболеванию человека шумовой болезнью – нейро-сенсорная тугоухость.

Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности представлены в таблице 6.2.

					<i>Глава 6. Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

Таблица 6.2 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности [29]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Для предотвращения негативного воздействия шума применяются следующие средства индивидуальной защиты: Противошумные наушники (в том числе с креплением на защитной каске); противошумные вкладыши; противошумные шлемы [7].

Воздействие вибрации на человека может привести к возникновению вибрационной болезни.

Предельно допустимые значения производственных вибраций, допустимые значения вибраций в жилых и общественных зданиях регламентируются согласно СН 2.2.4/2.1.8.556-96 [30].

К способам борьбы с вибрацией относятся снижение вибрации в источнике (улучшение конструкции машин, статическая и динамическая балансировка вращающихся частей машин), виброгашение (увеличение эффективной массы путем присоединения машины к фундаменту), применение индивидуальных Средств защиты (виброзащитная обувь, перчатки со специальными упруго-демпфирующими элементами, поглощающими вибрацию).

Повышенный уровень электромагнитных излучений

В процессе сварочно-монтажных работ рабочие подвергаются электромагнитному излучению. Электромагнитные поля (ЭМП) радиочастотного диапазона обладают выраженным биологическим действием, характер которого зависит от интенсивности ЭМП, времени облучения, частоты и характера электромагнитного сигнала, с одной стороны, и состава тканей (в частности, содержания в них воды), формы организма, подвергающегося облучению – с другой. Они могут вызывать существенные изменения в состоянии практически всех систем организма человека, как обратимые, так и достаточно стойкие и должны соответствовать таблице .

Таблица 6.3 – Предельно допустимые параметры электромагнитных излучений

Параметр	Диапазоны частот (МГц)				
	0,03-3,0	3,0-30,0	30,0-50,0	50,0-300,0	300,0-300000
Предельно допустимое значение $\text{ЭЭ}_E, (\text{В/м})^2 \cdot \text{ч}$	20000	7000	800	800	-
Предельно допустимое значение $\text{ЭЭ}_A, (\text{А/м})^2 \cdot \text{ч}$	200	-	0,72	-	-
Предельно допустимое значение $\text{ЭЭ}_{\text{ППЭ}}, (\text{мкВт/см}^2) \cdot \text{ч}$	-	-	-	-	200
Максимальный ПДУ $E, \text{В/м}$	500	296	80	80	-
Максимальный ПДУ $H, \text{А/м}$	50	-	3,0	-	-
Максимальный ПДУ $\text{ППЭ}, \text{мкВт/см}^2$	-	-	-	-	1000

Защита персонала от воздействия электромагнитных полей радиочастот (ЭМИ РЧ) осуществляется путем проведения организационных и инженерно-технических, лечебно-профилактических мероприятий, а также использования средств индивидуальной защиты. К средствам индивидуальной защиты относятся защитные очки, щитки, шлемы, защитная одежда (комбинезоны, халаты и т.д.). Средства индивидуальной защиты следует использовать в случаях, ко-

гда снижение уровней ЭМИ РЧ с помощью общей защиты технически невозможно. Если защитная одежда изготовлена из материала, содержащего в своей структуре металлический провод, она может использоваться только в условиях, исключающих прикосновение к открытым токоведущим частям установок.

Отклонение показателей микроклимата от заданных норм

Источником формирования данного вредного производственного фактора при строительстве и капитальном ремонте газопроводов являются метеорологические условия производственной среды, которые складываются из температуры воздуха, его влажности и скорости движения. Метеорологические условия оказывают большое влияние на здоровье, самочувствие и работоспособность человека.

На территории ЯНАО характерна продолжительная зима, длящаяся до 7 месяцев (октябрь-апрель). Температура воздуха может падать в отдельные дни до минус 50⁰С – минус 60⁰С. Короткий весенний сезон, примерно один месяц – май. В целом засушливое лето – три месяца (июнь - август). Кратковременная ихолодная осень (сентябрь).

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой [24]:

- костюм от защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;
- комбинезон для защиты от токсичных веществ и пыли из нетканых материалов;
- костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий;
- костюм противоэнцефалитный;
- футболка;

- ботинки кожаные или сапоги кожаные с жестким подноском;
- сапоги резиновые с жестким подноском или сапоги болотные с жестким подноском;
- нарукавники из полимерных материалов;
- перчатки с полимерным покрытием;
- перчатки резиновые или из полимерных материалов;
- каска защитная;
- подшлемник под каску;
- очки защитные;
- маска или полумаска со сменными фильтрами. На наружных работах зимой дополнительно:
 - костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий;
 - жилет утепленный;
 - жилет меховой;
 - белье нательное утепленное;
 - ботинки кожаные утепленные с жестким подноском или сапоги кожаные утепленные с жестким подноском;
 - валенки с резиновым низом;
 - перчатки с полимерным покрытием, нефтеморозостойкие;
 - перчатки шерстяные (вкладыши).

Для нормализации теплового состояния и предупреждения переохлаждения организма необходимо проводить, обогрев работающих. Режим обогрева, частота и длительность представляемых регламентированных перерывов устанавливаются в зависимости от эквивалентной температуры и тяжести труда.

Для обогрева и отдыха работающих в зоне производства строительного-монтажных работ устанавливаются специально оборудованные мобильные вагоны-дома или другие помещения контейнерного типа. Помещения для обогрева должны размещаться на расстоянии не более 75 м от максимально удаленных рабочих мест.

					<i>Глава 6. Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

В помещениях для обогрева должна поддерживаться температура на уровне $25 \pm 1^\circ\text{C}$ в зависимости от эквивалентной температуры на открытой местности, скорость движения воздуха не должна превышать 0,3 м/с, относительная влажность 40 – 60%. При этом перепад температур воздуха по вертикали не должен превышать 5°C , а температура поверхности стен опускаться ниже $+20^\circ\text{C}$. При эквивалентной температуре до минус 25°C обогрев должен осуществляться при температуре воздуха в помещении плюс $24\text{—}25^\circ\text{C}$. При эквивалентной температуре ниже минус 25°C в помещении следует поддерживать температуру плюс $25\text{—}26^\circ\text{C}$.

Обогрев работающих должен проводиться при снятой верхней одежде и обуви. В пунктах для обогрева рекомендуется оборудовать устройства для быстрого согревания рук и ног (столы с обогреваемыми ячейками для рук, обогреваемые ящики-подставки для ног) с возможностью регулирования в них температуры от $+30$ до $+45^\circ\text{C}$, а также устройства для быстрого прогрева (про-сушки) рукавиц, головных уборов, верхней одежды и обуви. В помещениях для обогрева следует предусмотреть возможность приготовления и хранения горячих напитков (чай, кофе).

Работы в условиях нагревающего микроклимата следует проводить при соблюдении мер профилактики перегревания. В целях профилактики перегревания работников при температуре воздуха выше допустимых величин, время пребывания на этих рабочих местах следует ограничить величинами, указанными в таблице .

Таблица 6.4 – Нормы пребывания на рабочих местах

Температура воздуха на рабочем месте, $^\circ\text{C}$	Время пребывания, не более при категориях работ, ч		
	Ia-Iб	IIa-IIб	III
32,5	1	-	-
32,0	2	-	-

31,5	2,5	1	-
31,0	3	2	-
30,5	4	2,5	-
30,0	5	3	2
29,5	5,5	4	2,5
29,0	6	5	3
28,5	7	5,5	4
28,0	8	6	5
27,5	-	7	5,5
27,0	-	8	6
26,5	-	-	7
26,0	-	-	8

Время непрерывного пребывания на рабочем месте, указанное в таблице, для лиц, не адаптированных к нагревающему микроклимату (вновь поступившие на работу, временно прервавшие работу по причине отпуска, болезни и др.), сокращается на 5 минут, а продолжительность отдыха увеличивается на 5 минут.

Для оптимального водообеспечения работающих целесообразно размещать устройства питьевого водоснабжения (установки газированной воды - сатураторы, питьевые фонтанчики, бачки и т.п.) максимально приближенными к рабочим местам, обеспечивая к ним свободный доступ.

Для восполнения дефицита жидкости целесообразно предусматривать выдачу работающим чая, минеральной щелочной воды, клюквенного морса, молочно-кислых напитков (обезжиренное молоко, пахта, молочная сыворотка), отваров из сухофруктов при соблюдении санитарных норм и правил их изготовления, хранения и реализации.

Для повышения эффективности возмещения дефицита витаминов, солей, микроэлементов, применяемые напитки следует менять. Не следует ограничивать работников в общем количестве потребляемой жидкости, но объем однократного приема регламентируется (один стакан). Наиболее оптимальной является температура жидкости, равная 12-15°C.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

В районах работ по проведению ремонта или строительства МН, где имеются кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.), работники должны быть обеспечены за счет предприятия противознцефалитными или антимоскитными костюмами от гнуса и энцефалитного клеща.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – противознцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. Еще один способ защиты от укусов насекомых — это использование репеллентных средств, которыми работники обеспечиваются за счет предприятия. Для защиты от комаров, мошек и клещей используются диэтилтолуамид, ИР3535, диметилфталат и акреп.

Также, при проведении ремонтов необходимо проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день.

Анализ опасных производственных факторов мероприятия по их устранению

Опасный производственный фактор – фактор производственной среды и (или) трудового процесса, воздействие которого в определенных условиях на организм работающего может привести к травме, в том числе смертельной.

Пожарная и взрывная безопасность

С целью обеспечения взрыво- и пожаробезопасности на месте проведения строительных и ремонтных работ для паров углеводородов установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК = 2100мг/м³ .

Организационные меры:

- выполнение требований проекта производственных работ и наряда-дадопуска;
- обучение и разработку планов эвакуации людей в случае пожара;
- Технические меры:

					<i>Глава 6. Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						105
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- обеспечение места проведения огневых работ первичными средствами пожаротушения (огнетушитель ОП-50 – 2шт., асбестовое полотно 2х1,5 -2шт, ящик с песком – не менее 1,5м3, багор и т.д.);
- обеспечение на месте проведения огневых работ пожарного хода.

Повышенная температура поверхностей оборудования и обрабатываемых материалов

Сварка, применяемая при капитальном ремонте или строительстве МН, наплавка и резка открытой и полужакрытой электрической дугой являются работами повышенной опасности. Места производства электросварочных и газопламенных работ при отсутствии несгораемого защитного настила или настила, защищенного несгораемым материалом должны быть освобождены от сгораемых материалов в радиусе не менее 5 м, а от взрывоопасных материалов и оборудования (газогенераторов, газовых баллонов и т.п.) – не менее 10 м. При резке элементов конструкций должны быть приняты меры против случайного обрушения отрезанных элементов. При сварке на открытом воздухе следует ставить ограждения в случае одновременной работы нескольких сварщиков вблизи друг от друга и на участках интенсивного движения людей. Сварочные работы на открытом воздухе во время дождя, снегопада должны быть прекращены.

Для максимальной защиты лица и глаз используются щитки по ГОСТ 12.4.035-78 со светофильтром по ГОСТ 12.4.080-79, покровным стеклом по ГОСТ 111-78. Сварщик должен обеспечиваться брезентовым или комбинированным комбинезоном, надежно защищающим от искр и брызг расплавленного металла, механических воздействий, влаги, вредных излучений. Одежда, предназначенная для рук, — это краги, предохраняющие руки от электрического напряжения, искр и горячего металла, а также защитная каска, респиратор или противогаз, строительный пояс, наушники, ручные захваты, налокотники и наколенники. При сварочных работах электросварщик должен обеспечиваться диэлектрическими перчатками, галошами и ковриками.

					<i>Глава 6. Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением, обвязка электродвигателей и так далее. Действует электрический ток на человека по-разному. Проходя через организм человека, он вызывает электролитическое (разложение крови), термическое (ожоги), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (разрывы кожи, сосудов, судороги, переломы костей). Поэтому важно, чтобы все электрооборудование и электроинструменты были заземлены. Защитное заземление должно удовлетворять требованиям, прописанным в ГОСТ 12.1.030-81. [13]

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока применяются средства коллективной и индивидуальной защиты: изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация, использование знаков безопасности, защитное заземление, зануление, защитное отключение, диэлектрические перчатки и ботинки, инструменты с изолированными рукоятками, изолирующие подставки.

Реализация перечисленных мероприятий обеспечит безопасное проведение работ.

6.3 Экологическая безопасность

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при строительстве и капитальном ремонте подводного перехода первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основные элементы окружающей природной среды рассматриваемой территории – на водные ресурсы, животный мир, земельные ресурсы.

В таблице 6.3 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

					<i>Глава 6. Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

Таблица 6.3 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по строительству и капитальном ремонте газопроводов через водные преграды

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Вода и водные ресурсы	Временное нарушение береговых склонов, русла, поймы и площади водоохранной зоны, пересекаемого водотока	По завершении строительных работ на площади водохранных зон проектом предусматривается: выполнить своевременную засыпку береговых траншей с превышением над естественным уровнем поверхности земли для восстановления рельефа после естественного режима поверхностного стока территории; произвести уборку строительного мусора; провести работы по рекультивации земель [20].
Животный мир	Влияние оказывается на зоопланктон, зообентос и ихтиофауну рассматриваемого района работ	Для уменьшения негативного влияния строительства на рыбные ресурсы выполнение работ предусматривается во внерестовый период; отвал грунта при разработке траншей осуществлять в прирезовую часть русла на минимально возможных глубинах; замыв траншей выполнять с опусканием патрубка в траншею в начале замыва и поднимать над поверхностью засыпки не более 0,7 при восстановлении рельефа дна [26].
Земля и земельные ресурсы	Разрушение грунтов	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдения нормативов отвода земель. Рекультивация земель.

Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Предусмотреть сбор отходов, места и условия их временного хранения, вывоз для утилизации, уничтожения, захоронения остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли согласно ФЗ от 24.06.1998 (ред. от 29.12.2015) [38].
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов согласно ФЗ от 24.06.1998 (ред. от 29.12.2015) [38].

Воздействие на литосферу

В процессе проведения капитального ремонта МН или его строительства воздействие на литосферу характеризуется загрязнением почвы производственными отходами, применяемыми при тех или иных технологических процессах. При проведении капитального ремонта МН или его строительства образуются следующие виды отходов:

- отработанные обтирочные материалы (ветошь);
- огарки сварочных электродов;
- окалина, сварочный шлак;
- вода после гидравлического испытания;
- твердые бытовые отходы.

Для снижения негативных экологических последствий, которые влияют на почвенно-растительный покров должны быть предусмотрены мероприятия:

- сбор твердых отходов в контейнеры-накопители;
- складирование плодородного слоя почвы для последующего его использования при рекультивации нарушенных земель;
- сокращение количества потерь отходов материалов, образующихся при сварочно-монтажных работах;
- сбор кварцевого песка (отработанного);

- сбор отходов ржавчины металла и старого лакокрасочного покрытия;
- утилизация промышленных и бытовых отходов.

Приказом, назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов, образующихся в результате проведения работ.

На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам.

Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.

Воздействие на атмосферу

Загрязняющие атмосферный воздух вещества могут образовываться при проведении нижеперечисленных работах капитального ремонта МН или его строительства:

- при обезжиривании металлической поверхности конструкций протиркой уайт-спиритом;
- при окраске поверхности металлических конструкций эмалевыми красками;
- при работе двигателей транспортной, строительно-монтажной техники.

Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины. Второстепенное воздействие оказывают сварочные работы, работы по резке металла. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды сера, керосин, углерод. При сварочных работах выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: оксид железа, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси

					<i>Глава 6. Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		110

кремния, фтористые газообразные соединения, оксид азота (IV), оксид углерода. Чаще всего покрытие осуществляется методом распыления, что чревато выделением аэрозоля краски. Для снижения уровня загрязнения необходимо:

- использование экологически безопасных источников энергии;
- использование безотходной технологии производства;
- борьба с выхлопными газами автомобилей.

Воздействие на гидросферу

В процессе проведения капитального ремонта МН или его строительства, появляется большое количество отходов производства. Утилизация таких отходов должна быть осуществлена только в специально предназначенные для этого места. Не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водного ресурса для того, чтобы воздействие при проведении капитального ремонта МН или его строительства было минимальным необходимо проводить следующие мероприятия: все горючесмазочные материалы должны быть слиты в отведенные для этого места; промышленные и бытовые отходы должны быть утилизированы в отведенные для этого места; вывоз отходов должен быть санкционированным и своевременным; мойку и ремонт машин необходимо осуществлять только в отведенных для этого местах.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основные опасности при строительстве и капитальном ремонте нефтепроводов, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, связаны с авариями в виде пожара, взрыва или токсического выброса

Прогнозирование и предупреждение последствий аварий на таких производствах связано, прежде всего, с прогнозированием и предупреждением действия поражающих факторов при реализации основных опасностей. При всем многообразии возможных сценариев аварий набор поражающих факторов ограничен. Это дает возможность описывать физические воздействия, приводящие к нанесению ущерба людям, материальным ценностям и окружающей среде, конечным числом параметров [16].

Основные поражающие факторы аварий представлены в таблице 6.4.

					<i>Глава 6. Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						111
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 6.4 – Основные поражающие факторы аварий на промышленно опасных объектах [16]

Разновидность аварии	Поражающие факторы	Параметры поражающего действия
Пожар, огненный шар	пламя; тепловое излучение	Определение полей поражающих факторов сводится к определению границ зоны пламени и определению текущих значений теплового потока в зависимости от удаления от внешней границы зоны пламени.
Взрывы (в т. ч. взрывы топливовоздушных смесей)	воздушные ударные волны; летящие обломки различного рода объектов технологического оборудования	Параметры поражающего действия воздушной ударной волны - избыточное давление во фронте волны и ее импульс в зависимости от расстояния от места взрыва. Параметры, определяющие поражающее действие осколков, - количество осколков, их кинетическая энергия, направление и расстояние разлета.
Токсический выброс	химическое заражение	Параметрами, характеризующими токсические нагрузки при токсическом выбросе, являются поля концентраций вредного вещества и времена действия поражающих концентраций.

Перечисленные поражающие факторы являются основными для рассматриваемых видов аварий. Однако следует учитывать, что при аварии действует несколько поражающих факторов. Так, при пожаре значительным может быть воздействие токсичных продуктов горения. При взрыве больших масс взрывчатых веществ могут иметь место значительные сейсмические последствия, приводящие к обрушению по этой причине. Поэтому при прогнозировании по-

следствий аварий необходимо учитывать все возможные поражающие факторы и выделять основные из них только после анализа возможности их реализации.

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

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности [8]:

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 [8].

В зависимости от размера и расположения очага, в качестве средств пожаротушения применяются следующие средства:

- огнетушители переносные, передвижные, стационарные углекислотные;
- пожарные рукава;
- пожарный инвентарь;
- установка пожаротушения.

с диаметром 1020 мм через реку Ямсовей с использованием балластировки в качестве обетонированных труб стоимость затрат на строительство составит С=50,35 млн рублей. В эту стоимость входят: материальные затраты, оплата труда, страховые взносы, амортизационные отчисления, прочие расходы, накладные расходы и плановые накопления.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
						115
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Список использованных источников

1. Безопасность жизнедеятельности: Учебник / Г.Б. Куликов; Моск. гос. ун-тпечати. Москва: МГУП, 2010. – 140 с.
2. ВСН 010-88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы – М: Миннефтегазстроя, 1988.
3. ВСН 39-1.9-003-98 Конструкции и способы балластирования и закрепления подземных газопроводов. – Москва: ВНИИгаз, 1998.
4. ВСН 005-88 Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация. – Москва: ВНИИСТ, 1998.
5. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
6. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. –М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.
7. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
8. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с.
9. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с.
10. ГОСТ 2.109-73 ЕСКД Основные требования к чертежам. – М.: Изд-во стандартов, 1974. – 5 с.
11. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны М.: Изд-во стандартов, 1974. – 5 с..
12. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
13. ГОСТ 12.2.007-03. Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования. 2003.

					<i>Организация проведения работ по проектированию и строительству магистрального нефтепровода через водные преграды в условиях крайнего Севера</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Бущев С.С.</i>				<i>Лит.</i>		<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Сарцев А.Л.</i>				116		119
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 258А</i>		
					<i>Список использованных источников</i>		

14. ГОСТ 12.1.030-96. Электробезопасность. Защитное заземление, 1996.
15. ГОСТ 26600-98. Знаки навигационных внутренних судоходных путей, Москва, 1998.
16. Гражданкин А.И., Дегтярев Д.В., Лисанов М.В., Печеркин А.С. Основные показатели риска аварии в терминах теории вероятностей // Безопасность труда в промышленности. – 2002. – №7. – 35-39 с.
17. Закон РФ «Об охране окружающей природной среды».
18. Ковех В. М., Панов М. Ю., Морин И. Ю., Овсянников Е. Н. Анализ напряжённо-деформированного состояния морских трубопроводов при укладке с учётом влияния бетонного покрытия труб, Справочник. Инженерный журнал, № 10, приложение, 2012.
19. Кухтик М.П. Разработка технологии изготовления трубных конструкций высокой надежности для подводных трубопроводов, Волгоград, 2013.
20. Мазур И.И., Иванцов О.М., Молдаванов О.И. Конструктивная надежность экологическая безопасность трубопроводов. – М.: Недра, 1990. – 264 с.
21. «Общие правила перевозок грузов автомобильным транспортом» с изм. от 21.05.2007 № ГКПИ 07-257, утв. Минавтотрансом РСФСР 30.07.1971 по согласованию с Госпланом РСФСР и Госарбитражем РСФСР.
22. Попова А.И. и Вишневская Н. С. Обетонированные трубы для сооружения магистральных газопроводных систем: Учебное пособие. – Ухта: Изд-во УГТУ, 2013 – 102-104 с.
23. Попова А.И. Совершенствование методов входного контроля обетонированных труб для строительства нефтегазопроводов: Учебное пособие. – Ухта: Изд-во УГТУ, 2013 – 70-72 с.
24. ПРИКАЗ от 9 декабря 2009 г. №970н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						117
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

25. Р 2.2.2006-05 «Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».
26. Запуск трубопровода Заполярье - Пурпе // TRUBPROM URL: <https://www.trub-prom.com/> (дата обращения: 01.05.2022).
27. РД 51-2-95 Регламент выполнения экологических требований при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации подводных переходов магистральных газопроводов.
28. Свечкопалов А.Н. Разработка технологии изготовления трубных конструкций высокой надежности для подводных трубопроводов, Москва, 2011.
29. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
30. СН 2.2.4/2.1.8.556–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор РФ, 1996.
31. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* – Москва: Стандартинформ, 2013 – 97 с.
32. СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. –Москва: ОАО «НИЦ «Строительство», 2013 – 123 с.
33. СП 108-34-97 «Свод правил по сооружению магистральных газопроводов. Сооружение подводных переходов»; утверждено РАО «Газпром» (Приказ от 8.07.1998 г., № 87), срок введения в действие 08.01.1998. – М., 2000. – 53 с.
34. СП 107-34-96 Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. Утверждено РАО «Газпром» (Приказ от 11.09.1996 г. № 44). Москва, 1996.
35. Сысоев Ю.С. Пространственная устойчивость подземного магистрального газопровода на обводненных участках трассы. Известия вузов «Нефть и газ», 2012 – 72-76 с.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						118
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

36. СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов / ООО «ВНИИГАЗ», ООО «ИРЦ Газпром», 2007.
37. Тинь Ч.Н. Особотяжелый мелкозернистый бетон для подводных трубопроводов, Москва, 2003 – 86 с.
38. Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 29.12.2015) "Об отходах производства и потребления".
39. Чухарева Н.В., Миронов С.А., Тихонова Т.В. Анализ причин аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера в период с 2000 по 2010 год, Электронный журнал «Нефтегазовое дело», 2011.
40. Autodesk Inventor» 2016. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.autocads.com.ua/>.
41. Р 589-86 Рекомендации по балластировке трубопроводов на подводных переходах – Министерство строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству магистральных трубопроводов – Москва: ВНИИСТ, 1986.
42. ГОСТ 34233.1 – 2017 Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 2017 – 29 с.
43. Бородавкин П. П. Механика грунтов: Учебник для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 349 с.
44. Яковлев А.Я., А.Н. Тильков Балластировка газопроводов стеклопластиковыми грунтозаполняемыми контейнерами: преимущества и недостатки // Строительство и ремонт трубопроводов. - 2012. - С. 76-79.
45. СП 36.13330-2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 (с Изменениями № 1, 2): дата введения 2013-07- 01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173?section=text> (дата обращения: 05.03.2022). – Текст : электронный

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						119
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		