

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода»

УДК 622.691.4.053(204.1)-045.38

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Хабибулин В.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н.С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзор траншейных и бестраншейных методов строительства подводного перехода; 2. Выявление целесообразности применения методов прокладки подводных переходов магистрального нефтепровода в различных условиях; 3. Определение оптимальной технологии строительства подводного перехода магистрального нефтепровода «Уса-Ухта» через р. Печора; 4. Провести технологические расчеты
--	--

<p>Перечень графического материала</p>	<p>Рисунки, таблицы</p>
---	-------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Ю.С., ассистент
«Социальная ответственность»	Абраменко Н.С., ассистент

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Хабибулин Владислав Вадимович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Хабибулину Владиславу Вадимовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	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»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка затрат на строительство подводного перехода методом наклонно-направленного бурения</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно ЕНВ и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ. ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет затрат ресурсов на строительство подводного перехода магистрального нефтепровода</i>
---	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p>Таблицы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Расчет материальных затрат 2. Расчет амортизационных отчислений 3. Расчет заработной платы 4. Расчет страховых взносов 5. Сметная стоимость <p>Рисунок:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Затраты в виде диаграммы
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--	--

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Хабибулин Владислав Вадимович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Хабибулину Владиславу Вадимовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	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»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

В данной работе рассматриваются работы по строительству подводных переходов магистральных нефтепроводов.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность:

1.1 Анализ вредных, которые возможны при строительстве подводного перехода.

1.2 Анализ опасных факторов, которые возможны при строительстве подводного перехода.

– Проанализировать вредные факторы, которые возможны при строительстве подводного перехода и мероприятия по их устранению;

– Проанализировать опасные факторы, которые возможны при строительстве подводного перехода и мероприятия по их устранению.

2. Экологическая безопасность:

– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);

– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);

– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);

– защита селитебной зоны;

– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

Выполнить анализ воздействия выполняемых работ на объекты атмосферы, гидросферы и литосферы.

Определить возможности негативного воздействия на селитебную зоны и мероприятия по его минимизации.

Предложить мероприятия по уменьшению воздействия выполняемых работ на атмосферу, гидросферу и литосферу.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

– перечень возможных ЧС на объекте;

– выбор наиболее типичной ЧС;

– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;

– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;

– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

– Проанализировать возможности возникновения ЧС при строительстве подводного перехода;

– Предложить превентивные меры по предупреждению ЧС, а также действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;

– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

– режимы труда и отдыха;

– компоновка рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Хабибулин Владислав Вадимович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____

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)
27.02.2018	Введение	
15.03.2018	Обзор литературы	
25.03.2018	Обзор методов строительства подводных переходов	
10.04.2018	Характеристика участка подводного перехода через р. Печора	
01.05.2018	Выбор оптимального метода строительства подводного перехода	
05.05.2018	Технология строительства методом ННБ	
09.05.2018	Расчетная часть	
13.05.2018	Финансовый менеджмент	
21.05.2018	Социальная ответственность	
23.05.2018	Заключение	
28.05.2018	Презентация	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 74 с., 1 рис., 10 табл., 29 источников.

Ключевые слова. Магистральный нефтепровод, подводный переход, наклонно-направленное бурение, бестраншейные технологии, водные преграды.

Объект исследования. Подводный переход магистрального нефтепровода «Уса-Ухта» через р. Печора.

Цель работы – анализ методов строительства подводных переходов.

В работе изучены бестраншейные и траншейные методы строительства подводных переходов магистрального нефтепровода, произведены расчеты толщины стенки трубопровода, проверки на прочность и пластические деформации трубопровода.

В результате работы произведен выбор метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода			
Разраб.		Хабибулин В.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					10	74
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Магистральный нефтепровод: трубопровод, предназначенный для транспортирования нефти из районов добычи к пунктам потребления.

Подводный переход магистрального нефтепровода: система сооружений одного или нескольких нефтепроводов при пересечении реки или водоема.

Бентонит: коллоидная глина, состоящая в основном из минералов группы монтмориллонита, имеющая выраженные сорбционные способности и высокую пластичность.

Буровая установка: единый комплекс взаимосвязанных механизмов и устройств, обеспечивающих технологический процесс прокладки трубопровода методом ННБ.

Границы подводного перехода: участок газопровода в местах пересечения водных преград, ограниченный горизонтом высоких вод 10%-й обеспеченности.

Наклонно-направленное бурение: это способ сооружения канала скважины с отклонением по вертикали по заранее заданному направлению, в результате которого возможно дальнейшее протаскивание трубопровода в образовавшийся канал.

Сокращения, используемые в данной работе:

ПП – подводный переход;

ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода;

ННБ – наклонно-направленное бурение;

МТН – микротоннелирование.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода		
Разраб.		Хабибулин В.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				11	74
Консульт.					Определения, обозначения и сокращения		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					ТПУ гр. 2Б4Б		

Оглавление

Введение.....	14
1 Обзор литературы	16
2 Обзор методов строительства подводных переходов	19
2.1 Траншейные методы	20
2.1.1 Метод протягивания трубопровода по дну	21
2.1.2 Метод погружения с поверхности воды полной длины или последовательным наращиванием секций трубопровода.....	21
2.1.3 Земляные работы.....	22
2.2 Бестраншейные методы.....	23
2.2.1 Метод наклонно-направленного бурения.....	24
2.2.2 Метод микротоннелирования и тоннелирования	24
2.2.3 Метод «кривых»	26
2.2.4 Сооружение подводных переходов с помощью реверсивного раскатчика скважин.....	27
3 Характеристика участка подводного перехода через р. Печора	30
3.1 Краткая физико-географическая характеристика района	30
3.2 Климатическая характеристика района	30
3.3 Гидрологическая характеристика района	31
3.4 Геологическая характеристика	32
4 Выбор оптимального метода строительства подводного перехода.....	34
5 Технология строительства методом ННБ.....	38
5.1 Подготовительные работы	38
5.2 Основные работы	39
6 Расчетная часть.....	45
6.1 Расчет толщины стенки нефтепровода	45

					Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Хабибулин			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Цимбалюк					12	74
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

6.2 Проверка прочности трубопровода.....	47
6.3 Проверка на пластические деформации трубопровода.....	48
7. Социальная ответственность	50
7.1 Производственная безопасность.....	50
7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	51
7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	53
7.2 Экологическая безопасность.....	57
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	60
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	62
8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	65
8.1 Расчет затрат на производство работ	65
Заключение	71
Список литературы	72

Введение

Обеспечение стабильного функционирования, надежности и безопасности магистральных нефтепроводов входит в ряд первоочередных задач при их строительстве и эксплуатации любой трубопроводной системы.

С точки зрения эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов к участкам с повышенным риском эксплуатации можно отнести переходы через естественные и искусственные преграды.

Сейчас почти любая трубопроводная сеть пересекает различного рода водные преграды. Подводные переходы магистральных нефтепроводов относятся к наиболее ответственным участкам этих сооружений. Даже самые незначительные дефекты, повреждения подводных переходов приводят к тяжким экологическим последствиям, поэтому к надежности ППМН предъявляются высокие требования.

Качество и полнота выполнения инженерных изысканий, правильность выбора створа перехода, научная глубина проектных разработок, исходное качество применяемых изделий и материалов, техническая культура строительного производства, а также критический подход к проведению испытаний и проемки подводного перехода в эксплуатацию определяют и формируют начальный уровень надежности и качества работы ППМН.

Целью ВКР является анализ методов строительства подводных переходов.

Задачи:

1. Рассмотреть траншейные и бестраншейные методы строительства подводного перехода;
2. Выявить целесообразность применения методов прокладки подводных переходов магистрального нефтепровода в различных условиях;

					Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	Хабибулин				Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Цимбалюк						14	74
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4Б		
<i>Рук-ль ООП</i>	Брусник О.В.							

3. Определить оптимальную технологию строительства подводного перехода магистрального нефтепровода «Уса-Ухта» через р. Печора;
4. Провести технологические расчеты;
5. Рассчитать затраты на строительство подводного перехода методом наклонно-направленного бурения.

					Введение	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Обзор литературы

Подводным переходом магистрального нефтепровода называют систему сооружений одного или нескольких нефтепроводов при пересечении реки или водоема.

Границами ППМН, определяющими длину перехода, являются:

- Участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах (для многониточных переходов);
- Участок, ограниченный уровнем вод не ниже отметок 10%-ной обеспеченности.

В состав подводных переходов входят следующие сооружения [11]:

- Участок магистрального нефтепровода в границах ППМН;
- Берегоукрепительные сооружения, предназначенные для предохранения трубопроводов от размывов, оползней и т.д.;
- Сооружения для регулирования (предотвращения) русловых деформаций в районе переходов, находящиеся на балансе нефтепроводного управления;
- Защитные сооружения от аварийного разлива нефти;
- Информационные знаки ограждения охранной зоны ППМН на судоходных и сплавных водных путях;
- Специальные защитные сооружения от повреждения трубопровода тормозными устройствами плотов, якорями на судоходных и сплавных путях;
- Плановые магистрали (базисные линии для наблюдения за размывом берегов, базисы, по концам которых устанавливаются угломерные инструменты, контрольные отводы и т.д., закрепленные на местности номерными знаками);

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода		
Разраб.		Хабибулин			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк				16	74
Консульт.					Обзор литературы		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					ТПУ гр. 2Б4Б		

- Вертолетные площадки;
- Средства связи;
- Вдольтрассовая линия электропередач;
- Средства электрохимзащиты;
- Трансформаторная подстанция для обеспечения электроэнергией электроприводных задвижек;
- Пункт технического обслуживания.

Категория участков ППМН принимаются в соответствии с СП 36.13330.2012.

ППМН в зависимости от ширины водной преграды подразделяют на группы сложности. По группам сложности ППМН делят:

- Малые переходы – ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой до 30 м при средних глубинах 1,5 м;
- Средние переходы – ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой от 31 до 75 м при средних глубинах 1,5 м;
- Большие переходы – ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой от 31 до 75 м при средних глубинах 1,5 м.

Условия работы и эксплуатации надежности переходов в решающей мере зависит от того, насколько полно учтены при проектировании и строительстве условия переформирования русла реки.

Контроль при строительстве ППМН осуществляется на всех этапах строительства и является целенаправленным воздействием на все факторы, влияющие на конструктивную и эксплуатационную надежность ППМН [11].

При контроле качества строительства ППМН необходимо руководствоваться СП 48.13330.2011 Организация строительства.

Результаты, полученные при контроле строительно-монтажных работ и авторском надзоре проектной организации, отражаются в журналах работ и авторского надзора, где регистрируются все проектные документы, рабочие чертежи, сметы и другая документация, выдаваемая заказчиком для

					Обзор литературы	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

производства работ, и вписываются данные, характеризующие ход и состояние строительства, замечания и предложения контролирующих лиц заказчика в части качества работ и применяемых материалов.

Основными контролируемыми видами работ в процессе строительства ППМН являются:

- Геодезические разбивочные работы в границах перехода;
- Сварочно-монтажные работы;
- Изоляционные работы;
- Балластировочные работы;
- Испытание;
- Разработка траншеи;
- Укладка трубопровода;
- Замыв;
- Берегоукрепительные работы.

Кроме перечисленных видов работ, по которым производится контроль, осуществляется приемка проектно-сметной документации от проектировщика и проверяет ее качество [11].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

2 Обзор методов строительства подводных переходов

В настоящее время используется множество способов строительства нефтепроводов через искусственные и естественные водные препятствия и конструкций этих переходов.

В таблице приведены и рассмотрены главные методы строительства, области применения, достоинства и недостатки по их применению. Определенный метод строительства в каждом случае выбирается по совокупности условий, характеристик данного участка и технических, экологических, экономических и других требований к переходу.

В сравнении с траншейными методами использование бестраншейных методов прокладки трубопровода являются экономически более выгодными. Главным обоснованием этого является уменьшение затрат на подготовительные работы. При траншейных методах прокладки большое количество средств идет на подготовку траншеи, озеленение, восстановление берегового грунта и дна, озеленение и пр [5].

Таблица 1.1 – Методы строительства ППМН

Метод строительства перехода	Достоинства и область применения	Недостатки
Траншейные методы. В канале, под защитными плитами, со специальной засыпкой, с бетонным покрытием, в грунте, в защитном кожухе и пр.	Переходы через водоемы, существующие коммуникации.	При прокладке данным методом происходит нарушение толщ и поверхности грунта, вредное воздействие на объект пересечения.

					Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хабибулин В.В.			Обзор методов строительства подводных переходов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					19	74
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

<p>Бестраншейные методы: Наклонно-направленное бурение, метод «кривых», продавливание, тоннелирование, прокол, микротоннелирование.</p>	<p>Переходы под водоемами, дорогами, зданиями и др. сооружениями, природными объектами, прибрежными участками моря. Применение данных методов позволяет избежать нарушений в грунте, берегов и прочих экологических воздействий.</p>	<p>Длина перехода ограничена (исключая микротоннелирование). Ограничение строительства, связанное с геологией участка.</p>
---	--	--

2.1 Траншейные методы

Траншейные методы строительства являются самыми распространенными на данный момент. Переход, укладываемый в подводную траншею, представляет из себя несколько отрезков трубопровода. Их длина больше ширины водного объекта на несколько десятков метров. Трубопровод сваривают в нитку, изолируют, футеруют, утяжеляют грузами, оснащают необходимыми приспособлениями и перед укладкой устанавливают в исходном положении. Операция по укладке является основной, завершающей большой объем подготовительных работ.

Используют много методов и схем укладки трубопроводов в подводные траншеи. Эти методы представлены следующими способами [5]:

- 1) протягивание по дну;
- 2) погружение с поверхности воды трубопровода полной длины;

																	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обзор методов строительства подводных переходов											20	

3) погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода.

2.1.1 Метод протягивания трубопровода по дну

Данный метод заключается в следующем. Сначала в траншее заранее прокладывают трос, с помощью него от одного берега к другому по дну подводной траншеи протягивают трубопровод. Использование этого способа укладки не создает помех судоходству, что очень важно, так как практически на всех реках в летний период судоходство весьма интенсивное[10].

Основные операции, выполняемые при прокладке протягиванием и их последовательность:

- 1) сварка трубопровода на берегу в нитку, опрессовка, изоляция, футеровка, а в необходимых случаях балластировка;
- 2) сооружение спусковой дорожки, на которой устанавливается трубопровод, подготовленный к укладке;
- 3) укладка тягового троса по дну подводной траншеи;
- 4) протаскивание трубопровода через водный объект с помощью лебедок или тракторов;
- 5) проведение водолазных испытаний и обследования уложенного трубопровода по окончании протаскивания, определение его положения и засыпка грунтом

К моменту укладки должны быть подготовлены как трубопровод, так и береговые и подводные траншеи. К протаскиванию трубопровода приступают только после установления фактических данных подводной траншеи, соответствующих проектным данным[5].

2.1.2 Метод погружения с поверхности воды полной длины или последовательным наращиванием секций трубопровода

При использовании метода укладки с поверхности воды трубопровод, подготовленный к укладке, устанавливается на плаву над траншеей, разработанной заранее. Затем отсоединяя устройства, которые удерживают

					Обзор методов строительства подводных переходов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

трубопровод на воде, погружают на дно траншеи или затопляют при положительной плавучести [5].

2.1.3 Земляные работы

Исполнение подводных переходов траншейными методами предполагает большой объем земляных работ. Их стоимость составляет около половины общей стоимости прокладки ППМН. Земляные работы включают [3]:

- срезку крутых береговых склонов;
- разработку траншей на пойменных, береговых и русловых участках;
- засыпку траншей;
- укрепление берегов;
- планировку береговых строительных площадок;
- сооружение водоотводных канав, перемычек.

Эффективные способы производства и повышение их механизации значительно снижают стоимость и трудоемкость, а также сокращают сроки строительства.

Методы разработки подводных траншей для МН отличаются от методов земляных работ под водой при сооружении остальных гидротехнических объектов, т.к. подводные траншеи представляют собой узко профильную выемку, которая направлена поперек течения. Этими особенностями выполнения земляных работ при сооружении ППМН обуславливается использование специальных оборудования и машин[7].

Рациональное использование и выбор технических средств для сооружения подводных траншей зависят от грунтовых условий на водных объектах, объемов работ, глубины грунтозабора и возможности доставки техники на место проведения работ.

ППМН характеризуются большим разнообразием грунтов, т.к. их прокладка происходит в различных геологических условиях. На них можно встретить грунты смешанного типа (около 68% общего количества

					Обзор методов строительства подводных переходов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

нефтепроводов). В остальных случаях в пределах русла реки грунты однородного состава представлены в основном песками различной крупности, песчано-гравелистыми и гравелисто-галечниковыми отложениями[5].

2.2 Бестраншейные методы

Под бестраншейными технологиями понимаются такие методы сооружения ПП, при которых вскрытие земной поверхности минимально. Метод бестраншейной прокладки трубопроводов использует следующие технологии:

- наклонно – направленное бурение;
- микротоннелирование;
- прокол;
- продавливание.

Суть метода прокола заключается в продавливании трубопровода, снабженного специальным наконечником, из одного котлована в другой. Извлечение грунта при данном методе не происходит, наконечник раздвигает его и уплотняет стенки[6].

Метод продавливания отличается от метода прокола только тем, что происходит удаление грунта из скважины. Поступающий в полость грунт разрабатывается ножевыми устройствами и удаляется вручную или механизированным способом.

Эти методы не применяются при прокладке ППМН так как рассчитаны на небольшие диаметры (до 500 мм) и небольшие протяженности (до 150 м). Так как изучаемый ПП имеет большой диаметр и большую протяженность, то более подробное рассмотрение методов прокола и продавливания не приводится.

Основными технологиями бестраншейного метода прокладки, используемыми при строительстве ППМН, являются: наклонно – направленное бурение и микротоннелирование. Рассмотрим эти методы более подробно [28].

					Обзор методов строительства подводных переходов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

2.2.1 Метод наклонно-направленного бурения

Сущность метода наклонно-направленного бурения состоит в следующем: по створу перехода под руслом реки, примерно повторяя очертание ее поперечного профиля, пробуривается трубопровод.

Строительство ППМН данным методом проходит в несколько этапов. Сначала проводят бурение пилотной скважины, ее диаметр меньше диаметра трубопровода, который будет использоваться. Затем, чаще с противоположного берега, расширяют пилотную скважину. Расширение происходит до диаметра трубопровода, после чего его протаскивают через готовую скважину.

Как и другие бестраншейные методы, использование метода наклонно-направленного бурения в сравнении с открытыми методами наносит меньший экологический ущерб объекту и окружающей среде, а также экономически выгоднее[5].

Метод наклонно-направленного бурения обладает следующими преимуществами:

- меньший риск аварий и высокая надежность объекта
- экологический баланс
- меньшие сроки выполнения строительства

2.2.2 Метод микротоннелирования и тоннелирования

Метод микротоннелирования заключается в строительстве тоннеля с помощью проходческого щита, управляемого дистанционно. Стенки тоннеля укрепляются особо прочными железобетонными трубами, продавливаемыми из стартовой шахты с помощью мощной пресс-рамы. Проходка ведется до выхода щита в приемной шахте,

Преимущества данного метода:

- отсутствует отрицательное воздействие на русловые процессы пересекаемого водного объекта;
- надежная защита от размыва руслового участка ППМН и от размыва и высокая степень защиты трубопровода от механических повреждений,

					Обзор методов строительства подводных переходов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

обеспечиваемая прокладкой трубопровода на глубине не менее 7 м от дна и значительно ниже линии предельного размыва русла реки;

- экологический баланс на участке работ;
- отсутствует воздействие на судоходство.

Также при использовании микротоннелирования существуют сложности:

- большой риск заклинивания трубного става в трещиноватых доломитах, из-за относительно высокой прочности породы и опасности возникновения неравномерного горного давления;
- высокая вероятность отклонения от проектной траектории трубного става при преодолении карстовых участков, изменение расчетной схемы трубопровода и проектного;
- при проходке в слабых грунтах заклинивание может привести к раскрытию стыка и прорыву грунта в микротоннель.

При сооружении подводных переходов тоннельным методом используют щитовую проходку защитного кожуха-обделки, который состоит из отдельных колец. Они состоят из блоков-сегментов под защитой щита. С помощью щитовых домкратов в конструкции щита происходит продвижение проходческого комплекса. При проходке тоннеля производится первичное и контрольное нагнетание, в результате которого заполняются возможные трещины и пустоты вокруг обделки тоннеля [5].

Преимущества тоннельного метода прокладки схожи с преимуществами метода микротоннелирования, но при сравнении этих двух методов оказывается, что у первого отсутствуют недостатки, присущие методу микротоннелирования. Тем не менее негативное воздействие на подводный переход окружающего грунта, изменение инженерно-геологических условий, к примеру, образование или развитие карстовых полостей, может нарушить целостность сооружения и привести к серьезным экологическим последствиям. Во избежание возможных негативных последствий требуется разработка специальных мероприятий и технических решений, предотвращающих

					Обзор методов строительства подводных переходов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

аварийные ситуации при строительстве и способствующих нормальной эксплуатации сооружения и сохранению окружающей среды[10].

2.2.3 Метод «кривых»

Более новым и совершенным способом сооружения подводного перехода является метод кривых, который является симбиозом 2 методов: микротоннеливания и наклонно направленного бурения. Метод кривых отличается от наклонно-направленного бурения значимым фактором – использованием «кривых труб», что позволяет сократить радиус изгиба прокладываемой плети трубопровода. В качестве бурового приспособления используется микрощит, т. е. подводный переход можно сооружать в любых грунтах по буримости, только в отличие от микротоннелирования после микрощита будет следовать предварительно сваренная трубная плеть. Сокращение радиуса изгиба прокладываемой плети в свою очередь уменьшает расстояние между точками входа и выхода, а также общую длину плети трубопровода. При использовании плети трубопровода из 3-х градусных труб радиус естественного изгиба для трубопровода диаметром 1220 миллиметров составляет 222 метров. Длина перехода при этом может быть уменьшена в 2-3 раза. Исходя из этого, преимущества данного метода следующие: снижаются затраты на покупку материалов, срок сооружения перехода, помимо этого плеть, собранная из кривых труб, представляет собой жесткую арочную конструкцию, которая отбрасывает вариант всплытия и проваливания трубной плети т. е. отпадает необходимость в гидропригрузах [3].

Этапы строительства ППМН методом «кривых» состоят из:

- Подготовительного этапа
- Строительно-монтажных работ по укладке трубы
- Демонтажа оборудования
- Гидравлических испытаний

					Обзор методов строительства подводных переходов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

2.2.4 Сооружение подводных переходов с помощью реверсивного раскатчика скважин

Раскатчики для бестраншейной прокладки были разработаны Институтом горного дела Сибирского отделения Академии наук СССР (ИГД СО АН РФ в настоящее время) и фирмой «Бос».

Реверсивный раскатчик скважин используется для проходки вертикальных и наклонных скважин в дисперсных уплотняемых грунтах, а также в грунтах, с содержанием крупнообломочных частиц.

Технология состоит в следующем. Пробурируется лидерная скважина с помощью установки направленного бурения. Далее скважина расширяется раскатчиком, причем ее расширение производится без использования бентонитового раствора, и одновременно с этим происходит затягивание труб.

Раскатчики состоят из конических катков, установленных на подшипниках качения друг за другом на валу. Оси катков развернуты в поперечной и смещены в продольной плоскостях относительно оси устройства таким образом, что при его вращении катки перемещаются по винтовой линии и раскатчик ввертывается в грунт, образуя скважину.

При ввертывании раскатчика в грунт (для образования горизонтальной скважины путем вращения и осевой подачи вала) катки обкатываются по своим забоям и формируют стеку скважины. Каждый последующий каток входит в участок скважины, раскатанной предыдущим катком, увеличивая её диаметр. При этом грунт вытесняется в радиальном направлении и вокруг скважины образуется уплотненная зона диаметром равным 3-4 диаметрам скважины. Формирование скважины раскатчиком можно сравнить с уплотнением грунта на поверхности земли, когда используется группа катков, из которых каждый последующий тяжелее предыдущего.

Необходимо отметить, что в отличие от описанных выше способов проходки скважин, где разрушенная порода выносится на поверхность, раскатчики при проходке в сжимаемых грунтах вдавливают ее в стенки скважины, существенно уплотняя их. Это позволяет получить устойчивую

					Обзор методов строительства подводных переходов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

цилиндрическую полость, в которой могут быть проложены коммуникации различного назначения. Однако сильное уплотнение грунтового массива вокруг скважины вдоль трассы может оказывать некоторое негативное влияние по отношению к параллельным инженерным коммуникациям, если они проложены в непосредственной близости от пути движения раскатчика.

Раскатчик сохраняет свою работоспособность в любых сжимаемых грунтах (до 4 категории включительно) с твердыми включениями (величиной до 1/3 диаметра раскатчика), которые закатываются им в стеки скважины при ее образовании.

Преимуществом метода раскатки, по сравнению с наклонно-направленным бурением и проколом, является отсутствие необходимости использования передвижных насосных установок (для подачи воды к буровому инструменту) или компрессора (для подачи сжатого к пневмопробойнику). Кроме того, при использовании раскатчиков полностью исключается просадка грунта на поверхности. Стенки скважины уплотняются настолько, что не требуется их укрепления бентонитовым раствором как при методе наклонно-направленного бурения, в результате снижается стоимость работ, а стоимость бентонита составляет 30-60% общей стоимости работ.

Однако раскатчики не могут применяться в стесненных условиях насыщенного коммуникациями подземного пространства города: при наличии параллельных коммуникаций на трассе проходки может произойти их деформация за счет резкого уплотнения грунта.

Раскатчик обеспечивает образование идеально гладких стенок скважин, что исключает повреждение затягиваемых полиэтиленовых труб и стальных труб с изоляцией. Уплотнение околотрубного пространства значительно повышает срок службы трубопровода.

Преимущества раскатчиков скважин:

- отсутствует интенсивный шум в сравнении с ударными способами проходки, динамических воздействий;

					Обзор методов строительства подводных переходов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

- в сравнении со статическим и ударным проколом значительно снижаются энергозатраты;
- обеспечивается высокая точность проходки;
- возможность проходки скважины в галечниковых и грунтах [5].

					Обзор методов строительства подводных переходов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

3 Характеристика участка подводного перехода через р. Печора

3.1 Краткая физико-географическая характеристика района

Республика Коми расположена на северо-востоке европейской части России, в бассейнах р. Печоры, Вычегды и Мезени. Она граничит с севера и запада с Архангельской областью и входящим в нее Ненецким автономным округом, на юго-западе – с Кировской областью, на востоке – с Ямало-Ненецким и Ханты-Мансийским автономными округами Тюменской области, на юго-востоке - со Свердловской областью, на юге – с Пермской областью и входящим в нее Коми-Пермяцким автономным округом. Общая длина границ республики составляет 4415 км. Почти половина (49%) приходится на Архангельскую область (2170 км, в том числе 870 км на Ненецкий АО). Протяженность границ с Тюменской областью – 1050 км (с Ямало-Ненецким АО – 480 км, с Ханты-Мансийским АО – 570 км), со Свердловской областью – 35 км, с Пермской областью – 645 км (в том числе с Коми-Пермяцким АО – 335 км), с Кировской областью – 515 км.

Крайняя южная точка республики находится на 59°12' северной широты, крайняя северная – на 68°25' северной широты, крайняя западная – 45°25' восточной долготы, крайняя восточная – 66°15' восточной долготы. Наибольшая протяженность территории республики с севера на юг – 785 км, с юго-запада на северо-восток – 1275 км, с запада на восток – 695 км.

3.2 Климатическая характеристика района

Климат Республики Коми, определяется расположением республики на северо-востоке европейской части страны. Значительное удаление от теплого Атлантического океана и соседство с Северным Ледовитым, близость азиатского материка с мощными антициклонами над его поверхностью и

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода			
Разраб.		Хабибулин В.В.			Характеристика участка подводного перехода через р. Печора	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					30	74
Консульт.						ТПУ зр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

наличие на восточной границе Уральских гор – все это формирует в республике достаточно суровый, умеренно континентальный климат. Большая протяженность территории с запада на восток и с юга на север обуславливает разнообразие климатических условий в районах Республики Коми, которая входит в пределы трех климатических областей: арктической, атлантико-арктической и атлантико-континентальной.

Среднегодовая температура воздуха от $+1^{\circ}\text{C}$ на юге республики понижается к северу до -6°C .

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92: -43°C

Продолжительность периода со среднесуточной температурой менее 0°C : 205 сут.

Абсолютный минимум температуры воздуха: -55°C

Количество осадков за год: 525 мм [1].

3.3 Гидрологическая характеристика района

Территория Республики Коми входит в зону избыточного увлажнения. Значительное преобладание количества выпадающих на ее поверхность атмосферных осадков над испарением, особенности рельефа и геологического строения определили здесь повышенную заболоченность и развитую гидрографическую сеть. По территории Республики Коми протекают реки равнинные, горные, озерные, болотные, карстовые (по условиям формирования режима); большие, средние и малые (по размерам). Большую часть территории занимают бассейны равнинных рек: Вычегды, Лузы, Мезени, Вашки, левобережные и тундровые притоки р. Печоры и Усы. Типичными горными реками являются правые притоки р. Печоры – Унья, Илыч, Подчерем, Щугор и левые притоки р. Усы - Елец, Лемва, Косью, Б. Сыня. Рек с типичным озерным режимом в Республике Коми немного. К ним относятся Пижма, Адзьва, Вис и др. реки. Более широко распространены карстовые реки, характеризующиеся устойчивым и относительно высоким стоком в периоды межени и

					Характеристика участка подводного перехода через р. Печора	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

слабовыраженными паводками. К ним относятся многие реки, стекающие с Тиманского кряжа, Лембюской возвышенности и Урала.

Принимая во внимание высокую степень заболоченности территории республики, режим практически всех рек формируется под влиянием болот. Питание рек смешанное с преобладанием снегового, доля снегового питания в годовом стоке рек составляет 50-80 %. Дождевые воды имеют подчиненное значение (15-30 %). Доля подземных вод в питании рек обычно не превышает 15-25 %. В среднем ежегодно по рекам стекает около 176 куб. км. воды, что определяет в целом высокую водообеспеченность территории и соответствует расходу воды 5580 куб. м/с и водообеспеченности 141 тыс. куб. м. в год на 1 жителя. Около 70 % этого объема приходится на р. Печору - вторую по водоносности после Волги реку Европы.

Озера на территории республики развиты слабо. Наибольшее их число сосредоточено в Большеземельской тундре, в горах Урала и поймах крупных рек. На территории Республики Коми располагаются более 78 тыс. озер. Общая площадь около 4,5 тыс. кв. км, что составляет менее 0,5 % ее территории. По ландшафтным особенностям делятся на тундровые, горные, таежные (водораздельные), пойменные. По происхождению: ледниковые, карстовые, торфяные, реликтовые. Самые крупные озера в Республике Коми: Ямозеро с площадью 48,7 кв. км, Синдорское с площадью 35 кв. км. Широко распространены в Республике Коми болота и заболоченные земли. Болота Республики Коми занимают общую площадь 3,2 млн. га. (7,7 % территории). Наиболее крупными болотами в республике являются Усинское (площадь 139 тыс. га), Океан (179 тыс. га).

3.4 Геологическая характеристика

Согласно СНИП 2.05.06 – 85* переход трубопровода через водные преграды в зависимости от условий работы, диаметра трубопровода, судоходности относится к большим переходам. Участок реки в зоне перехода по плановым и глубинным переформированиям относится к первой категории.

					Характеристика участка подводного перехода через р. Печора	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Параметры реки на участке прокладки ППМН представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Параметры р. Печора на участке сооружения ППМН

Параметр	Обозначение	Численное значение
Ширина русла между береговыми кромками	B_1	652 м
Ширина зеркала воды	B_1	652 м
	B_0	630 м
Высотные отметки м (мБС): правый берег, дно, левый берег	D_1	50 м
	D_0	41 м
	D_2	63 м
Заложения откосов береговых склонов: правого, левого	m_1	0,034
	m_2	0,12
Прогнозируемые величины отступления береговых склонов: правого, левого	ΔBp_1	1 м
	ΔBp_2	2 м
Прогнозируемая глубина размыва дна	Δh_p	1 м

Инженерно-геологическая характеристика.

Р. Печора судоходна. До отметки на 2,5 м глубже нижней образующей тип грунта – песок с включением гравия и гальки до 15%. Правый русловой берег – пологий, тип грунта песчаный. Левый русловой берег – крутой, тип грунта песчаный с включением гравия и гальки до 20%. Сезонное смещение русловых форм происходит по общему направлению потока на участке перехода.

					Характеристика участка подводного перехода через р. Печора	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

4 Выбор оптимального метода строительства подводного перехода

Рассмотрев существующие методы строительства ППМН можно сказать о том, что каждый из них имеет свои достоинства и недостатки. Основным фактором, влияющим на выбор того или иного метода строительства, являются предъявляемые технические требования и природно-климатические условия местности.

На данный момент наиболее распространенным методом на территории Российской Федерации является давно зарекомендовавший себя траншейный метод сооружения ПП, однако он имеет несколько существенных недостатков, которые приводят к отказу от этого метода в сторону более современных технологий – бестраншейных. Основным недостатком траншейного метода является большой объем земляных работ и большое количество техники и человеческих ресурсов, задействованных в производственном процессе. От этих недостатков возможно избавиться при использовании более современных технологий.

Таблица 3.1 – сравнение траншейных и бестраншейных методов строительства

	Траншейные методы	Бестраншейные методы
Период строительства	Частично зависит от сезонности, график строительства находится в зависимости от ледового режима, периода половодья	Круглогодичность, не зависит от погодных условий
Длина перехода	Нет ограничений по длине	Ограниченная длина перехода до 3 км
Геологические ограничения	Отсутствие ограничений по геологическим условиям	Присутствуют геологические ограничения.
Сроки строительства	Большие затраты на подготовку к проведению работ. Осуществление земляных и восстановительных работ увеличивают сроки производства работ	Использование буровой установки существенно сокращает сроки, по завершению работ не требуется восстановление земляного полотна.

					Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Выбор оптимального метода строительства подводного перехода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Хабибулин В.В.						
<i>Руковод.</i>		Цимбалюк А.Ф.					34	74
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Стоимость	Большие транспортные расходы. Привлечение большого количества рабочей силы и техники.	Требуется небольшое количество техники. Обеспечить функционирование прокладки может 2 бригады рабочих.
Экологический вред	Нарушение целостности берегов и дна реки	Незначительное влияние и низкий экологический ущерб

Проанализировав данные таблицы 3.1, можно сделать вывод о том, что, в современных условиях, необходим полный отказ от траншейных методов строительства ППМН в сторону бестраншейных методов. Сейчас огромное внимание уделяется охране окружающей среды и сохранению естественного природного рельефа, что также говорит в пользу бестраншейных методов.

При строительстве траншейным способом ПП через крупные реки наносится невосполнимый ущерб экологическому состоянию водоемов, зачастую русла рек не восстанавливаются, происходит заболачивание поймы, обрушение берегов, нарушается гидрологический режим. Эти причины обуславливают отказ от прокладки ППМН траншейным способом и выбор более современного, экологически и экономически целесообразного метода, метода бестраншейной прокладки трубопровода[24].

Далее будет проанализированы два основных бестраншейных способа строительства ППМН: ННБ и микротоннелирование.

Метод наклонно-направленного бурения применяют без ограничений при проходке в песке, иле и глине, а также во многих твердых скальных породах. Однако оно совершенно не подходит для грунтов с содержанием галечника более 40 % с их протяженностью по стволу скважины более 100 м, а также препятствий из валунов. Проходка затруднена в нескольких смешанных грунтах или часто изменяющихся пластах таких, как песчаная почва со слоями камня, песчаника и препятствий из валунов. Причина данного затруднения заключается в самой технологии бурения, развитии его инструментальной базы, используемых технологий[22].

					Выбор оптимального метода строительства подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Метод микротоннелирования более универсален. Строящаяся скважина – переход защищается от повреждения железобетонным тоннелем, идущим непосредственно за буровой головкой, и ограничений по грунтам не имеет.

Точность траектории ствола скважины. Измерение оси наклонно-направленного бурения выполняют в электромагнитном режиме, погрешность примерно равна 2-5 % в зависимости от определенной глубины измерительного зонда, длины бурения, магнитного поля и геологических условий. Точность выхода бурового инструмента варьируется от нескольких сантиметров до нескольких метров, для данного метода в большинстве случаев это является вполне достаточным показателем.

Диаметр и длина проходки. При ННБ диаметр проходки составляет от 100 до 1500 мм, а длина может достигать 2 км, что является приемлемым для большинства подводных переходов. Для метода микротоннелирования разработаны и применяются тоннелепроходческие щиты диаметром от 200 мм до 14,2 м. Длина проходки ограничивается пределом примерно в 1200 м из-за низкой удерживающей способности упорных стенок в стартовом котловане и недостаточной мощности гидравлических домкратов. Для увеличения длины проходки могут быть использованы промежуточные домкратные станции.

Продолжительность строительства. По суммарной продолжительности производства работ, рассматриваемой как сумма времени, необходимого для оборудования строительной площадки и непосредственно процесса бурения, явное преимущество имеет метод ННБ. Так, для сопоставимых строительных объектов со средним диаметром проходки и длиной до 1000 м продолжительность подготовительных работ составляет примерно для ННБ – одну неделю, для микротоннелирования несколько недель, а процесс бурения и протаскивание трубопровода для ННБ – 3-6 недель, для микротоннелирования – 4-9 недель [23].

Грунт, в котором прокладывается переход, позволяет применить как ННБ, так и микротоннелирование. При микротоннелировании трубопровод, безусловно, более защищен от воздействия окружающей среды, однако, место

					Выбор оптимального метода строительства подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

производства работ является незаселенной территорией и воздействие человеческого фактора в процессе эксплуатации минимально.

Рассмотрев подробно все аспекты сравнения ННБ и микротоннелирования можно сделать вывод, что ННБ больше подходит для выполнения работ:

- продолжительность строительства существенно ниже при ННБ;
- с экономической точки зрения ННБ является более подходящим методом;
- микротоннелирование приблизительно на 40 % дороже ННБ.

					Выбор оптимального метода строительства подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

5 Технология строительства методом ННБ

Технологические операции при строительстве подводного перехода выполняются в следующей последовательности:

- устройство строительных площадок;
- устройство амбаров-шламоприемников для строительства методом ННБ;
- монтаж бурового оборудования для бурения скважины;
- сборка, сварка, контроль, подлежащего протаскиванию, изоляция стыков со всеми сопутствующими работами;
- бурение, расширение и калибровка скважины для прокладки;
- протаскивание;
- переработка и вывоз на утилизацию оставшегося бурового раствора. – засыпка амбаров-шламоприемников
- монтаж береговых участков с бровки и врезка в существующий;
- врезка нового участка в действующий существующий;
- демонтаж существующего, заменяемого участка;
- проведение работ по рекультивации временной полосы отвода.

5.1 Подготовительные работы

Подготовительные работы включают в себя:

- оформление допускных и разрешительных документов в установленном порядке;
- сдача-приемка геодезической разбивочной основы и проведение геодезических разбивочных работ, (уточнение и закрепление на местности существующих подземных коммуникаций, геодезическая разбивка оси трассы проектируемых трубопроводов);

					Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Хабибулин В.В.</i>			<i>Технология строительства методом ННБ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>					38	74
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

- отвод территории для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства строительных работ;
- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов;
- расчистка полосы отвода от леса и кустарника;
- организация временного строительного хозяйства, решение вопросов быта рабочих;
- сооружение временных дорог, обустройство проездов через коммуникации;
- обустройство временных площадок складирования строительных материалов, мест для размещения временных зданий и сооружений, мест базирования и ремонта строительной техники;
- устройство площадок монтажа бурового оборудования и дюкера, шламоприемников;
- организация системы связи;
- уведомление органов Государственного пожарного надзора и землепользователей, а также владельцев пересекаемых и проложенных в едином техническом коридоре коммуникаций о начале и сроках проведения работ [23].

5.2 Основные работы

- устройство основания под буровую установку;
- монтаж буровой установки для прокладки основной и резервной нитки;
- монтаж вспомогательного технологического оборудования;
- сварка трубопровода (основная и резервная нитка);
- контроль качества сварных стыков;
- нанесение изоляции на сварные стыки (труба в заводской изоляции) и контроль сплошности изоляционного покрытия;

					Технология строительства методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

калибратора диаметром 600 мм (выбор диаметра калибратора определяется в процессе выполнения работ ННБ) перед протаскиванием дюкера. При расширении скважины следует учитывать неблагоприятные грунтовые условия и протяженность перехода. Если в процессе прохода расширителя, на отдельных участках, будут значительно увеличиваться тяговые усилия и вращающий момент следует протаскивать его два раза.

Окончательное решение по выбору схемы расширения, применяемых расширителей по диаметру, их количеству и последовательности протаскивания может корректироваться в процессе выполнения работ по ННБ. Скважина считается подготовленной к протягиванию трубопровода после достижения проектного значения ее диаметра и длины. При расширении используется расширитель бочкового типа с породоразрушающими наконечниками из твердосплавных материалов, которые равномерно распределены по цилиндрическим и лобовым поверхностям расширителя. Для укрепления свода скважины и проверки проходного сечения перед протаскиванием дюкера необходимо выполнить предварительный проход бочкообразного расширителя (калибратора).

С целью дополнительной очистки скважины от разбуриваемой породы, а также для формирования на стенках скважины фильтрационной корки, имеющей низкий коэффициент трения, и проверки проходного сечения перед протаскиванием дюкера, необходимо выполнить предварительный проход скважины цилиндрическим калибратором [27].

Протаскивание трубопровода

К моменту протаскивания трубопровода должны быть выполнены следующие работы:

- проведено гидравлическое испытание трубопровода на монтажной площадке (I этап);
- нанесены термоусаживающиеся манжеты на кольцевые сварные стыки;
- рабочий трубопровод уложен на роликовые опоры;
- площадка в точке входа трубы в скважину спланирована.

					Технология строительства методом ННБ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Непосредственно к дюкеру необходимо приварить оголовок из комплекта оборудования ННБ, содержащий шарнирное соединение (вертлюг). Для протаскивания трубопровода следует использовать роликовые опоры и трубоукладчики. Трубопровод уложить на роликовые опоры соосно пробуренной скважине. Расстояние между опорами определено, исходя из максимальной грузоподъемности опор. Схема расстановки опор при протаскивании трубопровода в грунтовую скважину выполнена согласно проекта.

Укладку трубопровода на направляющие опоры выполнять трубоукладчиками, используя мягкие полотенца, с соблюдением всех правил, обеспечивающих сохранность труб и изоляции. Роликовые опоры и стрелы трубоукладчиков должны быть отрегулированы по высоте так, чтобы радиус кривизны спускового пути не превысил допустимый радиус упругого изгиба трубопровода и обеспечивал требуемый угол входа трубопровода в устье скважины при протаскивании.

Высота роликовых опор на 1-ом (начальном) участке трубопровода, на входе в скважину, выбрана таким образом, что вход трубопровода в грунт происходит с наименьшим сопротивлением и под заданным углом. При протаскивании необходимо выдерживать допустимый радиус кривизны трубопровода. Заданный вертикальный угол входа трубопровода в скважину достигается за счет высоты подъема трубопровода трубоукладчиками. В процессе протаскивания для сопровождения трубопровода в скважину необходимо использовать трубоукладчики с троллейными подвесками для поддержания начального участка трубопровода, придания трубопроводу заданной кривизны и для обеспечения движения в процессе протаскивания, 1 трубоукладчик используется для поддержания «хвоста» трубопровода.

Роликовые опоры и трубоукладчики должны быть расположены строго в створе буровой скважины.

К переднему концу рабочей плети приваривается оголовок дюкера, воспринимающий тяговое усилие. Головная часть трубопровода перед

					Технология строительства методом ННБ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

протаскиванием должна быть установлена в створе перехода таким образом, чтобы был обеспечен угол ее входа в скважину, равный углу выхода пилотной скважины. Для обеспечения этого условия в створе перехода плеть трубопровода поддерживают под заданным углом на троллейных подвесках с обрезиненными роликами с помощью трубоукладчиков.

Протаскивание трубопровода осуществляется втягиванием колонны буровых труб «на себя», до выхода оголовка трубопровода на поверхность в точке забуривания у буровой установки.

При протаскивании необходимо соблюдать правила, обеспечивающие сохранность трубы и изоляции. Проводить постоянный обход дюкера, с целью контроля перемещения трубы по роликовым опорам. При протаскивании трубопровода, для снижения тяговых усилий, за счет уменьшения силы трения между трубопроводом и стенками скважины рекомендуется применение смазывающей добавки.

Контроль качества при ННБ

Присоединение каждой буровой штанги к буровой колонне во избежание возникновения аварийных ситуаций, должно сопровождаться тщательным осмотром всей поверхности буровой трубы и особенно резьбовых соединений. В результате осмотра буровой трубы, имеющие трещины и сколы на теле трубы и резьбовых соединениях, бракуются и не применяются при производстве работ по своему прямому назначению. Отбраковке также подлежат искривленные трубы и трубы с неотчетливым переходом основного тела трубы в замковую часть.

Перед началом проходки пилотной скважины проверяют направление вращения породоразрушающего инструмента. Во время проходки оператор обязан контролировать угол наклона скважины, азимут и угол положения отклонителя по соответствующему прибору. При необходимости следует производить корректировку. Показания системы навигации производят через каждые 5 метров проходки. На их основе с помощью буровых таблиц строится фактическая траектория проходки.

						Технология строительства методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			43

Усилие проходки и протаскивания рабочего трубопровода контролируется по величине давления на манометре гидросистемы подачи масла в гидроцилиндры проходческой установки. Гидравлические параметры промывочной жидкости (давление, расход) контролируются по показаниям манометров, установленных на напорных линиях.

Все технические параметры проходки заносятся в журнал буровых работ.

					Технология строительства методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

6 Расчетная часть

Таблица 5.1 – Исходные данные.

Параметр	Обозначение	Величина
Наружный диаметр трубопровода, м	D_H	0,72
Рабочее давление, МПа	P	6,3
Временное сопротивление, МПа	$\sigma_{вр}$	510
Предел текучести, МПа	σ_T	380
Коэффициент надежности по материалу	k_1	1,34
Коэффициент надежности по материалу	k_2	1,15
Коэффициент условий труда	m	0,75
Коэффициент надежности по назначению	k_H	1,00
Коэффициент Пуассона	μ	0,3
Модуль упругости	E	$2,06 \cdot 10^5$

6.1 Расчет толщины стенки нефтепровода

Вычисление толщины стенки по формуле [2]:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} \quad (1)$$

где $n = 1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке (согласно СП 36.13330.2012);

					Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Хабибулин В.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				45	74
Консульт.					<p style="text-align: center;">Расчетная часть</p> <p style="text-align: center;">ТПУ гр. 2Б4Б</p>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

P – рабочее давление трубопровода;

D_H – наружный диаметр трубы;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению;

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (2)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимаемое равным минимальному значению временного сопротивления;

m_0 – коэффициент, учитывающий условия, в которых трубопровод работает;

k_1 – коэффициент надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$$R_1 = \frac{510 \cdot 0,75}{1,34 \cdot 1} = 248,2 \text{ МПа},$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 0,72}{2 \cdot (248,2 + 1,15 \cdot 6,3)} = 0,0102 \approx 10 \text{ мм}.$$

Делаем припуск с учетом коррозии и неравномерности проката 3мм, тогда $\delta = 13$ мм.

При продольно-осевых сжимающих напряжениях толщину стенки рассчитывают по формуле [2]:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}, \quad (3)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле [2]:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{пр}N}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{пр}N}|}{R_1}, \quad (4)$$

где $\sigma_{\text{пр}N}$ – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, она зависит от расчетных нагрузок и воздействий, при этом учитываются упругопластическая работы металла труб, напряжение определяется по следующей формуле [2]:

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

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

					Расчетная часть	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

Δt – расчетный температурный перепад.

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

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 248,2}{1,16 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 31,16 \text{ град}; \quad (6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 248,2}{1,16 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 72,71 \text{ град}; \quad (7)$$

В расчетах используется максимальный температурный перепад, т.е. 72,71 градуса. Тогда осевые продольные сжимающие напряжения:

$$\sigma_{прN} = -1,16 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 72,71 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 0,72 \cdot 6,3}{2 \cdot 0,013} = -112,72 \text{ МПа}$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-112,72|}{248,2}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-112,72|}{248,2} = 0,692$$

Так как присутствуют продольные напряжения, расчетная толщина стенки пересчитывается:

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 0,72}{2 \cdot (248,2 \cdot 0,692 + 1,15 \cdot 6,3)} = 0,014$$

Толщина стенки после учета припуска 3 мм – 17 мм.

6.2 Проверка прочности трубопровода

Согласно СП 36.13330.2012 ведется проверка прочности трубопроводов:

$$|\sigma_{прN}| \leq \psi_2 \cdot R_2, \quad (8)$$

где $|\sigma_{прN}|$ – максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двусное напряженное состояние металла труб.

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_2},$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m_0}{k_2 \cdot k_H} = \frac{380 \cdot 0,75}{1,15 \cdot 1,15} = 285,50 \text{ МПа}; \quad (9)$$

					Расчетная часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 692}{2 \cdot 17} = 147,46 \text{ МПа}; \quad (10)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{147,46}{215,5}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{147,46}{215,5} = 0,46;$$

В результате расчетов выполняем проверку прочности:

$$|-112,72| \leq 0,46 \cdot 215,5$$

$$|-112,72| \leq 131,33$$

Условие прочности трубопровода выполняется.

6.3 Проверка на пластические деформации трубопровода

Расчет трубопровода на пластические деформации ведем согласно СП 36.13330.2012.

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}; \quad (11)$$

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}, \quad (12)$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} < 0$), по формуле [2]:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}}, \quad (13)$$

где $\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = \frac{6,3 \cdot 0,692}{2 \cdot 0,017} = 128,22 \text{ МПа} \quad (14)$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий, по формуле [2]:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot R} = 0,3 \cdot 128,22 - 1,16 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 31,19 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,72}{2 \cdot 900} = -118,39 \text{ МПа} \quad (14)$$

где R – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода,

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{128,22}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,15} \cdot 380} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{128,22}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,15} \cdot 380} = 0,68$$

Выполним проверку для предотвращения пластических деформаций:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}$$

$$128,22 \leq 275,36$$

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}$$

$$118,39 \leq 187,25$$

Выводы.

В ходе расчетов была установлена толщина стенки трубопровода (17 мм), также выполнены проверки на прочность и на пластические деформации трубопровода, Условия прочности ($|-112,72| \leq 131,3$) и предотвращения пластических деформаций ($28,22 \leq 275,36$; $118,39 \leq 187,25$) выполняются.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

7. Социальная ответственность

Обеспечение стабильного функционирования, надежности и безопасности магистральных нефтепроводов входит в ряд первоочередных задач при их строительстве и эксплуатации любой трубопроводной системы.

С точки зрения эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов к участкам с повышенным риском эксплуатации можно отнести переходы через естественные и искусственные преграды.

Сейчас почти любая трубопроводная сеть пересекает различного рода водные преграды. Подводные переходы магистральных нефтепроводов относятся к наиболее ответственным участкам этих сооружений. Даже самые незначительные дефекты, повреждения подводных переходов приводят к тяжким экологическим последствиям, поэтому к надежности ППМН предъявляются высокие требования.

7.1 Производственная безопасность

Таблица 5.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [3]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Подготовительные работы: 1. Земляные работы 2. Устройство площадок монтажа бурового оборудования и дюкера, шламоприемников; 3. Сооружение подъездных путей; 4. Организация связи ремонтной бригады. ;	1. Отклонение параметров микроклимата при полевых работах; 2. Повышенный уровень шума;	1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Ожоги при сварке; 3. Поражение электрическим током;	ГОСТ 12.0.003-2015 ГОСТ 12.2.061-81 ГОСТ Р 12.1.009-2009 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.003-83

					Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Хабибулин В.В.			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Цимбалюк А.Ф.					50	74
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

<p>Основные работы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Бурение, расширение и калибровка скважины для прокладки нефтепровода; 2. Протаскивание нефтепровода 3. Гидроиспытание нефтепровода; <p>Завершающие работы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Переработка и вывоз на утилизацию оставшегося бурового раствора; 2. Рекультивация почвы 	<p>3. Повреждения в результате контакта с насекомыми</p>		<p>ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.4.011-89 СниП П-12-77 СНиП 21-01-02-85 ГОСТ 12.2.032-78</p>
---	--	--	--

7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Отклонение параметров микроклимата

Работы проводились в летнее время года, в период с 20.06.16 по 12.08.16. Микроклимат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура в Республике Коми составляет в среднем +25 °С. Работать при такой температуре не запрещено.

Так как рассмотренный выше капитальный ремонт газопровода запланирован в летний период, то возможны перегревания организма. Повышенная температура воздуха рабочей среды характерна также для выполнения сварочных работ.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты такие как кепки.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

2. Повышенный уровень шума

Источниками шума в полевых условиях являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности объектов (при ведении сварочных работ источниками шума являются пневмоприводы, вентиляторы, плазмотроны, источники питания и др.), установка наклонно-направленного бурения, используемого транспорта. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами и ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Средства коллективной защиты разрабатываются согласно СНиП П-12-77:

- Снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- Глушители.

Средства индивидуальной защиты:

- Ушные вкладыши;
- Противошумный шлем;
- Наушники.

3. Повреждения в результате контакта с насекомыми

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. Также, при проведении ремонтов необходимо:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

- иметь противоэнцефалитную одежду;
- проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день.

При заболевании энцефалитом происходит поражение центральной нервной системы. [25].

7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

1. Движущиеся машины и механизмы

В полевых условиях при прокладке подводного перехода возможность получения механических травм при работе машин и механизмов (экскаваторов, бульдозеров, автокранов, труборезных машин) очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо строго соблюдать технику безопасности.

До начала работ.

1) До начала работ, оформить наряды–допуска на проведение газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности.

2) Провести внеочередной инструктаж всем членам бригады по безопасным методам и приёмам ведения газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрывопожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в Журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным Планом производства работ до начала работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности, отраженных в разделе;

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						53
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3) До начала работ установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

4) После доставки и расстановки всё электрооборудование, жилые вагоны, электрические аппараты следует заземлить;

5) Проверить взрывозащиту и изоляцию применяемого оборудования.

На весь период работ.

1. В зоне производства работ организовать места для приема пищи, отдыха и санитарно – гигиенические зоны. Жилой городок расположить на расстоянии не менее 250 м от места производства работ;

2. Перед началом работ в приемке переносным газоанализатором АНТ–2М проверить уровень загазованности воздушной среды согласно разделу. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам (для нефти 0,01 % об. Или 300 мг/м³), при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³;

3. При сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями;

4. Всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения;

5. Проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.).

2. Ожоги при сварке

Интенсивность излучения сварочной дуги в оптическом диапазоне и его спектральный состав зависят от мощности дуги, применяемых сварочных

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

материалов, защитных и плазмообразующих газов и т.п. При отсутствии защиты возможно поражение органов зрения (электроофтальмия, катаракта и т.п.) и кожных покровов (эритемы, ожоги и т.п.).

Физическая нагрузка на верхние конечности возникают при ручном методе сварки, наплавки и резки металлов и зависит от массы и формы электрододержателей, горелок, резаков, гибкости и массы шлангов, проводов, длительности непрерывной работы. В результате перенапряжения могут возникать заболевания нервно-мышечного аппарата плечевого пояса. [24]

В качестве защиты от повышенной яркости необходимо глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром.

Для снижения влияния физических нагрузок необходимо соблюдение режима труда и отдыха, а также использование облегченного рабочего инструмента.

Сварку труб производят ручной электродуговой сваркой. Для ручной электродуговой сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика:

- поражение электрическим током при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи;
- ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке;
- взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ;
- травмы механического характера при подготовке трубопровода к сварке и в процессе сварки.

Для защиты от данного опасного фактора необходимо проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.). Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками. Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

средствами пожаротушения. Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители.

2. Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке. Безопасное напряжение соответствует 50 В. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- При прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- При однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- 1) поражение электрическим током;
- 2) пребывание в шоковом состоянии;
- 3) ожоги;
- 4) нервное и эмоциональное расстройство;
- 5) смертельный исход.

Общие требования и номенклатура защиты разрабатываются согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

Защита от электрического тока делится на два типа:

1. Коллективная:

- применение плакатов и знаков безопасности для предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током;
- Изоляция;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

- Заземление устанавливается по ГОСТ 12.1.030-81;
 - Ограждение
2. Индивидуальная:
- Применение диэлектрической обуви, резиновых диэлектрических перчаток;
 - Использование диэлектрических резиновых ковров;
- Мероприятия по созданию безопасных условий:
- инструктаж персонала;
 - аттестация оборудования;
 - соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

7.2 Экологическая безопасность

Воздействие на атмосферу и мероприятия по ее охране

Уровень загрязнения атмосферы в период проведения работ характеризуется объемом, температурой и скоростью выброса, концентрацией загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Оценка состояния воздушного бассейна проводится методом сравнения реальных (прогнозируемых) концентраций загрязняющих веществ, создаваемых выбросами источников их выделения, с предельно допустимыми концентрациями.

В период проведения работ основными процессами, во время которых выделяются в атмосферу загрязняющие вещества, являются погрузо-разгрузочные операции при складировании сыпучих строительных материалов, работа двигателей строительных машин, механизмов и автотранспорта, сварочные и окрасочные работы, заправка строительной техники и опорожнение газопровода в период проведения демонтажных работ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период проведения работ предусмотрены следующие мероприятия:

- исключение применения в процессе производства работ веществ и строительных материалов, не имеющих сертификатов качества;
- запрещение разведения костров и сжигания любых видов материалов и отходов;
- контроль соблюдения технологических процессов с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющих веществ;
- запрещение использования оборудования, выбросы которого превышают нормативно-допустимые;
- исключение использования материалов и веществ на рабочей площадке, выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества, неприятные запахи и т.п.;

В целях уменьшения загрязнения воздушного бассейна продуктами сгорания топлива в двигателях внутреннего сгорания строительной и транспортной техники, проводятся следующие мероприятия:

- комплектация парка техники строительными машинами с силовыми установками, обеспечивающими минимальные удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- осуществление запуска и прогрева двигателей транспортных средств строительных машин по утвержденному графику с обязательной диагностикой выхлопа загрязняющих веществ;
- запрет на оставление техники, не задействованной в технологии строительства, с работающими двигателями;
- движение транспорта по запланированной схеме, недопущение неконтролируемых поездок;
- контроль топливной системы механизмов, а также системы регулирования подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание.

Воздействие на гидросферу и мероприятия по ее охране

Ключевым элементом в области снижения влияния объектов производства на водные ресурсы является уменьшение забора воды и качество процедур по очистке воды. Работы по прокладке подводного перехода

					Социальная ответственность	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предполагается проводить на левом и правом берегах реки в прибрежной и водоохранной зонах.

Забор воды из поверхностного водного объекта предусматривается для бурового раствора и проведения гидроиспытаний. Истощение водного объекта не предполагается ввиду небольшого забора воды для выполнения работ относительного общего объема акватории. Также, согласно Водному кодексу РФ, истощение водного объекта предполагает систематическое сокращение запасов и ухудшения качества вод, чего при выполнении работ не происходит. Сброс стоков в поверхностный водный объект не предусматривается.

Для предупреждения и ликвидации последствий негативного воздействия на грунтовые воды и поверхностные водные объекты при производстве работ предусматривается:

- оснащение строительных площадок инвентарными контейнерами для сбора и временного хранения строительных отходов;
- устройство площадки с твердым покрытием и лотками для сбора случайных проливов топлива в местах заправки техники;
- недопущение смыва ГСМ на строительных площадках;
- использование биотуалета на стройплощадке в период проведения ремонтных работ.

Воздействие на кормовые запасы водных биологических ресурсов

В соответствии с действующим законодательством, при осуществлении работ на водных объектах рыбохозяйственного значения, в пределах водоохраных зон и водосборных (речных) бассейнов, которым был причинен ущерб, должны предусматриваться и осуществляться мероприятия по возмещению утраченной ихтиомассы.

Воздействие на литосферу и мероприятия по ее охране

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Характер изменения природных условий заключается, главным образом, в изменении условий теплообмена системы грунт – атмосфера в местах устройства защитных сооружений.

Воздействие на территорию может оказывать неорганизованный проезд техники, проведение ремонтных и других видов работ вне предназначенных для этих целей мест, а также неорганизованное размещение различных строительных отходов.

По видам угодий вся площадь отвода состоит из сенокоса и земель, занятых лесом. При выполнении работ негативное воздействие на недра оказано не будет. Сбор, накопление, хранение и первичная переработка отходов являются неотъемлемой составной частью технологических процессов, в ходе которых они образуются. За негативное воздействие на земельные ресурсы при образовании, складирование и утилизации отходов при строительстве, определены платежи в денежном выражении и представлены платой за размещение отходов.

Основными мероприятиями по сбору отходов и условиям временного хранения являются:

- установка контейнеров на площадке производства работ в период проведения строительно-монтажных работ для сбора отходов;
- своевременный вывоз отходов в места утилизации;
- оборудование мест для временного хранения отходов;
- отдельный сбор и хранение отходов по классам опасности.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Существует два вида сценариев развития возможной ЧС: наиболее вероятный и с наибольшими последствиями. Для ЧС с разливом нефти наиболее вероятно протекание ЧС без воспламенения, в этом случае образуется облако опасных для человека концентраций паров нефти. Сценарий с наибольшими последствиями менее вероятен, но влечет за собой большие потери - это пожар или взрыв пролива нефти.

При возникновении ЧС сотрудник должен:

- обезопасить собственную жизнь и помочь другим сотрудникам;
- оповестить диспетчера о месте, времени и характере возникновения ЧС, приблизительное количество пострадавших, а также свою фамилию;
- принять меры по эвакуации людей, тушению пожара и сохранности материальных ценностей.

Диспетчер путем телефонной связи быстрого набора связывается с оперативным дежурным Главного управления МЧС России по области и с оперативно-дежурной сменой, которые выделяют средства и направляют их в зону ЧС. Сбор руководящего персонала, при аварии, предусмотрен в кабинете

					Социальная ответственность	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

руководителя объекта в течении 20 минут. Для беспрепятственного ввода и передвижения на территорию проектируемого объекта аварийно-спасательных сил для ликвидации ЧС предусмотрены существующие постоянно действующие грунтовые подъезды.

Решение проблем безопасности обеспечивается целым комплексом мероприятий. К таким мероприятиям в первую очередь относятся:

- нормативно-правовое регулирование безопасности;
- непрерывное повышение технического уровня эксплуатации, развитие средств автоматизации и методов слежения;
- развитие системы диагностики технического состояния и прогнозирования остаточного ресурса;
- совершенствование организации контроля и надзора за безопасностью трубопроводного транспорта.

При всех возникших ЧС персонал, не участвующий в ликвидации последствий должен эвакуироваться согласно утвержденному плану. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение персонала действиям во время чрезвычайных ситуаций.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Производственный контроль является составной частью системы управления производственной безопасностью и осуществляется путем проведения комплекса мероприятий.

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. Сидячие рабочие места сотрудников оборудованы согласно ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Конструкцией рабочего места обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто»

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля. При проектировании оборудования и организации рабочего места учтены антропометрические показатели мужчин (работают только мужчины).

Для обеспечения безопасности организационными мерами предусмотрено: наличие собственного подразделения для ликвидации аварии; проведение аттестации работников в соответствии с законодательством РФ; оснащение специальными техническими средствами; разработка планов ликвидации аварии и другие.

В соответствии с трудовым кодексом РФ, работникам, занятым на работах с вредными и опасными условиями труда, полагается:

- Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск, минимальная продолжительность которого составляет 7 дней. При работе в районах Крайнего Севера и приравненных к ним - 24 календарных дня.
- Оплата в повышенном размере, в зависимости от условий труда, но не менее 4% от тарифной ставки. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем с учетом мнения представительного органа;
- Ежегодное бесплатное лечение и оздоровление.

Согласно статьям 315, 316, 317 Трудового кодекса РФ оплата труда работников в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате, утверждаемых нормативными актами правительства РФ, а также нормативными актами субъектов РФ.

Выполнение всех работ возможно только мужчинами в возрасте от 18 лет, женщины на место проведения огневых работ не допускаются.

На работах с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты. Выдача работникам по установленным нормам молока или других

					Социальная ответственность	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

равноценных пищевых продуктов по письменным заявлениям работников может быть заменена компенсационной выплатой в размере, эквивалентном стоимости молока или других равноценных пищевых продуктов.

Перевозка в медицинские организации или к месту жительства работников, пострадавших от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также по иным медицинским показаниям производится транспортными средствами работодателя либо за его счет.

При причинении сотруднику производственной травмы по вине производства, организация обязана осуществить выплаты в размере, указанном в коллективном договоре.

Нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю, но работодатель, в соответствии с 103 статьей Трудового кодекса РФ, может устанавливать сменный график работы.

					Социальная ответственность	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Буровая бригада является основным производственным звеном при проводке скважины и состоит из нескольких вахт. Бригада состоит из 24-26 человек, возглавляет бригаду буровой мастер.

Численный и квалификационный состав буровой бригады определяется согласно действующих норм обслуживания одного бурового станка.

На месторождении буровые бригады работают вахтовым методом. В буровой бригаде работы ведутся двумя вахтами:

- первая вахта находится непосредственно на рабочем месте
- вторая вахта находится на отдыхе.
- Численность рабочих дней - 28.
- Работы ведутся в две смены по 9 часов.

8.1 Расчет затрат на производство работ

Затраты, в зависимости от содержания формируются по следующим элементам:

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода		
Разраб.		Хабибулин В.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				65	74
Консульт.					ТПУ гр. 254Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

Расчет материальных затрат

Таблиц 6.1 – расчет материальных затрат

Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
Внутренний центратор	Шт.	2	21000	42000
Передвижная сварочная установка	Шт.	2	186000	372000
Передвижная электростанция	Шт.	1	500000	500000
Наполнительный агрегат	Шт.	1	132000	132000
Газоанализатор	Шт.	1	5250	5250
Буровая установка	Шт.	1	30000000	30000000
Машина для резки труб	Шт.	1	12000	12000
Насос	Шт.	10	5200	52000
Бентонит	т	238	23000	5474000
ГСМ	т	60	35000	2100000
ИТОГО				38689250

Расчет амортизационных отчислений

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

					Лист
					66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Таблица 6.2 – расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количес тво	Балансо вая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Внутренний центратор	2	42000	8	3360
Передвижная сварочная установка	2	372000	10	37200
Передвижная электростанция	1	500000	10	50000
Наполнительный агрегат	1	132000	9	11880
Газоанализатор	1	5250	10	525
Буровая установка	1	30000000	8	2400000
Машина для резки труб	1	12000	10	1200
Насосы	10	52000	9	4680
ИТОГО				2508845

Расчет затрат на оплату труда:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции;
- надбавки по районным коэффициентам за работу в районах Крайнего Севера.

Таблица 6.3 – расчет заработной платы

Должность	Кол-во	Разряд	Тарифная ставка, руб./час.	Тарифный фонд, ЗП, руб.	Северный и районный коэф., 50%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер	1	7	160	161280	80640	241920
Бурильщик	2	7	120	241920	120960	362880
Первый помощник	2	6	115,75	233352	116676	350028
Второй помощник	2	5	100,35	202305,6	101152,8	303458,4
Третий помощник	2	5	100,35	202305,6	101152,8	303458,4
Машинист буровых установок	2	5	110,5	222768	111384	334152
Сварщик	1	6	98,7	99489,6	49744,8	149234,4
Электрик	2	6	95,3	192124,8	96062,4	288187,2
Слесарь	2	6	110,5	222768	111384	334152
Иные работники	6	-	100	604800	302400	907200
Итого						3574670

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при теплоизоляционных работ.

Таблица 6.4 – расчет страховых взносов

Должность	Кол-во	Заработная плата, руб	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР (22%)	Всего, руб.
Мастер	1	241920	7015,68	12337,92	53222,4	72576
Бурильщик	2	362880	10523,52	18506,88	79833,6	108864
Первый помощник	2	350028	10150,81	17851,43	77006,16	105008,4

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Второй помощник	2	303458,4	8800,294	15476,38	66760,85	91037,52
Третий помощник	2	303458,4	8800,294	15476,38	66760,85	91037,52
Машинист буровых установок	2	334152	9690,408	17041,75	73513,44	100245,6
Сварщик	1	149234,4	4327,798	7610,954	32831,57	44770,32
Электрик	2	288187,2	8357,429	14697,55	63401,18	86456,16
Слесарь	2	334152	9690,408	17041,75	73513,44	100245,6
Иные работники	6	907200	26308,8	46267,2	199584	272160
Итого, руб.						1072401

Следовательно, затраты на оплату труда для рабочих и специалистов составят 3574670 руб. Отчисления на социальные нужды составляют 30% от фонда оплаты труда, что в денежном выражении равно 1072401 руб. Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда и, следовательно, равны 357 467 руб.

Таблица 6.5 – Сметная стоимость

Наименование затрат	Сумма, руб.
Спецоборудование	31115250
Материалы	7574000
Фонд оплаты труда	3574670
Отчисления на социальные нужды	1072401
Затраты на прочие расходы	357 467
Итого	43693788

Круговая диаграмма на рис. 1 наглядно отражает все основные затраты на проведение строительства ППМН.

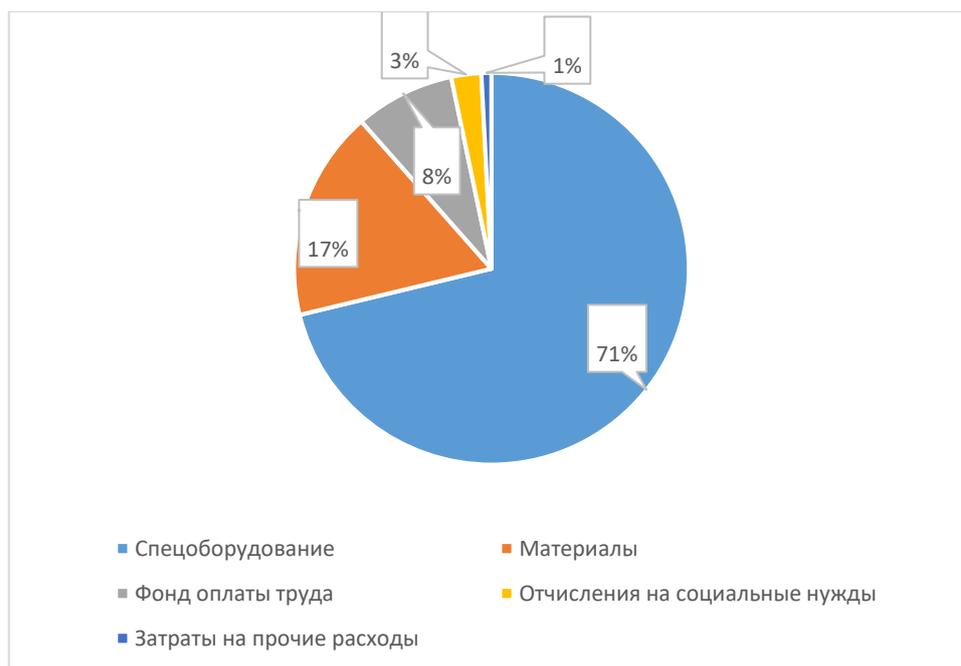


Рисунок 1 – Затраты в виде диаграммы

Вывод: На проведение строительства подводного перехода магистрального нефтепровода методом ННБ потребуется 43693788 рублей; наибольший удельный вес (71%) в структуре затрат на строительство подводного перехода занимают затраты на спецоборудование.

Заключение

В выпускной квалификационной работе были проанализированы траншейные и бестраншейные методы строительства подводного перехода магистральных нефтепроводов, выявлены их преимущества и недостатки.

Выбран оптимальный метод строительства подводного перехода магистрального нефтепровода Уса-Ухта через р. Печора.

Проведены технологические расчеты, в результате которых были получены: толщина стенки трубопровода, произведена проверка прочности трубопровода.

Выполнены расчеты по затратам на строительство подводного перехода методом наклонно-направленного бурения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода			
Разраб.		Хабибулин В.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					71	74
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 2Б4Б		

Список литературы

1. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменением N 2).
2. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N 1).
3. ВСН 010-88/Миннефтегазстрой «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы». М. ВНИИСТ, 1990.
4. ВСН 014-89/Миннефтегазстрой «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Охрана окружающей среды». М. ВНИИСТ, 1990.
5. Сальников А.В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна / А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агиней. – Ухта: УГТУ, 2008. – 108 с.
6. Мустафин Ф.М., Лаврентьев А.Е. Строительство подводных переходов трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения: Учеб. Пособие – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 208 с.
7. ВСН 31-81. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности. – М., 1981. – 6 с.
8. СП 48.13330.2011 Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004 (с Изменением N 1).
9. СП 68.13330.2017 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 3.01.04-87.
10. Шаммазов А.М., Мугаллимов Ф.М., Нефедова М.Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – М.: ООО "Недра- Бизнесцентр", 2000. – 237 с.

					Выбор оптимального метода строительства подводного перехода магистрального нефтепровода			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Хабибулин В.В.			Список литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Цимбалюк А.Ф.					72	74
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б4Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

11. РД 39-0147-103-345-86. «Инструкция по контролю при строительстве, приеме и эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов».
12. СП 108-34-97. Сооружение подводных переходов.
13. ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности
13. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения;
14. ГОСТ 17.1.3.3-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения;
15. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования подземных вод;
16. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования;
17. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
18. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. 69.ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. 70.Р 51-31323949-58-2000 Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности.
19. РД 102-011-89 Охрана труда. Организационно-методические документы. 72.РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше, утвержд. Министерством нефтяной и газовой промышленности.
20. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. 76.СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.
21. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования. 79.СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

22. СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.

23. Строительство переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия / З. З. Шарафутдинов [и др.]. — Новосибирск: Наука, 2013. — 339 с.

24. Промышленная безопасность и надежность магистральных трубопроводов / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа); Торгово-промышленная палата Российской Федерации (ТПП РФ); Национальный институт нефти и газа; под ред. А. И. Владимирова; В. Я. Киршенбаума. — Москва: Национальный ин-т нефти и газа, 2009. — 696 с.

25. Ясин Э.М. Надежность магистральных трубопроводов / Э.М. Ясин, В.Л. Березин, К.Е. Рашепкин – М.: Недра, 1972. – 184 с.

26. Бородавкин, Петр Петрович. Вопросы проектирования и эксплуатации подводных переходов нефте- и продуктопроводов / П. П. Бородавкин, О. Б. Шадрин, Д. А. Черняев. — Москва: ВНИИОЭНГ, 1966. — 92 с.

27. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство) / П.П. Бородавкин. – М.: Недра, 1982. – 384 с.

28. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий (теория и практика) / технический учебник-справочник. М., ПрессБюро №1, 2005.

					Список литературы	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		