

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
 продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода « XXXXXXXXXX » прокладкой новой линии методом наклонно- направленного бурения»

УДК 622.691.4.053:004.7(204.1)(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Севостьянов В.В.		01.06.2017

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н, доцент		01.06.2017

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Романюк В.Б.	к.э.н.		28.05.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		30.05.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О.зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		01.06.2017

Планируемые результаты обучения по программе бакалавриата

21.03.01 Нефтегазовое дело

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

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
 продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 И.О. зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Севостьянову Вячеславу Владимировичу

Тема работы:

«Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода « » прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	19.04.2017 г. №2819/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Анализ текущего состояния основной нитки подводного перехода магистрального газопровода « » через р. на _____ км и выбор наиболее оптимального метода его реконструкции; режим работы – непрерывный.</p> <p>Основные характеристики подводного перехода:</p> <p>Длина..... м</p> <p>Класс..... </p> <p>Диаметр..... мм</p> <p>Толщина стенки..... мм</p>
---	--

	Рабочее давление..... МПа Транспортируемая среда..... Температура газа в газопроводе..... °С Производительность..... млрд нм ³ /год
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Провести аналитический обзор современных методов реконструкции подводных переходов и выбрать наиболее оптимальную технологию применительно к объекту исследования. Выполнить технологические расчеты весовых характеристик трубопровода, тяговых усилий протаскивания трубопровода и проверку условий его прочности и устойчивости. Рассмотреть основные работы по реконструкции подводного перехода методом наклонно-направленного бурения. Рассчитать затраты на выполнение основных видов работ.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Технологическая схема подводного перехода; Продольные профили демонтируемого и прокладываемого участков газопровода.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б., доцент кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Грязнова Е.Н., инженер
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.12.2016 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н.		26.12.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Севостьянов В.В.		26.12.2016 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Севостьянову Вячеслав Владимировичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов для обеспечения выполнения работ по замене подводного перехода методом наклонно-направленного бурения.: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические ресурсы: материалы (■■■■ тыс. руб.); энергетические ресурсы представлены объемом работ механизаторов (■■■■ чел.-ч); финансовые ресурсы на строительство подводного перехода методом ННБ (■■■■ тыс. руб.); человеческие ресурсы: ■■ человека для сооружения линейной части, ■■ для прокладки ННБ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ).
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	На основании п. 1 ст. 58 закона № 212-ФЗ ставка для расчета отчислений во внебюджетные фонды составляет 30 % от фонда оплаты труда.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет нормативной продолжительности выполнения работ	Расчет необходимого времени для проведения прокладки подводного перехода и демонтажа существующего перехода. Суммарная продолжительность работ – ■■ месяцев.
2. Планирование и формирование бюджета строительных работ	В рамках планирования и формирования бюджета были оценены: - затраты на оплату труда; - отчисления в социальные нужды - затраты на материалы; - эксплуатационные затраты на обеспечение работоспособности машин и механизмов. Результатом формирования бюджета является составление сметного расчет работ с общей стоимостью всех работ (■■■■ тыс. руб.) Результатом планирования выполнения всех работ является составление графика выполнения работ.

Перечень графического материала:

1. Линейный календарный график выполнения работ
2. Сводный сметный расчет затрат
3. Структура затрат

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2017 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		07.03.2017г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Севостьянов Вячеслав Владимирович		07.03.2017г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Севостьянову Вячеславу Владимировичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</u>

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является подводный переход магистрального газопровода. Исследования могут применяться при выполнении работ по прокладке и капитальному ремонту подводного перехода магистрального газопровода.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты) 	<p>Выявить факторы рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующие процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений (метеоусловия, освещение, шумы, вибрация, вредные вещества, физические нагрузки); – опасных проявлений (механическая природа, термические проявления, электрические, пожарная и взрывная природа). <p>Выявить работы, которые могут стать источниками вредных производственных факторов.</p> <p>Определить нормативные значения действия вредных и опасных факторов на организм человека и методы уменьшения воздействия на организм.</p> <p>Предложить мероприятия по уменьшению воздействия каждого из факторов.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Выполнить анализ воздействия выполняемых работ на объекты атмосферы, гидросферы и литосферы.</p> <p>Определить возможности негативного воздействия на селитебную зоны и мероприятия по его минимизации.</p> <p>Предложить мероприятия по уменьшению воздействия выполняемых работ на атмосферу, гидросферу и литосферу.</p>

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Определить возможные ЧС и возможные причины их возникновения.</p> <p>Рассмотреть основные сценарии возникновения ЧС и их последствия. Определить наиболее вероятный сценарий.</p> <p>Предложить меры по обеспечению безопасности сотрудников и минимизации вероятности возникновения наиболее вероятной ЧС.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Привести характерные для выполняемой производственной деятельности нормы трудового законодательства, требования к продукции и материалам, с которым непосредственно контактирует человек, и которые могут нанести ущерб здоровью.</p> <p>Нормативно-правовые документы, в соответствии с которыми необходимо проводить контроль обеспечения безопасности сотрудников.</p>
<p>Перечень расчетного и графического материала</p>	<p>Расчет платежей за негативное воздействие на земельные ресурсы.</p> <p>Расчет платежей на захоронение отходов.</p> <p>Расчет воздействия на водные биоресурсы и затраты на компенсационные мероприятия</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.04.2017 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		05.04.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Севостьянов Вячеслав Владимирович		05.04.2017

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи слушателем выполненной работы:	01.06.2017 г.
---	---------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.01.2017	<i>Введение</i>	5
21.01.2017	<i>Обзор литературы</i>	10
10.02.2017	<i>Характеристика местоположения подводного перехода магистрального газопровода « ██████████ »</i>	6
18.02.2017	<i>Анализ состояния подводного перехода на текущий момент времени</i>	7
28.02.2017	<i>Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода</i>	7
01.03.2017	<i>Расчетная часть</i>	15
21.03.2017	<i>Организация строительства подводного перехода</i>	5
01.04.2017	<i>Основные работы по замене подводного перехода методом наклонно-направленного бурения</i>	10
10.04.2017	<i>Контроль качества выполненных работ</i>	6
20.04.2017	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	8
25.04.2017	<i>Социальная ответственность</i>	8
10.05.2017	<i>Заключение</i>	5
25.05.2017	<i>Презентация</i>	8
	<i>Итого</i>	<i>100</i>

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н.		01.06.2017

СОГЛАСОВАНО:

И.О. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		01.06.2017

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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.

Магистральный газопровод: трубопровод, предназначенный для транспортирования природного газа из районов добычи к пунктам потребления.

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.

Подводный переход магистрального газопровода: особый конструктивный элемент линейной части магистрального трубопровода, который представляет собой гидротехническую систему сооружений одного или нескольких трубопроводов, пересекающую водную преграду.

Пойма: часть дна речной долины, заполняемая в половодье или во время паводка.

					Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода « XXXXXXXXXX » прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Севостьянов В.В.		01.06.17	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	1	162
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
И.О. зав.каф.		Бурков П.В.		01.06.17		Группа 2БЗБ		

Пойменный участок перехода: участок, с одной стороны ограниченный горизонтом низких вод 95%-й обеспеченности, с другой – границами перехода.

Русловой участок перехода: участок, ограниченный горизонтом низких вод 95%-й обеспеченности.

Техническое обслуживание: комплекс операций по поддержанию работоспособности трубопроводов и входящих в его состав устройств при эксплуатации.

Электрохимическая защита: защита металла от коррозии. Основанная на зависимости скорости образования коррозии от электродного потенциала.

Условные обозначения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения

Условные обозначения	Наименование	Условные обозначения	Наименование
D	диаметр, м	P	давление, Па
δ	толщина стенки, мм	R	радиус упругого изгиба, м
g	ускорение свободного падения, м ² /с	ρ	плотность газа, кг/м ³
$q_{т.и}$	вес трубопровода с изоляцией, Н/м	F	площадь поперечного сечения трубы, см ²
T	тяговое усилие протаскивания, Н	I	момент инерции сечения трубопровода, м ⁴
α	коэффициент линейного расширения металла трубы	E	переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа

Сокращения:

ГНВ – горизонт низких вод;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

ИГЭ – инженерно-геологический элемент;

ИТР – инженерно-технический работник;

КИП – контрольно-измерительный пункт;

МГ – магистральный газопровод;

МТН – микротоннелирования;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		2

МТР – материально-технические ресурсы;
ННБ – наклонно-направленное бурение;
НТД – нормативно-техническая документация;
ПОС – проект организации строительства;
ПП – подводный переход;
ППМГ – подводный переход магистрального газопровода;
ППР – проект производства работ;
СДТ – соединительные детали труб;
СИЗ – средства индивидуальной защиты;
СРГ – средний рабочий горизонт;
ТО – техническое обслуживание;
ЧС – чрезвычайная ситуация;
ЭХЗ – электрохимическая защита.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Основные требования.

ГОСТ 20522-2012 Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний.

ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация.

ГОСТ 27751-2014 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения.

ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		3

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 161 страница, 20 рисунков, 28 таблиц, 92 источника, 6 приложений.

Ключевые слова: магистральный газопровод, подводный переход, наклонно-направленное бурение, надежность, бестраншейные технологии, тяговое усилие, капитальный ремонт, контроль качества, водные преграды, протаскивание трубопровода.

Объектом исследования является: Подводные переход магистрального газопровода «XXXXXXXXXX» через р.XXXXXX

Цель работы - Выбор и реализация оптимальной технологии реконструкции основной нитки подводного перехода через р.XXXXXX магистрального газопровода «XXXXXXXXXX».

В процессе исследования проводились: аналитический обзор современных методов реконструкции подводных переходов и выбор наиболее оптимальной технологии применительно к объекту исследования; расчеты весовых характеристик трубопровода, тяговых усилий протаскивания трубопровода и проверка условий его прочности и устойчивости; рассматривались основные виды работ по реконструкции подводного перехода методом наклонно-направленного бурения.

В результате исследования: выбран наиболее оптимальный и целесообразный метод реконструкции подводного перехода; выполнены технологические расчеты весовых характеристик трубопровода, тяговых усилий протаскивания трубопровода и проверка условий его прочности и устойчивости; описана технология сооружения подводного перехода методом наклонно-направленного бурения; определена сметная стоимость работ.

Область применения: газотранспортные системы природного газа.

Экономическая эффективность/значимость работы. Определение сметной стоимости выполнения основных работ с составлением структуры затрат. Определение затрат на компенсационные мероприятия по восстановлению ущерба водным биоресурсам в процессе проведения ремонтных работ.

					Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода « XXXXXXXXXX » прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Реферат	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Севостьянов В.В.		01.06.17		ДР	4	162
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗБ		
Консульт.								
И.О. зав.каф.		Бурков П.В.		01.06.17				

ABSTRACT

Final qualifying work of 161 pages with 20 figures, 28 tables, 92 sources, 6 applications.

Keywords: main gas pipeline, underwater transition, method of directional drilling, reliability, trenchless technologies, traction power, total overhaul, quality control, water crossing, pipe pulling through.

Object of the study: underwater transition of the main gas pipeline «██████████» through the river ██████

Purpose – The choice and implementation optimal repair technique the main pipeline of the underwater transition of the main gas pipeline «██████████» through the river ██████

The study included: analytical review of modern methods of repair technique of underwater transitions and selection of the most optimal technology for the object of research; calculations of the weight characteristics of the pipeline, pulling forces of pulling the pipeline and checking the conditions strength and stability; the main types of work on the reconstruction of underwater passage by the method of directional drilling were considered.

As a result of research: The choice most optimal and expedient method of repair technique of underwater transitions; calculations the weight characteristics of the pipeline, pulling forces of pulling the pipeline and checking the conditions strength and stability; the technology of construction of an underwater transition by the method of directional drilling is described; estimated cost of work.

Application field: natural gas transportation system.

Economic efficiency and significance of the work. Determination the estimated cost of performing the basic work with the composition of the cost structure. Determination of costs for compensation measures for restoration of damage to aquatic bioresources in the process of repair work.

					Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода « ██████████ » прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Abstract	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Севостьянов В.В.		01.06.17		ДР	5	162
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗБ		
Консульт.								
И.О. зав.каф.		Бурков П.В.		01.06.17				

Оглавление

	Стр.
Введение.....	9
1.Обзор литературы	12
2.Характеристика местоположения подводного перехода магистрального газопровода «[REDACTED]».....	23
2.1.Географическая характеристика местоположения объекта строительства.....	23
2.2.Климатическая характеристика местоположения объекта строительства.....	24
2.3.Геологическая характеристика местоположения объекта строительства.....	24
2.4.Гидрологическая характеристика местоположения объекта строительства.....	25
2.5.Общая характеристика подводного перехода	26
3.Анализ состояния подводного перехода на текущий момент времени	29
4.Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	32
4.1.Особенности траншейного способа строительства подводных переходов	33
4.2.Особенности бестраншейных технологии прокладки трубопроводов.....	37
4.3.Сравнение способов прокладки и выбор наиболее оптимальной технологии	43
5.Расчетная часть.....	50
5.1.Выбор труб для строительства подводного перехода.....	50
5.2.Расчет весовых характеристик трубопровода.....	51
5.3.Расчет тягового усилия протаскивания трубопровода.....	52
5.4.Расчет прочности трубопровода.....	55
5.5.Расчет пластических деформаций трубопровода	59
5.6.Расчет общей устойчивости трубопровода	61
6.Организация строительства подводного перехода.....	66
6.1.Общие требования, предъявляемые к подводным переходам при выполнении их строительства	66
6.2.Технологические операции и их потребности	67
6.2.1.Транспортная схема и потребность в строительных и транспортных машинах	68
6.2.2.Потребность в энергоресурсах и воде	70
6.2.3.Потребность в кадрах	71
6.2.4.Устройство временных зданий и сооружений	71

					Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода «[REDACTED]» прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Оглавление	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Севостьянов В.В.		01.06.17		ДР	6	162
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Консульт.						Группа 2Б3Б		
И.О. зав.каф.		Бурков П.В.		01.06.17				

7.Основные работы при замене подводного перехода методом наклонно-направленного бурения	73
7.1.Порядок выполнения работ.....	73
7.2.Подготовительные работы	74
7.2.1.Устройство монтажных площадок.....	74
7.2.2.Монтаж бурового оборудования на монтажных площадках	76
7.2.3.Погрузо-разгрузочные, транспортные и складские работы	78
7.3.Основные работы	78
7.3.1.Выбор и приготовление бурового раствора	79
7.3.2.Бурение пилотной скважины	80
7.3.3.Расширение пилотной скважины	83
7.3.4.Калибровка скважины	85
7.3.5.Подготовка к протаскиванию	85
7.3.6.Протаскивание трубопровода.....	86
7.3.7.Размещение и утилизация выбуренной породы	88
7.3.8.Очистка и испытание трубопровода	89
7.3.9.Устройство электрохимической защиты.....	90
7.3.10.Демонтаж изношенного газопровода.....	91
7.4.Завершение работ	94
8.Контроль качества работ	95
8.1.Организация и проведение входного контроля качества	96
8.2.Контроль подготовительных и земляных работ	98
8.3.Контроль качества сварочных работ.....	99
8.4.Контроль качества работ при наклонно-направленном методе строительства.....	100
9.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	101
9.1.Расчет нормативной продолжительности выполнения работ	101
9.2.Затраты на оплату труда.....	102
9.3.Отчисления на социальные нужды	104
9.4.Затраты на материалы.....	105
9.5.Основные машины и механизмы.....	105
9.6.Сводная смета затрат на строительство подводного перехода	107
10.Социальная ответственность	110
10.1.Введение.....	110
10.2.Производственная безопасность	111
10.2.1.Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	112
10.2.2.Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	119
10.3.Экологическая безопасность.....	124
10.4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	131
10.5.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	135

Заключение	137
Список публикаций.....	138
Список использованных источников	139
Приложение	150

					Оглавление	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		8

Введение

В настоящее время современным, экологически выгодным, эффективным, достаточно безопасным и надежным видом транспорта газа, является система магистральной газопроводной сети, относящаяся к крупному мировому гиганту ОАО «Газпром».

Начало развития газопроводного транспорта в нашей стране происходило достаточно давно и большинство трубопроводов, находящихся в эксплуатации, обслуживаются уже более 25 лет [1]. Так как территориальные границы заставляли строить магистральные газопроводы на большие протяженности, в процессе строительства приходилось преодолевать не малое количество естественных и искусственных препятствий. Наиболее опасными объектами линейной части с технологической и экологической точки зрения являются переходы через водные преграды.

Имеются негативные оценки о том, что износ системы трубопроводного транспорта составляет порядка 70% [2]. Это говорит о необходимости проведения большого количества работ по реконструкции существующих газопроводов и поиске наиболее безопасного и экономически целесообразного метода реконструкции.

В выпускной квалификационной работе бакалавра рассмотрен процесс восстановления свойств подводного перехода магистрального газопровода «XXXXXXXXXX» через рXXXX прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения.

Актуальность работы. Каждый год требования к безопасности, экологичности и повышению надежности системы трубопроводного транспорта повышаются. Большое количество подводных переходов выжили свой срок

					Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода « XXXXXXXXXX » прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Севостьянов В.В.		01.06.17	Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	9	162
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗБ		
И.О. зав.каф.		Бурков П.В.		01.06.17				

эксплуатации и ожидают капитального ремонта. Старение, износ и потеря эксплуатационных свойств магистрального газопровода грозит остановкой бесперебойной перекачки газа, что существенно скажется на потребителях. Поэтому вопрос о нахождении наиболее современного, энергоемкого, безопасного и экономичного метода реконструкции подводного перехода является важнейшей задачей для эксплуатирующих организаций.

Объект исследования. Технологический процесс замены подводного перехода.

Предмет исследования. Подводный переход магистрального газопровода «XXXXXXXXXX» через рXXXX

Цель работы. Изучение и выбор наиболее оптимального метода восстановления эксплуатационных свойств подводного перехода и описание технологического процесса его сооружения.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие аналитическую и расчетно-технические задачи:

1. Проведение аналитического обзора по выбранной тематике выпускной квалификационной работы бакалавра;
2. Изучение характеристик подводного перехода и его местоположения;
3. Рассмотрение существующих методов восстановления несущей способности подводного перехода и выбор наиболее оптимальной технологии;
4. Проведение технологических расчетов для определения:
 - весовых характеристик трубопровода;
 - тяговых усилий протаскивания трубопровода;
 - прочности и общей устойчивости трубопровода;
5. Описание технологии и последовательности выполняемых операций при прокладке подводного перехода методом наклонно-направленного бурения;
6. Контроль качества выполненных работ.

					Введение	Лист
						10
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Практическая значимость.

Результаты выпускной квалификационной работы бакалавра могут быть использованы для решения дальнейших реальных задач, связанных с выбором наиболее оптимального метода реконструкции подводных переходов.

Личный вклад автора.

– проведение аналитического обзора по существующим методам восстановления эксплуатационных свойств подводных переходов и повышению их надежности.

– проведение технических расчетов, определяющих силу воздействия трубопровода на канал скважины и прочность трубопровода, для обеспечения безопасного выполнения ремонтных работ и дальнейшей эксплуатации объекта.

Реализация и апробация работы. Основные положения и результаты работы докладывались на следующих конференциях:

1. XIX Студенческая международная научно-практическая конференция «Научное сообщество студентов», г. Новосибирск 17 апреля 2017 года;

2. III Всероссийская научно-практическая конференция «Современное состояние и перспективы развития транспортной системы России», г. Иркутск 27-28 апреля 2017 года.

Публикации. Основные положения и результаты выпускной квалификационной работы бакалавра опубликованы:

– Статья «Надежность подводных переходов магистральных газопроводов»;
– Статья «Методы восстановления эксплуатационных свойств подводных переходов магистральных газопроводов».

					Введение	Лист
						11
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

1. Обзор литературы

Для обеспечения бесперебойной поставки газа по всей территории страны необходимы магистральные газопроводы большой протяженности. При строительстве в таких масштабах приходится преодолевать большое количество естественных и искусственных препятствий, в том числе и подводных переходов.

Подводным переходом является гидротехнической системой сооружений одного или нескольких трубопроводов, пересекающей водные преграды [3].

Трубопроводы, прокладываемые на пойменных участках рек, следует также относить к категории подводных, так как при эксплуатации во время паводка они также будут находиться под водой. При проектировании и строительстве таких трубопроводов необходимо соблюдать те же требования, что и при сооружении подводных трубопроводов.

Согласно Шаммазову А.М. [4], подводные переходы МГ являются наиболее ответственными элементами в составе линейной части, и к ним предъявляются повышенные требования в отношении прочности труб, контроля качества монтажных сварных соединений, предварительного испытания и назначения типа изоляционного покрытия.

Как следует из литературных данных [5-7], основная опасность подводного перехода, как объекта магистрального трубопровода, заключается не в повышенной вероятности возникновения отказа, а большими экономическими затратами и экологическими потерями, связанными с устранением последствий аварийной ситуации, вызванной отказом.

Сроки ликвидации последствий аварийных ситуаций на ППМГ в несколько раз превышают соответствующие сроки на сухопутной части

					Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода « XXXXXXXXXX » прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Севостьянов В.В.		01.06.17	Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	12	162
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
И.О. зав.каф.		Бурков П.В.		01.06.17		Группа 2БЗБ		

трубопроводов, а ремонт самого перехода сопоставим со строительством нового [8].

Совершенствование подводных переходов стало возможным благодаря многочисленным исследованиям ученых в области их сооружения, ремонта и эксплуатации. Наибольший вклад внесли работы Березина В.Л., Ращепкина К.Е., Телегина Л.Е., Зиневича А.М., Халлыева Н.Х., Ясин Э.М., Бородавкина П.П., Шадрина О.Б., Черняева Д.А., Дятлов В.А., Михайлов В.М., Яковлев Е.И. и других [8-12].

Рассматривая проблемы, связанные деформацией русел и берегов в процессе эксплуатации, поднимается вопрос о необходимости прогнозирования эрозии русла, т.е. определение зоны размыва русла рек в створе перехода.

Для решения данного вопроса, Бородавкин П.П. [13] предлагает выбирать створы переходов через реки на прямолинейных устойчивых плессовых участках с пологими не размываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ следует предусматривать перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами. Устройство переходов на перекатах, как правило, не допускается.

Иванов В.А. [14] приводит следующие типы русловых процессов: ленточногрядовой тип, русловая многорукавность, ограниченное меандрирование, незавершенное меандрирование, побочный тип и пойменная многорукавность. Определение типа помогает выбрать наиболее оптимальное место прокладки перехода.

При выборе створа перехода трубопровода следует руководствоваться методом оптимального проектирования с учетом гидролого-морфологических характеристик каждого водоема и его изменений в течение срока эксплуатации подводного перехода.

Согласно ряду авторов [1, 2, 15], границами подводного перехода трубопровода, определяющими его длину, являются (рис. 1, согласно [16]):

					Обзор литературы	Лист
						13
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Для многониточных переходов – участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах;
- Для однониточных переходов – участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ) не ниже отметок 10%-ной обеспеченности.

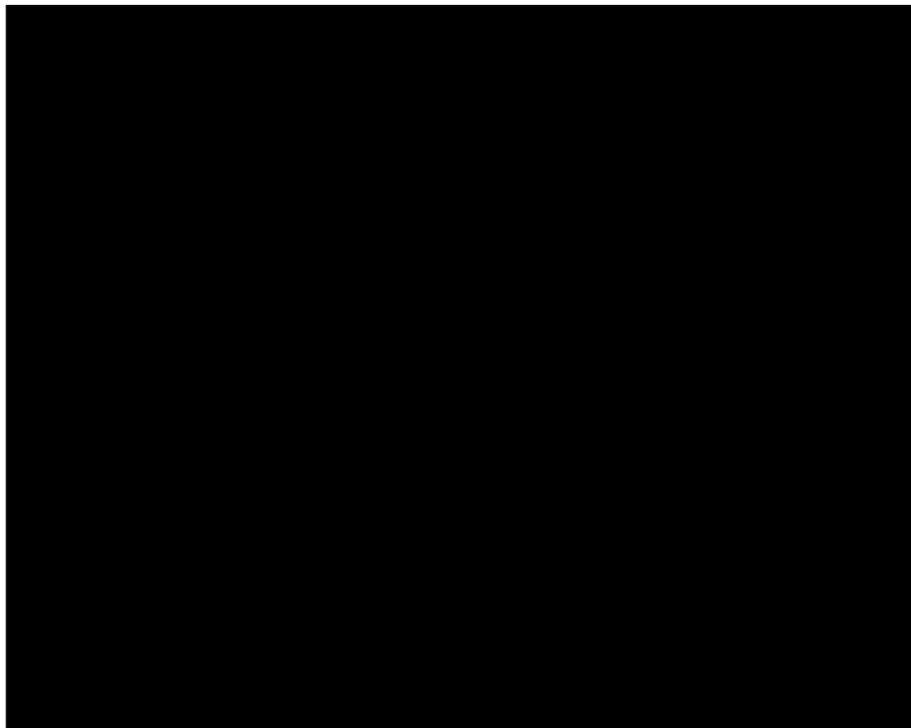


Рисунок 1 – Границы подводного перехода [16]:
a - для многониточных переходов, *b* – для однониточных переходов

В составе подводного перехода выделяют русловой участок и пойменные участки:

- Русловой участок перехода – участок, ограниченный горизонтом низких вод (ГНВ) 95%-й обеспеченности;
- Пойменные участки перехода – участки, ограниченные с одной стороны горизонтом низких вод (ГНВ) 95%-й обеспеченности, с другой – границами перехода.

Подводные переходы трубопроводов строятся и эксплуатируются на основании требований строительных норм и правил, а также ряда руководящих документов [17-19], утвержденных в соответствующем порядке.

В состав подводного перехода входят:

					Обзор литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		14

- Участок основной и резервной ниток;
- Берегоукрепительные сооружения, служащие для предохранения трубопроводов от размывов, оползней и т.п.;
- Сооружения для регулирования русловых деформаций в районе перехода;
- Защитные сооружения от аварийного разлива нефти;
- Информационные знаки ограждения охранной зоны трубопроводов на сплавных и судоходных водных путях.

Sergio E. Perez-Gruszkiewicz [20] поднимает вопрос о необходимости исследования так называемых мутных потоков, образуемых вследствие деятельности человека или животных, и их воздействия на трубопроводы, проложенные традиционными траншейными методами. Касаясь этого вопроса, Zakeri A. и Hoeg K. [21] предлагают математические расчеты воздействия потоков на русловые процессы и соответственно трубопроводы.

Ю.Н. Забродин [1] приводит несколько основных методов ремонта подводных переходов магистральных газопроводов.

Первый – ремонт с помощью традиционных методов: установка заплаток, полумуфт, нанесение затвердевающих замазок и накладок.

Второй – восстановление действующего подводного перехода бестраншейными способами.

Третий – вывод из эксплуатации действующего перехода и прокладка новой линии.

Если говорить об основных методах восстановления трубопроводов, то, согласно исследованиям Храменкова С.В. [22], существует четыре метода восстановления трубопроводов, не удовлетворяющих параметрам эксплуатации: «труба в трубу», «труба в трубе» с разрушением старого трубопровода, цементно-песчаная технология, «чулочная» технология.

С одной стороны, методы санации достаточно часто применяются при

					Обзор литературы	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

капитальном ремонте МГ проложенных в инфраструктуре с жилыми районами (города, поселки и т.д.), тем не менее, согласно [16] они не всегда целесообразны. Если участок МГ находится вдали от населенных пунктов, то, с экономической точки зрения, наиболее рационально проложить новую ветку и произвести демонтаж старой.

Траншейные открытые способы сооружения переходов трубопроводов через искусственные и естественные препятствия вместе с их повсеместным применением на практике имеют множество существенных недостатков, которые являются причиной ограничения дальнейшего развития метода [2]: несоответствие требованиям современных строящихся объектов, должному уровню эксплуатационной надежности, требованиям окружающей среды и экологии и другим. Основными недостатками являются объемы земляных работ, установка многотонных утяжеляющих грузов, дестабилизация экологического состояния окружающей среды и др.

Эти недостатки являются основными причинами развития новых методов сооружения подводных переходов – бестраншейных.

Согласно Мустафину Ф.М. [15], под термином «бестраншейные технологии» понимаются технологии прокладки трубопроводов, при которых вскрытие земной поверхности минимально. Указанные технологии, помимо большей оперативности и экономичности (если сравнивать с традиционными методами), дают возможность сохранения экологической обстановки в первоначальном состоянии.

Бестраншейные технологии, известные в мире как *No-dig* (англ. «не копать») или *Trenchless technologies* (англ. «бестраншейные технологии»), являются одним из вариантов выполнения работ по строительству подземных сооружений без вскрытия грунта [23].

Подробным изучением бестраншейных методов прокладки трубопроводов занимался Шаммазов А.М. [4]. Он выделил следующие их преимущества:

					Обзор литературы	Лист
						16
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Снижаются затраты на обустройство траншей и восстановление покрытия;
- Сокращаются сроки проведения работ;
- Существенно снижается численность рабочего персонала;
- Исключается остановка движения транспорта по автомобильной трассе, железнодорожному полотну или водным магистралям на период проведения работ.

Применение различных методов прокладки МТ через ПП обуславливается особенностями их применения, достоинствами и недостатками каждого из них. Шарафутдинов З.З. [2] приводит сравнение траншейных и бестраншейных технологий, в котором обуславливает необходимость отказа от использования первого метода.

Выделяется несколько основных технологий, которые использует бестраншейный метод: наклонно-направленное бурение (ННБ); микротоннелирование; прокол; продавливание (протаскивание) [24].

Первое и наиболее простое приложение бестраншейной прокладки — метод прокола, при котором массив грунта между двумя котлованами (стартовым и приемным) продавливается трубой, снабженной специальным наконечником и постоянно наращиваемой новыми секциями. При проколе в передней части стальной трубы, используемой затем как кожух для трубопровода, закрепляют конус. Для создания толкающего усилия используются установки, состоящие из одного или нескольких гидравлических домкратов. Под действием этого усилия, прилагаемого к торцу трубы, конус раздвигает грунт в стороны, уплотняя его. Помимо домкрата могут использоваться тяговое усилие тракторов и бульдозеров, а также пневмударные и виброударные машины. Технология относительно недорога и применяется до сих пор.

В работах [23, 25] метод продавливания отличается от метода прокола способом удаления грунта из скважины. Продавливание увеличивает

					Обзор литературы	Лист
						17
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

возможность прокладки труб большого диаметра. При продавливании прокладываемая труба вдавливается в грунт открытым концом, снабженным ножевым устройством. Поступающий в полость трубы грунт разрабатывается и удаляется из забоя вручную или механизированным способом.

Наклонно-направленное бурение требует гораздо меньших механических усилий, нежели продавливание или прокол. Строительство переходов трубопроводов методом ННБ ведется по различным технологическим схемам. Бурение ведется с применением шнекороторных установок. Основа ННБ бурения состоит в применении специальных буровых станков, осуществляющих первоначальное (пилотное) бурение по спроектированной траектории с дальнейшим расширением пробуренной скважины и протаскиванием уже готового трубопровода в образовавшуюся полость [15].

Микротоннелирование представляет собой некий симбиоз горизонтального бурения и продавливания и ведется с применением проходческих щитов [25]. К микротоннелям принято относить тоннели диаметром до 3000 мм. Проходные щиты позволяют вести строительство трубопроводов в любых типах грунта, от мягких суглинков до скальных пород.

В работе Забродина Ю.Н. [1] приведена таблица с описанием всех методов бестраншейных технологий, в которой указываются условия применения, достоинства, недостатки и особенности технологии.

Таблица 1 – Методы бестраншейной прокладки трубопроводов

Технология	Предельная длина скважины, км	Варианты метода	Особенности технологии
ННБ	1,5 - 3	Трубопровод в грунте. Трубопровод в кожухе (в трубопроводе большего диаметра).	Создание скважины путем направленного пилотного бурения с последующим расширением. Грунт выносится. Скважина заполняется бентонитом и в нее протаскивается трубопровод.

Микротоннелирование	0,5 – несколько км	Трубопровод в трубопроводе. Стенки выкладываются из железобетонных колец или сегментов колец.	Создание микротоннеля со специальными стенками. Грунт выносится. Через микротоннель протаскивается трубопровод.
Ударно-импульсный прокол	0,05 – 0,15 До 500 мм	Трубопровод протаскивают одновременно с прокалыванием.	Создание скважины путем продольного статического или ударно-импульсного давления. Стенки уплотняются. Грунт не выносится.
Раскатка скважины	0,05-0,2	Трубопровод протаскивают одновременно с раскаткой	Создание скважины путем раскатки стенок с уплотнением. Стенки уплотняются. Грунт не выносится
Запахивание с протаскиванием	0,1 - 1	В старый трубопровод помещена фреза, которая его разрушает. Тут же протаскивается новый трубопровод.	Ремонт, удаление старой трубы фрезой и протаскивание новой трубы. Стенки уплотняются. Грунт не выносится.

Обширное внедрение бестраншейных способов прокладки трубопроводов началось в нашей стране в начале XXI века [26]. Тогда произошло осознание удобства и экономической выгоды данного метода. Однако развитие метода существенно сдерживалось техническими характеристиками установок для прокладки методом наклонно-направленного бурения. Изначально их мощности позволяли прокладку переходов небольших диаметров и на длину не более 500 метров. Однако в дальнейшем развитие машин и технологий способствовало совершенствованию метода и развитию его возможностей.

Наиболее актуальную классификацию установок горизонтально-направленного бурения приводит Крец В.Г. [27]. В настоящее время уже около 30 зарубежных фирм выпускают целый ряд установок для направленного бурения. Более 20 тыс. таких установок находятся в эксплуатации. Производителем самых мощных установок является американская компания

					Обзор литературы	Лист
						19
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

«Cherrington». Она же является родоначальником появления метода наклонно-направленного бурения, и первая выполнила подводных переход этим способом [2].

На данный момент развитие бестраншейных технологий продолжается, а наиболее перспективным направлением является совершенствование метода ННБ для его применения в районах вечной мерзлоты и Арктики [15].

Развитие методик и способов ремонта ППМГ продолжается и сейчас. Основу заложили такие ученые, как Галиуллин З.Т., Леонтьев Е.В., Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Васильев Г.Г. [16, 26] которые начали производить интенсификацию магистрального транспорта газа. Они рассматривают вопросы оптимизации параметров проектируемых газопроводов и пути снижения энерго- и металлоемкости при их построении, оценкой отказов трубопроводов и повышения их надежности.

В последнее время уделяется большое внимание вопросу поддержания эксплуатационной надежности и работоспособности магистральных газопроводов. Эксплуатационная надежность представляет собой комплексное свойство трубопровода, объединяющее в себе такие понятия, как безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость [28].

Задача инженерной оценки надежности сводится к определению положительного значения функции надежности, представляющей собой разность между предельным значением и расчетным [29].

Как показывает практика эксплуатации, подводные переходы являются наиболее аварийными в системе магистральных газопроводов. А так как пик строительства подводных переходов приходился на конец 80-х годов [5], то вопрос исследования и повышения эксплуатационной надежности подводных переходов является очень актуальным.

Надежность закладывается на всех этапах проектирования, строительства и эксплуатации ППМГ. В первую очередь она связана с экологическими

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

критериями, поскольку полная или частичная утрата трубопроводной системой работоспособности неизбежно сопровождается отрицательным воздействием на окружающую среду. Наибольший вклад в изучение вопросов надежности и безопасности ППМГ внесли работы Харионовского В.В. [5], Казака А.С. [6], Гумерова А.Г., Исхакова Р.Г., Володина В.Г. [28], Алешина В.В., Селезнева В.Е., Клишина Г.С. [30], Яковлева А.Я., Аленникова С.Г. [31], Atalah A., Iseley T. [32].

В начале XXI века, когда сроки эксплуатации первых подводных переходов стали подходить к критической отметке, стало совершенно очевидно, что необходим переход на кардинально другой, более высокий уровень надежности и безопасности. Причем этот вопрос касается как эксплуатируемых на данный момент объектов, так и вновь строящихся, и проектируемых.

Согласно работам [5, 6] количество отказов на ППМГ возможно снизить до заложенного на стадии проектирования уровня только повышением надежности при эксплуатации и сооружении. А это возможно осуществить благодаря оценке влияния факторов на работу ПП и ликвидации или снижению тех, которые негативно воздействуют.

Иметь представление о техническом состоянии перехода в реальном времени чрезвычайно важно. Это возможно проведением внутритрубной дефектоскопии, но она дает лишь представление о наличии или отсутствии дефектов в самом трубопроводе, а не комплексную оценку его надежности.

В работах Забелы К.А. [33], Половко А.М. [34], Соруна Я.М. [35] приведены различные способы оценки технического состояния трубопровода, критериев надежности, их количественные характеристики. Большое внимание уделяется вопросам физики отказов, зависимости надежности от различных условий эксплуатации, а так способы ликвидации последствий при отказах ПП.

Комплексный подход к диагностике МГ должен включать в себя множество этапов: анализ информации, содержащейся в техническом паспорте; расчетную диагностику и определение остаточного ресурса трубопровода;

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

техническое обследование участка; анализ результатов; определение степени опасности дефектов; оценку общего напряженно-деформированного состояния участка и его отдельных мест; оценку работоспособности; принятие решения о дальнейшей эксплуатации и о технических мероприятиях по восстановлению эксплуатационной надежности участка [38].

Разработанный Алешиным В.В. [30] научный подход к повышению безопасности промышленных трубопроводных систем с использованием методов численного прочностного анализа помогает выявить аварийно-опасные участки трубопроводов и ранжировать их по срокам замены или ремонта. Данный подход заключается в проведении численного анализа сложного нелинейного напряженно-деформированного состояния ППМГ с учетом многофакторного нагружения; оценка их прочности по результатам моделирования разрушения исследуемых участков трубопроводов; определении параметров их безопасной эксплуатации. Это позволяет более рационально планировать бюджет на затраты ремонта МГ и в целом годовой бюджет.

Проведенный аналитический обзор литературных источников по выбранной тематике выпускной квалификационной работе бакалавра позволяет оценить нам важность поднимаемой нами проблемы. Многие авторы [6, 7] дают не утешающие оценки современному состоянию подводных переходов на территории страны и решение этого вопроса необходимо уже сейчас. Был проведен большой обзор существующих оценок эксплуатационной надежности МГ и методов ее восстановления. Для предприятий важнейшим фактором является обеспечение должного уровня безопасности с минимальными затратами на ее обеспечение.

В связи с вышеизложенным, в настоящее время актуальной задачей любого предприятия транспорта углеводородов является выбор оптимального способа восстановления эксплуатационных свойств магистральных газопроводов, для решения проблем, связанных с их старением и износом.

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Основным способом прокладки ПП являются подводные способы, подразделяющиеся на траншейные и бестраншейные методы. Они обеспечивают наибольшую неприкосновенность и сохранность переходов, тем самым повышая их надежность.

Рассматриваемый участок ППМГ имеет общую протяженность ■ км, не находится в границах действующих заповедников или природоохранных зон, поэтому рассмотрение надземных методов строительства проводится не будет, в связи с доказанной многолетним опытом строительства ПП нерациональности их использования на тех участках, где возможно применение подводных методов.

4.1. Особенности траншейного способа строительства подводных переходов

Траншейный метод строительства является самым популярным на данный момент методом ввиду его многолетнего использования. При данном методе происходит протаскивание газопровода по дну водоема в заранее подготовленную траншею и последующая его засыпка.

До начала разработки траншеи на подводных переходах производятся контрольные промеры дна рек по створам переходов на предмет выявления отступлений от их проектного профиля. В случае обнаружения отклонений проводится уточнение проектных решений. Так же организуется обследование дна рек водолазами с целью выявления наличия в створе посторонних предметов (бревен, крупных валунов, затонувших предметов), способных помешать работе механизмов при разработке траншей.

Разработку траншей ведут экскаваторами лобовыми и боковыми забоями. Выбор типов механизмов при устройстве траншеи и способ их работы зависят от размеров траншеи по верху, места отвалов грунта и условий работы.

На рис. 5 [1] представлена схема, согласно которой, траншеи, глубина

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		33

которых превышает максимальную глубину копания экскаватора данной марки, разрабатывается с использованием других видов техники. Разработку водонасыщенных грунтов ниже среднего рабочего горизонта (СРГ) или ниже возможного уровня работы экскаватора на урезе осуществляют земснарядами.

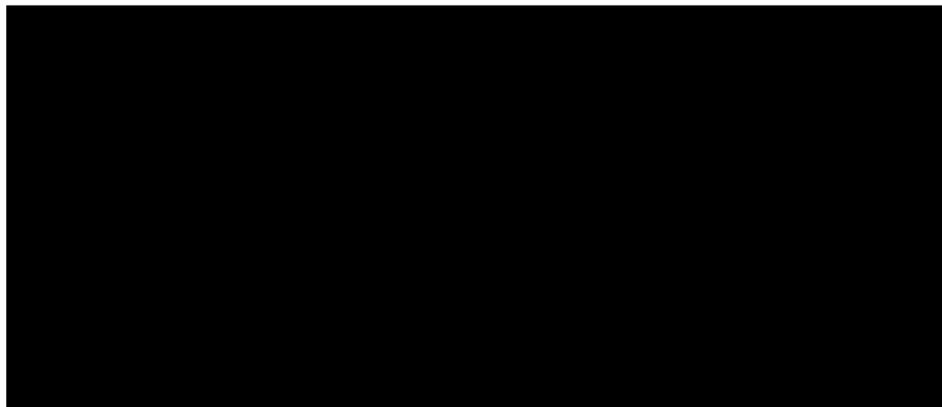


Рисунок 5 – Технологическая схема разработки механизмами подводных и прибрежных траншей на переходах [1]:

1 – бульдозером; 2 – экскаватором; 3 – земснарядом

В качестве основных траншейных способов укладки трубопроводов применяют:

- укладка протаскиванием трубопровода по дну подводной траншеи;
- укладка свободным погружением с поверхности воды.

В технологический процесс укладки трубопровода способом протаскивания по дну водоема с учетом единообразия большинства водных преград по природно-климатическим условиям и сезонности строительства переходов по трассе трубопровода входят:

- устройство и оборудование площадки спусковой дорожки;
- подготовка плетей трубопровода (испытание, изоляция стыков, нанесение футеровки, навеска грузов);
- укладка трубопровода на спусковую дорожку;
- оснащение трубопровода оголовком, блоком;
- проверка готовности подводной траншеи (контроль глубины и отметок дна траншеи);

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		34

- установка и закрепление тяговых средств;
- прокладка тяговых тросов с закреплением их на оголовке трубопровода;
- протаскивание всей нитки трубопровода;
- контроль положения уложенного трубопровода и проверка соответствия его проекту.

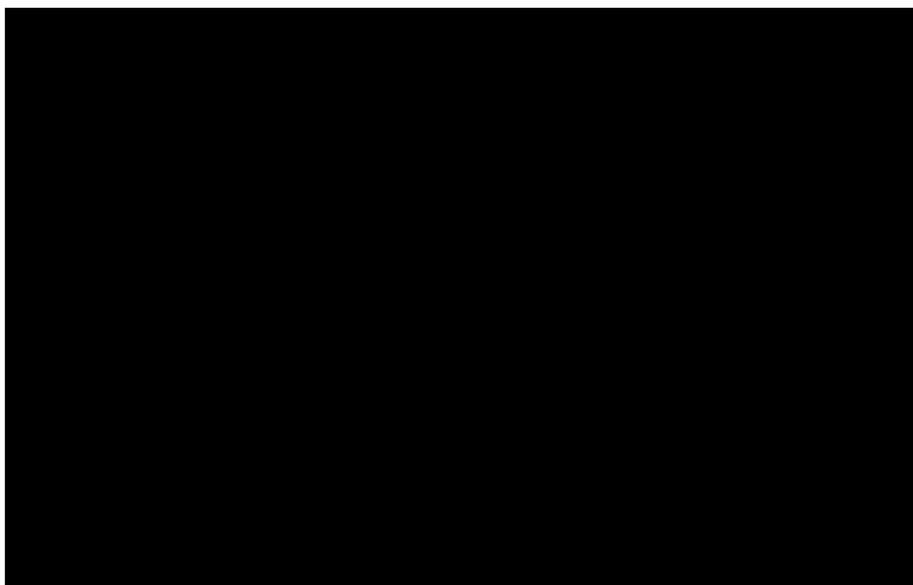


Рисунок 6 – Схема протаскивания трубопровода [2]:
1-трубопровод; 2-траншея; 3-трос; 4-трактор

На рис. 6 [2] представлена упрощенная схема протаскивания трубопровода по дну траншеи с одного берега на другой с использованием троса, заранее проложенного в траншее.

Одним из важнейших условий качественного выполнения работ является оснащение головного участка специальным устройством – оголовком, исключающим зарывание трубы в грунт.

Суть укладки способом свободного погружения с поверхности воды заключается в том, что полностью подготовленный к укладке трубопровод устанавливают на плаву над подготовленной заранее траншеей, а затем погружают его на дно затоплением при положительной плавучести с отсоединением специальных понтонов, удерживающих трубопровод на поверхности (рис. 7, согласно [1])

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		35

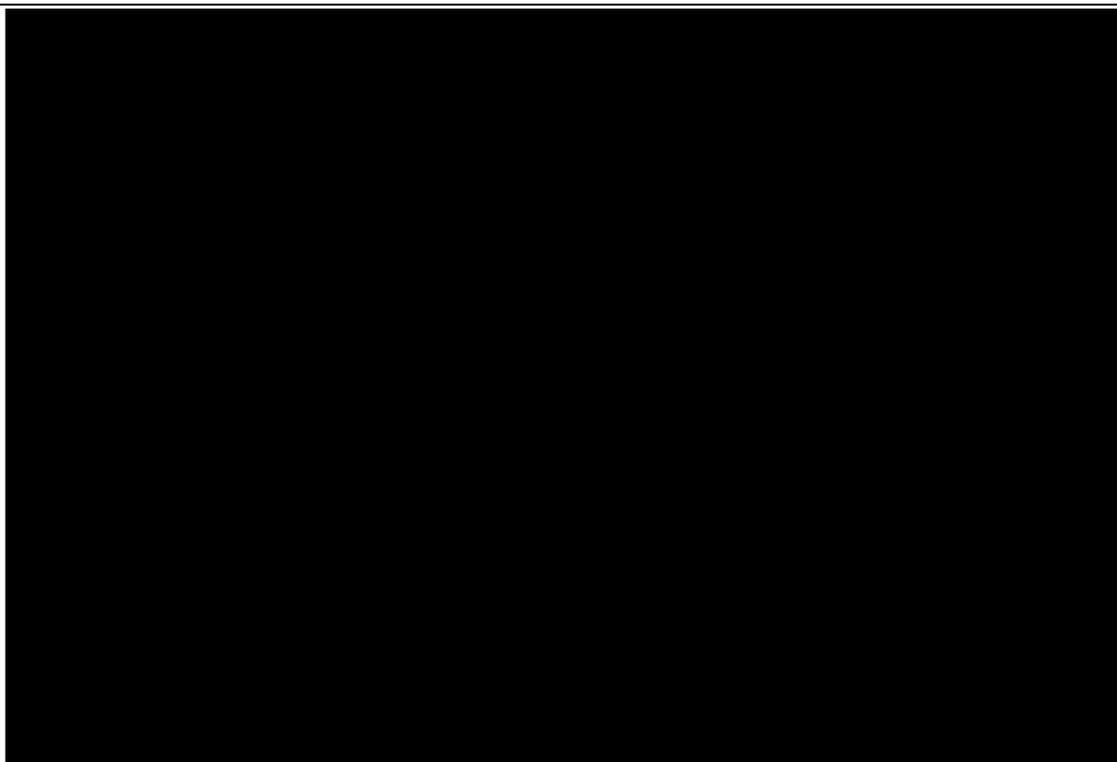


Рисунок 7 – Установка трубопровода в створ разворотом на плаву [1]:
I – стартовое положение плети; II, III, IV – промежуточные положения; V – конечное положение; 1, 2, 3 – понтоны с лебедками; 4, 5, 6 – якоря с поплавками; а-е – точки крепления канатов.

Способ укладки трубопровода свободным погружением применяется при следующих условиях:

- пересекаемая водная преграда несудоходна или в месте прохода возможен перерыв судоходства на время установки трубопровода;
- поверхностная скорость течения невелика (до 0,6-0,8 м/с) и не требуются сложные устройства для удержания плавучей нитки трубопровода в створе перехода.

Погружение с поверхности воды предварительно смонтированного трубопровода представляет собой способ укладки, при котором плавающий трубопровод под действием перемещающейся нагрузки опускается на дно водоема с изгибом в вертикальной плоскости. Этот способ укладки включает в себя: заготовку на береговой монтажной площадке плети трубопровода; транспортировку ее на плаву в створ укладки; стыковку прибуksированной плети

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		36

с ранее уложенной и собственно саму укладку трубопровода на дно.

При укладке могут применяться различные технологические схемы его погружения, основными из которых являются: заполнение трубопровода водой, последовательное открепление понтонов или заполнение понтонов водой.

Наиболее широко распространен в отечественной практике строительства способ погружения трубопровода с заполнением его водой с одного из концов.

Перед испытанием уложенного подводного трубопровода необходима проверка его положения на дне подводной траншеи. Имеющие место провисания участков трубопровода необходимо устранить до испытания путем намыва или отсыпки грунта.

4.2. Особенности бестраншейных технологии прокладки трубопроводов

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.

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.

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		37

Эти методы не применяются при прокладке ППМГ так как рассчитаны на небольшие диаметры (до 500 мм) и небольшие протяженности (до 150 м). Так как изучаемый ПП имеет диаметр 1000 мм и протяженность 1 км, то более подробное рассмотрение методов прокола и продавливания не приводится.

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

Строительство переходов трубопроводов *методом ННБ* ведется по различным технологическим схемам. Сущность его заключается в использовании специальных буровых станков (буров, штанг), которые осуществляют предварительное (пилотное) бурение по заранее рассчитанной траектории с последующим расширением скважины (с помощью набора расширителей и буровых головок, которые могут омываться буровым раствором) и протаскиванием в образовавшуюся полость трубопровода (рис. 8 [14]).

Процесс бурения установкой ННБ включает четыре этапа:

1. бурение пилотной скважины;
2. расширение скважины вперед и назад;
3. калибровка скважины;
4. протаскивание дюкера ходом назад.

На первом этапе пилотная скважина, диаметр которой меньше диаметра дюкера, пробуривает первый проход. Как правило, диаметр пилотной скважины не превышает 20 см. Для проведения скважины по четко заданной проектом траекторией используются специальные системы навигации, которые позволяют видеть и контролировать прохождение буровой головки. Само бурение может проводиться различными способами, но наиболее часто используемой насадкой является струйная шарошка, которая размывает породу под действием гидравлической энергии бурового раствора (бентонита).

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		38

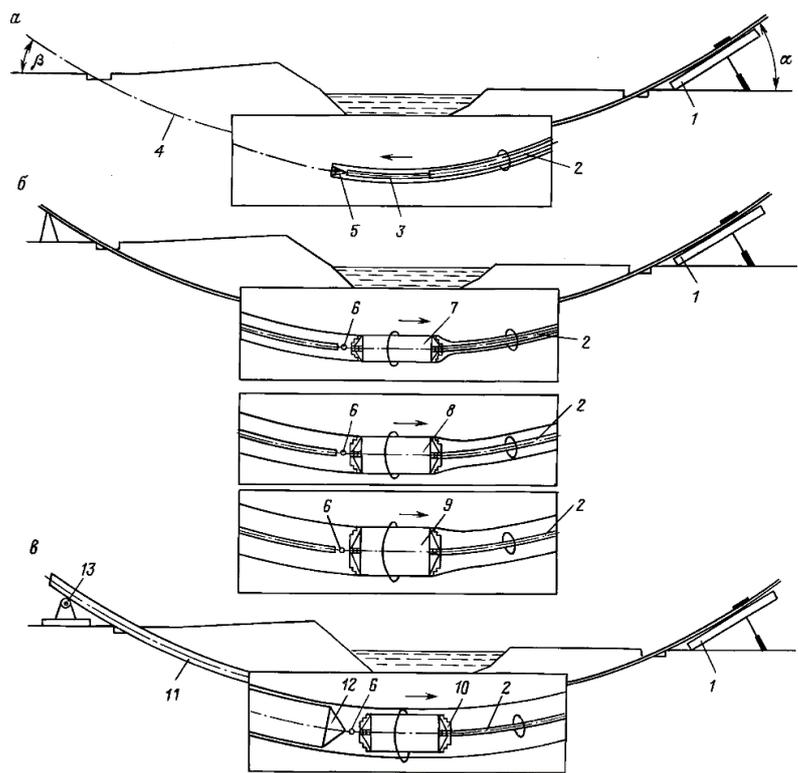


Рисунок 8 – Основные этапы прокладки трубопровода методом ННБ [14]:
а – бурение пилотной скважины; б – поэтапное расширение скважины; в – протаскивание плети рабочего трубопровода; 1 – буровая установка; 2 – буровая колонка из промывочных штанг; 3 – пилотные штанги; 4 – буровая головка; 5 – траектория пилотной скважины; 6 – вертлюг; 7,8,9,10 – расширители разных диаметров; 11 – трубопровод; 12 – оголовок протаскивания; 13 – роликовая опора; α – угол забуривания; β – угол выхода

На втором этапе происходит расширение канала скважины до необходимого размера. Данный этап проводится многократно, в зависимости от геологических свойств местности. Итоговый диаметр скважины должен быть больше диаметра прокладываемого трубопровода на 30-50 %. Расширение проводится одним из двух способов: ходом вперед или ходом назад.

Третий этап – калибровка. Как только скважины будет расширена до необходимого диаметра, барабанный расширитель, имеющий тот же диаметр, что и трубопровод, протаскивается по скважине. Скважина после этого будет откалибрована и очищена от любых помех, которые могут существовать внутри нее. На обоих концах барабанного расширителя имеются резцы, позволяющие

расширителю вырезать и удалять вывалы, которые могут затруднять его перемещение по скважине.

Четвертый этап – протаскивание трубопровода. К бурильным трубам, которые проходят через всю скважину к буровой установке, присоединяют головную часть протаскивателя. Он представляет из себя шарнирный соединитель, который позволяет головной части изогнуться так, чтобы он мог войти в канал скважины. Так же, для предотвращения осложнений в процессе протаскивания, в протаскиватель установлена режущая головка, которая при встрече с препятствием приводится в движение и удаляет его, открывая путь для продолжения процесса.

Для сохранения целостности скважины и улучшения скольжения при разбурировании и протаскивании необходимо выполнять четыре простых, но важных правила:

1. контролировать используемую воду;
2. контролировать вязкость;
3. контролировать потерю жидкости;
4. контролировать вязкость бурового раствора.

Микротоннелирование заключается в строительстве тоннеля (с последующей прокладкой в нем труб) с помощью дистанционно управляемого проходческого щита. Микротоннельный щит размещается в заранее подготовленной стартовой шахте (котловане) и передвигается в заданном направлении. Выемка щита производится из финишной шахты. Расстояние между стартовой и финишной шахтами не должно превышать 150 м. При особой необходимости расстояние может быть увеличено в несколько раз путем использования специального дополнительного оборудования – промежуточных прессовых станций.

Тоннельные переходы проектируются на газопроводных переходах, на которые распространяются ограничения по применению метода ННБ исходя из

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		40

инженерно – геологических условий: участки пересечения преград, сложенные сложными скальными, закарстованными породами; участки с содержанием гальки, гравия, дресвы и щебня более 30 %; участки подверженные оползням и т.д.

Местонахождение и ориентация микропроходческого щита контролируется с помощью лазерной системы. Для транспортировки породы из тоннеля на поверхность используются щиты со шнековым устройством, обеспечивающим транспортировку отработанной породы на поверхность.

Перед выполнением работ по сооружению тоннеля предшествуют следующие работы:

- освоение строительных площадок (установка ограждения, устройство проездов для транспорта и проходов персонала и т.д.);
- подводка инженерных коммуникация (водопровод, электроэнергия);
- разбивка на местности координат стартового и приемного котлованов;
- устройство ограждений котлованов, разработка в них грунта и сооружение бетонной упорной стены для ввода щита в грунтовой массив);
- устройство в стартовом котловане фундамента под продавливающую установку и упорной плиты;
- монтаж в стартовом котловане проходческого комплекса;
- изготовление и доставка на строительную площадку секций стальных труб, а также секций микротоннельной обделки.

После выполнения всех подготовительных работ начинается продавливание железобетонных труб мощной пресс рамой. Структурная схема процесса представлена на рис. 9 [16].

Технология микротоннелирования наиболее эффективна при прокладке в водонасыщенных грунтах (глины, суглинки, супеси), при проходке в однородном забое. Это делает метод достаточно перспективным при прокладке подводных переходов.

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		41



Рисунок 9 – Схема строительной площадки при прокладке газопровода методом микротоннелирования [16]

Тоннельные переходы на пересечении водных преград следует предусматривать непроходного типа. Конструкция ПП через реку состоит из железобетонного тоннеля, в котором последовательно прокладываются полиэтиленовая труба, металлический кожух, вновь полиэтиленовая труба и затем основной рабочий трубопровод (рис. 10 [2]).

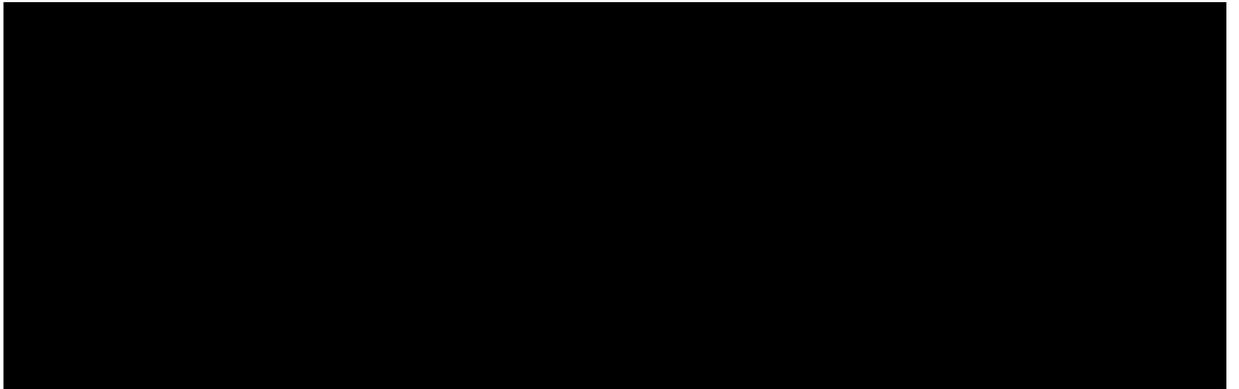


Рисунок 10 – Конструкция ПП трубопровода методом микротоннелирования [2]:
1 – трубопровод; 2 – тоннель; 3 – датчик изменения давления; 4 – крановый узел; 5 – полиэтиленовая труба; 6 – стальная труба; 7 – пространство, заполненной инертным газом

На границах перехода устанавливаются сальниковые заглушки, герметизирующие пространство между двумя металлическими трубами. Межтрубное пространство заполняется инертным газом, позволяющим существенно замедлить процесс коррозии металла. Давление в межтрубном пространстве контролируется дистанционными датчиками давления.

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		42

4.3. Сравнение способов прокладки и выбор наиболее оптимальной технологии

Рассмотрев существующие методы строительства ППМГ 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.

Сравнительный анализ траншейных и бестраншейных методов строительства представлен в табл. 4.

Таблица 4 – Сравнительный анализ способов прокладки МГ

Критерий сравнения	Траншейный метод	Бестраншейный метод
Зависимость от времени года и климатических факторов	Частично зависит от сезонности. В холодное время необходимы дополнительные работы на обогрев сотрудников и оборудования. Зависит от погодных условий и распутицы.	Не зависит от времени года и погодных условий.
Время производства работ	Большие затраты на подготовку к проведению работ. Осуществление земляных и восстановительных работ в разы увеличивают сроки производства работ.	Благодаря использованию буровой установки сроки существенно сокращаются, а после завершения работ не требуется восстановления земляного полотна.

Экология	Гибель растительности: деревьев, кустарников, травы и т.д. Нарушение миграции животных. Понижение грунтовых вод.	Незначительное влияние и как следствие низкий экологический ущерб
Эффективность	Во время засыпки траншеи трубопровода возможно образование пустот и скапливании воды, являющейся коррозионно-активной средой.	При методе ННБ, при неправильно подобранной консистенции бентонитовой смеси возможно вымывание грунта. Грунт при прокладке не разрабатывается, тем самым увеличивается прочность.
Стоимость	Большие транспортные расходы. Привлечение большого количества рабочей силы и техники.	Требуется небольшое количество техники. Обеспечить функционирование прокладки может 2 бригады рабочих.

Проанализировав данные табл. 4 можно сделать вывод о том, что, в современных условиях, необходим полный отказ от траншейных методов строительства ППМГ 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 ППМГ траншейным способом и выбор более современного, экологически и экономически целесообразного метода, метода бестраншейной прокладки трубопровода.

Так как выбор сделан в пользу бестраншейного способа прокладки, необходимо проанализировать два основных метода прокладки ППМГ бестраншейным способом, ННБ и микротоннелирование, и выбрать наиболее подходящий.

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		44

Оба метода зарекомендовали себя как эффективные и надежные методы прокладки через естественные и искусственные препятствия. Обе технологии имеют определенные преимущества и недостатки. Сравнение этих методов даст нам возможность определить наиболее оптимальную технологию строительства ПШМГ.

Геологические условия. Для определения пригодности были рассмотрены следующие породы: глина, ил, песок, гравий, камни, валуны, смешанный грунт и скальная порода.

ННБ без ограничений применяется при проходке в глине, иле и песке, 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. Затруднена проходка в нескольких смешанных грунтах или часто изменяющихся пластах, например, в песчаной почве со слоями песчаника, камня и препятствиями из валунов. Причина данного затруднения заключается в самой технологии бурения, развитии его инструментальной базы, используемых технологий

Метод МТН 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 ННБ выполняется в электромагнитном режиме с погрешностью приблизительно от 2 до 5 % в зависимости от конкретной глубины измерительного зонда, геологических условий, магнитного поля и длины бурения. Точность выхода бурового инструмента составляет от нескольких сантиметров до нескольких метров, что в большинстве случаев является вполне достаточным показателем для данного метода.

При МТН используются лазеры и электро – оптические лазерные мишени. Точность этого типа измерения находится в пределах ± 30 мм и почти

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		45

невосприимчива к внешним воздействиям. Такая точность проходки необходима для безошибочного выхода тоннелепроходческого щита в приемный котлован.

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 МТН 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. На рис. 11, согласно [2], представлено соотношение между длиной и диаметром проходки для методов ННБ и МТН. Приведенные численные значения имеют только базовый характер и предусматривают лишь основные тенденции применения данных методов.

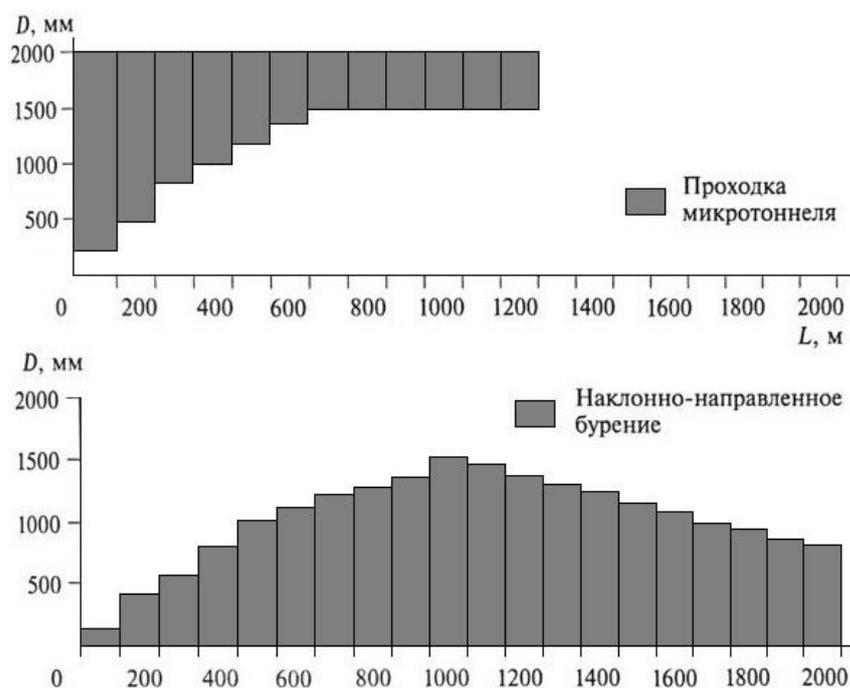


Рисунок 11 – Соотношение между длиной и диаметром проходки для ННБ и МТН [2].

Применяемые материалы. При МТН для формирования тоннеля применяются железобетонные кольца с металлическими манжетами и

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		46

резиновыми уплотнителями. В некоторых случаях обделку тоннеля можно выполнять стальными и полимерными трубами, сборным или монолитным железобетоном. Для строительства методом ННБ могут быть использованы стальные или полиэтиленовые трубы.

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 МТН несколько недель, а процесс бурения и протаскивание трубопровода для ННБ – 3-6 недель, для МТН – 4-9 недель.

Экономические аспекты. Стоимость строительства переходов определяется в зависимости от длины перехода, диаметра трубопровода, инженерно-геологических и гидрологических условий. По данным американских специалистов, стоимость строительства ППМТ методом ННБ длиной 250-750 м составляет от 150 до 2500 \$ за метр, а при длине 707-1500 м – от 300 до 4000 \$ за метр. При прокладке труб методом ННБ через большие реки стоимость значительно меньше, чем траншейным методом. Наоборот, для средних и малых рек затраты на бурение соизмеримы или выше затрат на прокладку труб в траншее.

В целом, себестоимость строительства объектом методом ННБ несколько ниже, чем МТН. Если сравнивать стоимость строительства перехода через р. [REDACTED] для траншейного метода, ННБ и МТН, то соотношение соответственно выглядит следующим образом 1:0,8:1,2 [2].

Строительный риск. Строительный риск технической возможности строительства переходов по бестраншейной технологии значительно выше, чем при традиционных методах.

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		47

При реализации МТН основной риск заключается в том, что внезапно в процессе проходки осевые усилия в используемых гидравлических домкратах становятся недостаточными для преодоления трения обсадной колонны. Процесс ННБ также может быть остановлен из-за недостатка мощности буровой установки.

Кроме того, другой риск, характерный для ННБ, - опасность обрушения буровой скважины. В отличие от МТН буровая скважина поддерживается только используемым бентонитовым раствором.

Определим наиболее оптимальный метод прокладки подводного перехода магистрального газопровода «XXXXXXXXXX».

Грунт, в котором прокладывается переход, состоит из средних и тяжелых суглинков и песка, что обуславливает применение как ННБ, так и МТН. При МТН трубопровод, безусловно, более защищен от воздействия окружающей среды, однако, место производства работ является незаселенной территорией и воздействие человеческого фактора в процессе эксплуатации минимально.

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

Во – первых, условный диаметр прокладываемого газопровода составляет XXXX мм, а его протяженность XXXX км, согласно рис. 3.4 выбор ННБ более рационален и наиболее часто применяется при заданных диаметре и протяженности.

Во – вторых, очень важным фактором является продолжительность строительства, которая существенно ниже при ННБ. Действующий газопровод не прошел продление срока эксплуатации и, чем быстрее мы проложим новую ветку, тем меньше вероятность возникновения аварийной ситуации на данном участке.

В – третьих, с экономической точки зрения, ННБ также является более подходящим методом. МТН на 40 % дороже своего оппонента.

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		48

Основными достоинствами МТН являются: независимость от состава прокладываемого грунта, большая защищенность газопровода и чуть большая точность метода. При выполнении данного проекта, эти достоинства являются несущественными, ввиду отсутствия необходимости дополнительной защищенности трубопровода или особенной точности проходки. МТН больше подходит для прокладки в населенных пунктах, или местности с большим количеством уже проложенных или планируемых коммуникаций, чтобы обеспечить надежную защиту газопровода.

Проанализировав траншейные и бестраншейные способы прокладки был выбран бестраншейный способ. Рассмотрев и сравнив два основных бестраншейных метода применительно к данному участку, приходим к выводу, что выбор технологии наклонно-направленного бурения будет более целесообразен как с технологической точки зрения, так и с экономической.

					Выбор оптимальной технологии восстановления несущей способности подводного перехода	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		49

5. Расчетная часть

5.1. Выбор труб для строительства подводного перехода

Выбор труб для строительства всегда выполняется с учетом требований задания на проектирование, климатических характеристик района строительства, СП 36.13330.2012 [44] и СТО Газпром 2-2.1-131-2007 [45] и реестра трубной продукции ОАО «Газпром».

При заданном рабочем давлении равном $P_{\text{раб}} = \blacksquare$ МПа, учитывая коррозионную активность перекачиваемого продукта и высокую степень экологической уязвимости района, для снижения возникновения аварийной ситуации, принимаем трубы – стальные электросварные прямошовные экспандированные диаметром \blacksquare мм, стенка \blacksquare мм, из стали марки \blacksquare , класса прочности \blacksquare изготовленной по ТУ \blacksquare с наружным заводским антикоррозионным трехслойным полиэтиленовым покрытием специального исполнения с толщиной не менее \blacksquare мм.

В табл. 5 приведены максимально возможные механические свойства данной стали и характеристики конструктивных параметров трубы МГ.

Таблица 5 - Характеристики конструктивных параметров трубы

					Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода « \blacksquare » прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения						
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Расчетная часть			Литера	Лист	Листов	
Разраб.		Севостьянов В.В.		01.06.17				ДР	50	162	
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа			
Консульт.								Группа 2БЗБ			
И.О. зав.каф.		Бурков П.В.		01.06.17							

5.2. Расчет весовых характеристик трубопровода

Определение весовых характеристик трубопровода необходимо для понимания нагрузки, оказываемой на сам трубопровод и канал скважины, причем как в процессе строительства, так и в процессе эксплуатации.

Внутренний диаметр трубопровода $D_{вн}$, м, по формуле (1).

$$D_{вн} = D_{н} - 2 \cdot \delta, \quad (1)$$

где $D_{н}$ – наружный диаметр трубопровода, м; $D_{н} = \blacksquare$ м;

δ – толщина стенки, м; $\delta = \blacksquare$ м.

Вес единицы длины трубопровода, q_T , н/м, по формуле (2).

$$q_T = 0,25 \cdot \pi \cdot (D_{н}^2 - D_{вн}^2) \cdot \rho_T \cdot g, \quad (2)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, м; $D_{вн} = \blacksquare$ м;

ρ_T – плотность материала трубы, кг/м³; $\rho_T = \blacksquare$ кг/м³.

Диаметр трубопровода с изоляцией, по формуле (3).

$$D_{и} = D_{н} + 2 \cdot \delta_{и}, \quad (3)$$

где $\delta_{и}$ – толщина изоляции трубопровода, м; $\delta_{и} = \blacksquare$ м.

Вес изоляции на единицу длины, по формуле (4).

$$q_{и} = 0,25 \cdot \pi \cdot (D_{и}^2 - D_{н}^2) \cdot \rho_{и} \cdot g, \quad (4)$$

где $\rho_{и}$ – плотность изоляции, кг/м³; $\rho_{и} = \blacksquare$ кг/м³.

Вес трубопровода с изоляцией, $q_{Т.и}$, н/м, по формуле (5).

$$q_{Т.и} = q_T + q_{и}, \quad (5)$$

Полученные параметры весовых характеристик трубопровода сведем в табл. 6.

					Расчетная часть	Лист
						51
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 6 – Весовые характеристики трубопровода на единицу длины

5.3. Расчет тягового усилия протаскивания трубопровода

Определяем выталкивающую силу, действующую на трубопровод в буровом растворе q_n , Н/м по формуле (6).

$$q_n = 0,25 \cdot \pi \cdot D_{и}^2 \cdot \rho_{бр} \cdot g, \quad (6)$$

где $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, кг/м³, $\rho_{бр} = \blacksquare$ кг/м³;

$D_{и}$ – диаметр трубопровода с изоляцией;

g – ускорение свободного падения, м/с², $g = 9,81$ м/с².

Вес воды в трубопроводе при заполнении его водой q_b , Н/м, по формуле (7).

$$q_b = 0,25 \cdot \pi \cdot D_{вн}^2 \cdot \rho_{в} \cdot g, \quad (7)$$

где q_b – плотность воды, кг/м³, $q_b = \blacksquare$ кг/м³.

Вес единицы длины трубопровода, заполненного водой и находящегося в буровом растворе q_o , Н/м, по формуле (8).

$$q_o = q_{т.и} + q_b - q_n, \quad (8)$$

Силу сопротивления перемещению трубопровода в вязко-пластичном буровом растворе на единицу длины, определяем по формуле (9).

$$\tau = \pi \cdot D_{и} \cdot \tau_o, \quad (9)$$

где τ_o – динамическое напряжение сдвига бурового раствора, Па, $\tau_o = \blacksquare$ Па.

					Расчетная часть	Лист
						52
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Первый расчетный участок профиля длиной $L_1 = \blacksquare$ м представляет собой прямолинейный участок профиля.

Тяговое усилие на первом участке определяем по формуле (10):

$$T_1 = (f \cdot q_0 \cdot \cos \alpha_{\text{вх}} - q_0 \cdot \sin \alpha_{\text{вх}} + \tau) \cdot L_1, \quad (10)$$

где f – коэффициент трения трубопровода о стенки скважины, $f = 1$;

$\alpha_{\text{вх}}$ – угол входа трубопровода, $\alpha_{\text{вх}} = \blacksquare^\circ$.

Второй расчетный участок профиля представляет собой криволинейный участок трубопровода в скважине длиной $L_2 = \blacksquare$ м.

Тяговое усилие на втором участке рассчитывается по формуле (11):

$$T_2 = T_1 \cdot A + \left((1 - f^2) \cdot (A \cdot \cos \alpha_{\text{вх}} - \cos \alpha_{\text{гор}}) + 2 \cdot F \cdot (A \cdot \sin \alpha_{\text{вх}} - \sin \alpha_{\text{гор}}) \right) \cdot G + \frac{R \cdot \tau}{F} \cdot (1 - A), \quad (11)$$

где T_1 – тяговое усилие на первом участке, $T_1 = \blacksquare$ Н;

A – промежуточная величина;

$\alpha_{\text{гор}}$ – угол выхода скважины с рассматриваемого участка; $\alpha_{\text{гор}} = \blacksquare^\circ$;

F – сила прижатия трубопровода к стенкам скважины;

G – коэффициент учитывающий влияние изгиба, Н;

Сила прижатия трубопровода к стенкам скважины, по формуле (12).

$$F = f \cdot \sin\left(-\frac{T_1}{R} + q_0 \cdot \cos \alpha_{\text{вх}}\right), \quad (12)$$

где R – радиус упругого изгиба, $R = \blacksquare$ м.

Промежуточная величина, по формуле (13).

$$A = e^{F \cdot (\sin \alpha_{\text{гор}} - \sin \alpha_{\text{вх}})}, \quad (13)$$

Коэффициент, учитывающий влияние изгиба, по формуле (14).

$$G = \frac{R \cdot q_0}{f^2 + 1}, \quad (14)$$

					Расчетная часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Определим тяговое усилие на втором участке по формуле (11).

Третий расчетный участок профиля представляет собой прямолинейный участок длиной $L_3 = \blacksquare$ м.

Тяговое усилие на третьем участке определяем по формуле (15):

$$T_3 = T_2 + (f \cdot q_0 \cdot \cos \alpha_{\text{гор}} - q_0 \cdot \sin \alpha_{\text{гор}} + \tau) \cdot L_3, \quad (15)$$

Четвертый расчетный участок профиля представляет собой криволинейный участок трубопровода в скважине длиной $L_4 = \blacksquare$ м.

Тяговое усилие на четвертом участке рассчитывается по формуле (16):

$$T_4 = T_3 \cdot A + \left((1 - f^2) \cdot (A \cdot \cos \alpha_{\text{гор}} - \cos \alpha_{\text{вых}}) + 2 \cdot F \cdot (A \cdot \sin \alpha_{\text{гор}} - \sin \alpha_{\text{вых}}) \right) \cdot G + \frac{R \cdot \tau}{F} \cdot (1 - A), \quad (16)$$

где $\alpha_{\text{вых}}$ – угол выхода трубопровода, $\alpha_{\text{вых}} = \blacksquare^\circ$.

Сила прижатия трубопровода к стенкам скважины, по формуле (17)

$$F = f \cdot \sin\left(-\frac{T_3}{R} + q_0 \cdot \cos \alpha_{\text{гор}}\right), \quad (17)$$

Промежуточная величина, по формуле (18).

$$A = e^{F \cdot (\sin \alpha_{\text{вых}} - \sin \alpha_{\text{гор}})}, \quad (18)$$

Коэффициент, учитывающий влияние изгиба, принимаем равным $G = \blacksquare$ Н, в соответствии с формулой (14).

					Расчетная часть	Лист
						54
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Тяговое усилие на четвертом участке определяем по формуле (16).

Пятый расчетный участок профиля представляет собой прямолинейный участок длиной $L_5 = \blacksquare$ м

Тяговое усилие на пятом участке определяем по формуле (19).

$$T_5 = T_4 + (f \cdot q_0 \cdot \cos \alpha_{\text{ВЫХ}} - q_0 \cdot \sin \alpha_{\text{ВЫХ}} + \tau) \cdot L_5, \quad (19)$$

Таким образом, расчетное тяговое усилие протягивания дюкера составляет \blacksquare кН. С учетом запаса буровая установка должна обеспечить тяговое усилие \blacksquare кН.

5.4. Расчет прочности трубопровода

Проверка прочности трубопроводов ведется согласно СП 36.13330.2012 [44].

Трубопровод проходит проверку на прочность в продольном направлении при выполнении условия (20).

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (20)$$

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

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр.}N} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр.}N} < 0$);

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа.

Определим значение ψ_2 по формуле (21).

					Расчетная часть	Лист
						55
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (21)$$

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа.

Кольцевые напряжения $\sigma_{кц}$ определяем по формуле (22).

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}, \quad (22)$$

где n - коэффициент надежности по нагрузке – рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл.13 СП 36.13330.2012 [44], $n = \blacksquare$;

δ_n - номинальная толщина стенки трубы, $\delta_n = \blacksquare$ мм.

Продольные осевые напряжения $\sigma_{пр.N}$ определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле (23).

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}, \quad (23)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = \blacksquare$ град⁻¹ = \blacksquare град⁻¹;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = \blacksquare$ МПа (\blacksquare кгс/см²);

Δt - расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

μ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), $\mu = \blacksquare$.

Температура строительства подводного перехода равна $t_{ст} = \blacksquare$ °С, а средняя температура эксплуатации трубопровода $t_э = \blacksquare$ °С. Тогда расчетный температурный коэффициент равен: $\Delta t = t_э - t_{ст} = \blacksquare$ °С.

Определим расчетные сопротивления растяжению и сжатию R_1 и R_2 по

					Расчетная часть	Лист
						56
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

формулам (24) и (25).

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (24)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H}, \quad (25)$$

где $R_1^H = \sigma_{вр}$ - нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;
 $R_2^H = \sigma_{пр}$ - нормативное сопротивление сжатию металла трубы, МПа;
 m - коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность, принимаемый по табл. 10;
 k_1, k_2 - коэффициенты надежности по материалу, принимаемые соответственно по табл. 11 и 12;
 k_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 13.

В соответствии с табл.3 СП 36.13330.2012 [44], при пересечении судоходных водных преград в русловой части и прибрежных участках длиной не менее 25 м, а также пойм рек по горизонту высоких вод 10%-ной обеспеченности, принято принимать категорию подводного перехода магистрального газопровода равной I.

Магистральные трубопроводы и их участки подразделяются на категории, требования к которым в зависимости от условий работы, объема неразрушающего контроля сварных соединений и величины испытательного давления приведены в табл. 7.

Таблица 7 – Значения коэффициентов условий труда

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

					Расчетная часть	Лист
						57
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Принимаем значение коэффициента $m = \blacksquare$.

Таблица 8 – Значения коэффициентов надежности по материалу k_1

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_1
1. Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5% и прошедшие 100%-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,34
2. Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100%-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или ковальной заготовки, прошедшие 100%-ный контроль неразрушающими методами	1,40
3. Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100%-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами	1,47
4. Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы	1,55

Таблица 9 – Значения коэффициентов надежности по материалу k_2

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

Таблица 10 – Значения коэффициентов надежности по назначению k_2

Условный диаметр трубопровода, мм	Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода k_2			
	Для газопроводов в зависимости от внутреннего давления p , МПа			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p \leq 5,4$	$5,4 < p \leq 7,4$	$7,4 < p \leq 9,8$	
500 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00
600-1000	1,00	1,00	1,05	1,00
1200	1,05	1,05	1,10	1,05
1400	1,05	1,10	1,15	-

Значения остальных коэффициентов k_1 , k_2 и k_n принимаем по табл. 8, 9 и

					Расчетная часть	Лист
						58
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

10 соответственно.

В соответствии с исходными данными принимаем значения коэффициентов равными: $k_1=$ ■, $k_2=$ ■ и $k_H=$ ■.

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

$$R_1^H = \sigma_{вр} = \text{■ МПа};$$

$$R_2^H = \sigma_T = \text{■ МПа}.$$

В результате полученных вычислений проверяем условие прочности по условию (20).

Таким образом, условие прочности выполняется с большим запасом.

5.5. Расчет пластических деформаций трубопровода

Расчет газопровода на пластические деформации ведется по методике, отраженной в п.8.26 СП 36.13330.2012 [44].

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов проверку необходимо производить по двум условиям (26) и (27).

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (26)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (27)$$

где $\sigma_{пр}^H$ - 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 ($\sigma_{пр}^H > 0$)

					Расчетная часть	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} < 0$), по формуле (28);

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}}, \quad (28)$$

$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, по формуле (29).

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{H}}}. \quad (29)$$

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий, по формуле (30).

$$\sigma_{\text{пр}(+)}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot R}. \quad (30)$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий, по формуле (31).

$$\sigma_{\text{пр}(-)}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot R}, \quad (31)$$

где R - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода,

$$R = \blacksquare \text{ м.}$$

В дальнейших расчетах принимаем больше по модулю значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий.

Выполняем проверку для предотвращения пластических деформаций трубопровода по условиям (26) и (27):

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Оба условия выполняются, следовательно, проверка на недопустимые пластические деформации выполнена.

5.6. Расчет общей устойчивости трубопровода

Расчет общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы выполняется из условия (32).

$$S \leq m \cdot N_{кр}, \quad (32)$$

где S - эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, МН;

$N_{кр}$ - продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, МН.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S определяется по формуле (33).

$$S = 100 \cdot \left((0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t \right) \cdot F, \quad (33)$$

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа;

F - площадь поперечного сечения трубы, см².

Площадь поперечного сечения металла трубы определяем по формуле (34).

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{н}^2 - D_{вн}^2) \quad (34)$$

Значение кольцевого напряжения от расчетного внутреннего давления принимаем $\sigma_{кц} = \blacksquare$ МПа.

$N_{кр}$ следует определять согласно правилам строительной механики с

					Расчетная часть	Лист
						61
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости. На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды.

Для участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по формуле (35).

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{p_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^6 \cdot I^3}, \quad (35)$$

где p_0 - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м;

$q_{верт}$ - сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, Н/м;

I - момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м⁴.

Продольное критическое усилие трубопроводов в случае упругой связи трубы с грунтом рассчитывается по формуле (36).

$$N_{кр} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot I}, \quad (36)$$

где k_0 - коэффициент нормального сопротивления грунта (коэффициент постели грунта при сжатии), МН/м³.

Рассчитаем продольное критическое усилие $N_{кр}$.

1. Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяем по формуле (37).

$$p_0 = \pi \cdot D_n \cdot \tau_{пр}, \quad (37)$$

где $\tau_{пр}$ - предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом, МПа.

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом определяем по формуле (38).

$$\tau_{\text{пр}} = p_{\text{гр}} \cdot \tan \varphi_{\text{гр}} + C_{\text{гр}}, \quad (38)$$

где $p_{\text{гр}}$ - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, Н/м²;

$\varphi_{\text{гр}}$ - угол внутреннего трения грунта, град.;

$C_{\text{гр}}$ - сцепление грунта, Па.

Величина $p_{\text{гр}}$ определяется по формуле (39).

$$p_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left(\left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \right) + \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \right) \cdot \tan \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right) + q_{\text{тр}}}{\pi \cdot D_{\text{н}}}, \quad (39)$$

где $n_{\text{гр}}$ - коэффициент надежности по нагрузке от давления грунта, принимаемый по табл. 13 СП 36.13330.2012, $n_{\text{гр}} = \blacksquare$;

h_0 - средняя высота слоя грунта от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, м;

$\gamma_{\text{гр}}$ - удельный вес грунта, Н/м³;

$q_{\text{тр}}$ - нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, Н/м.

$q_{\text{тр}}$ определяется по формуле (40).

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{из}} + q_{\text{пр}}, \quad (40)$$

где $q_{\text{м}}$ - расчетная нагрузка от массы трубы, Н/м;

$q_{\text{из}}$ - расчетная нагрузка от изоляции трубопровода, Н/м;

$q_{\text{пр}}$ - расчетная нагрузка от веса продукта, Н/м, которая учитывается при расчете газопроводов, если в процессе их эксплуатации невозможно их опорожнение и замещение продукта воздухом.

Определим нагрузку от веса трубы

$$q_{\text{м}} = n_{\text{с.в.}} \cdot q_{\text{м}}^{\text{н}} = n_{\text{с.в.}} \cdot \rho_{\text{ст}} \cdot g \cdot F, \quad (41)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		63

где $n_{с.в.}$ - коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса трубопровода и устройств, принимаемый по табл.13 СНиП 2.05.06-85 [38];

q_M^H - нормативное значение нагрузки от собственного веса трубы, Н/м;

$\rho_{ст}$ - плотность стали, $\rho_{ст} = \blacksquare$ кг/м³;

g - ускорение свободного падения, $g = 9,8$ м²/с.

Принимаем значение $n_{с.в.} = \blacksquare$, так как при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции, должны приниматься те значения коэффициентов надежности по нагрузке, которые указаны в скобках.

Определим нагрузку от веса изоляции трубопровода

Для изоляции трубопровода используется заводское антикоррозионное трехслойное полиэтиленовое покрытие специального исполнения с толщиной \blacksquare мм, производства ОАО «ЧТПЗ» г. Челябинск. Данная изоляция обеспечивает надежную защиту от механических повреждений и коррозионных воздействий при температурах эксплуатации от минус 60°С до плюс 50°С.

Нагрузка от веса изоляции была определена по формуле (4) и равна $q_{и} = \blacksquare$ Н/м.

Определим нагрузку от веса продукта

Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода $q_{пр}$ определяется по формуле (42).

$$q_{пр} = 0,215 \cdot \rho_{пр} \cdot g \cdot \frac{p_a \cdot D_{вн}^2}{z \cdot T}, \quad (42)$$

где $\rho_{пр}$ - плотность природного газа при нормальных условиях (273,15 К и 0,1013 МПа), кг/м³;

z - коэффициент сжимаемости газа;

T - абсолютная температура газа, К.

В случае природного газа допускается принимать по формуле (43).

					Расчетная часть	Лист
						64
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$q_{\text{пр}} = 10^{-2} \cdot n_{\text{пр}} \cdot P \cdot D_{\text{вн}}, \quad (43)$$

где $n_{\text{пр}}$ - коэффициент надежности по нагрузке от массы продукта,

$$n_{\text{пр}} = \blacksquare;$$

Угол внутреннего трения и сцепления с грунтом необходимо определять по табл. 11.

Таблица 11 – Характеристики влажных грунтов Средней полосы России

Грунт	$\varphi_{\text{гр}}$, градус	$\tan \varphi_{\text{гр}}$	$C_{\text{гр}}$, кПа
Гравелистый песок	36÷40	0,7÷0,8	0÷2
Песок средней крупности	33÷38	0,65÷0,75	1÷3
Мелкий песок	30÷36	0,6÷0,7	2÷5
Пылеватый песок	28÷34	0,55÷0,65	2÷7
Супеси	21÷25	0,35÷0,45	4÷12
Суглинки	17÷22	0,3÷0,4	6÷20
Глины	15÷18	0,25÷0,35	12÷40
Торф	16÷30	0,3÷0,5	0,5÷4

В связи с преобладаем мелкого песка принимаем значения $\varphi_{\text{гр}} = \blacksquare$ град,
 $C_{\text{гр}} = \blacksquare$ кПа.

2. Сопротивление грунта поперечным вертикальным перемещениям трубопровода единичной длины определяется по формуле (44).

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{тр}}, \quad (44)$$

Момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке определяется по формуле (45).

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4), \quad (45)$$

Вычислив все необходимые данные, проверяем трубопровод на общую устойчивость по условию (32).

Условие выполнено со значительным запасом, следовательно, проверка общей устойчивости трубопровода пройдена.

					Расчетная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Суммарная продолжительность выполнения работ составила ■■■ месяцев.

Многие работы на строительной площадке выполняются параллельно, поэтому, для иллюстрации календарного плана проекта, приведена таблица 9.1, на которой работы представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Таблица 9.1 – Линейный календарный график выполнения работ

Наименование работ	Сроки выполнения		Кол-во дней	Декабрь			Январь			Февраль			Март			
	Начало	конец		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Перебазировка техники на объект производства работ	24.12.2016	30.01.2017	38													
Получение разрешений, согласований	22.12.2016	20.01.2017	30													
Расчистка, инженерная подготовка трассы	12.01.2017	20.01.2017	9													
Завоз труб и отводов на объект	12.01.2017	20.01.2017	9													
Подготовка площадок: монтажных и под буровой комплекс	15.01.2017	30.01.2017	16													
Устройство амбаров: для шлама и балластировки дюкера	15.01.2017	30.01.2017	16													
Сварка участка перехода	22.01.2017	10.02.2017	20													
Предварительное гидроспытание	11.02.2017	14.02.2017	4													
Изоляция сварных стыков	15.02.2017	21.02.2017	7													
Монтаж бурового комплекса	15.02.2017	30.02.2017	16													
Бурение пилотной скважины	11.02.2017	21.02.2017	11													
Расширение пилотной скважины	22.02.2017	13.03.2017	21													
Калибровка скважины	14.03.2017	15.03.2017	2													
Протаскивание дюкера	16.03.2017	17.03.2017	2													
Демонтаж бурового комплекса	18.03.2017	23.03.2017	6													

9.2. Затраты на оплату труда

Строительство подводного перехода делится на 2 принципиально разные технологии, в первом случае это сооружение пойменной части трубопровода, во втором, это сооружение подводного перехода в русловой части р. ■■■ методом наклонно-направленного бурения. Строительство намечено вести традиционным методом с использованием командирования.

Численность работников определяется в целом по объекту и основывается на объеме строительно-монтажных работ и сложившейся структуры рабочих для данного вида работ.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		102

Среднесписочная потребность в работающих определяется по физическим объемам работ, нормативной трудоемкости, указанной в локальном сметном расчете, и календарном плане строительства. Численность работников рабочих профессий, выполняющих строительно-монтажные работы, определяется по формуле (9.2).

$$P = \frac{Q_{\text{общ}}}{D \cdot Ч \cdot C_{\text{м}}}, \quad (9.2)$$

где P – численность работников, чел.;

$Q_{\text{общ}}$ – общая нормативная трудоемкость, чел.-ч;

D – Общая продолжительность строительства в рабочих днях;

$Ч$ – продолжительность рабочей смены, ч, 10 часов;

$C_{\text{м}}$ – количество смен в день, 1 смена.

Численность работающих приведена в табл. 9.2.

Таблица 9.2 – Общая численность работников

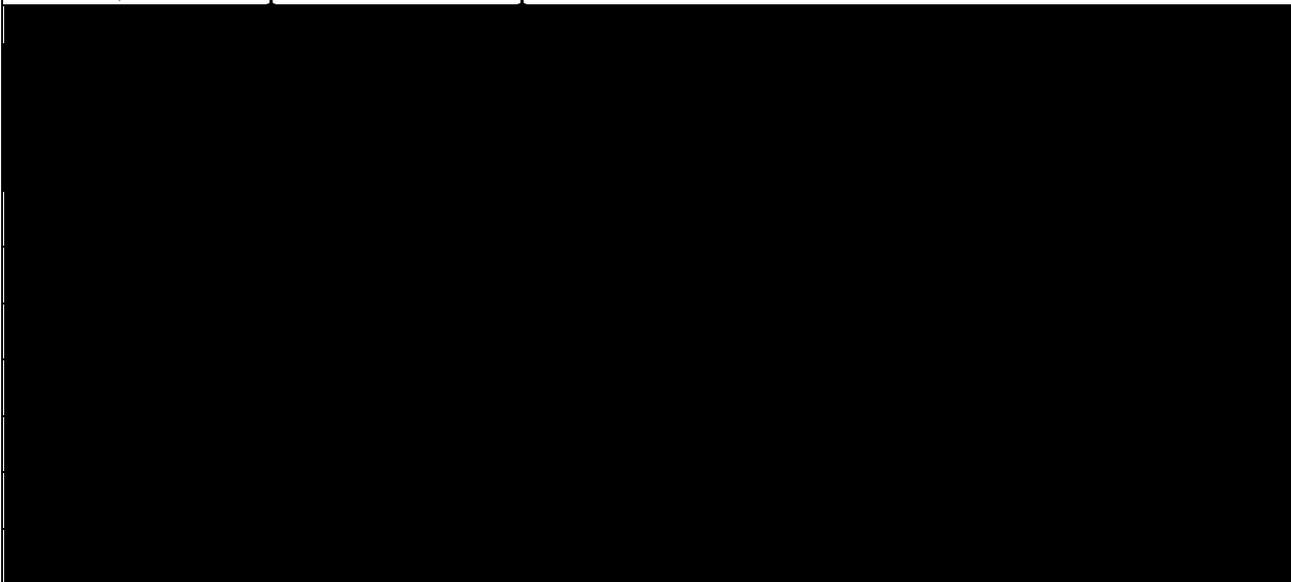
Количество работающих, чел.				
Для сооружения пойменной части газопровода				
Всего	В том числе			
	Рабочие, 83,4%	Инженерно-технические работники, 9%	Служащие, 5,9%	Младший обслуживающий персонал (МОП), 1,7%
92	77	10	3	2
Количество работающих, чел.				
Для сооружения подводного перехода методом ННБ				
Всего	В том числе			
	Инженерно-технические работники, 9%	Инженерно-технические работники, 9%	Инженерно-технические работники, 9%	Инженерно-технические работники, 9%
42	34	5	2	1

Начисление заработной платы рабочим осуществляется по тарифным ставкам, в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. При окончательном назначении заработной платы учитывается: отработанное время, премии, надбавки по районным коэффициентам. Пример расчета заработной платы части работников при выполнении линейных работ

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

представлен в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Заработная плата работников линейной части



9.3. Отчисления на социальные нужды

Отчисления на единый социальный налог осуществляется в размере 30% от всего (ФЗП) фонда заработной платы.

На 2017 год при оплате ЕСН плательщик должен перечислить в фонды следующие проценты:

- 22% в Пенсионный Фонд;
- 2,9% в Фонд социального страхования;
- 5,1% в Фонд медицинского страхования.

Итого ЕСН составляет: 30,0%.

Согласно сводному сметному отчету (табл. 9.6) фонд заработной платы (ФЗП) составляет 12923709,7 руб. Рассчитаем сумму каждого отчисления.

Отчисление в Пенсионный фонд:

$$З_{пф} = З_{фзп} \cdot 0,22 = \blacksquare \text{ руб.}$$

Отчисление в Фонд социального страхования (ФСС):

$$З_{фсс} = З_{фзп} \cdot 0,029 = \blacksquare \text{ руб.}$$

Отчисление в Фонд медицинского страхования (ФМС):

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

$$Z_{\text{фмс}} = Z_{\text{фзп}} \cdot 0,051 = \blacksquare \text{руб.}$$

Общие отчисления на единый социальный налог (ЕСН) составили:

$$Z_{\text{есн}} = Z_{\text{фзп}} \cdot 0,3 = \blacksquare \text{руб.}$$

9.4. Затраты на материалы

Прокладка подводного перехода является самым сложным, энергоемким, материалоемким и трудоемким процессом при строительстве линейной части. Огромную часть сметных затрат составляют затраты на материальные ресурсы. Часть локального расчета материальных ресурсов на проведение работ по наклонно-направленному бурению представлена в табл. 9.4.

Таблица 9.4 – Затраты на материалы при работах по ННБ

9.5. Основные машины и механизмы

Для выполнения работ необходимо определение потребного количества в основных строительных машинах и механизмах. Для выполнения

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

рассматриваемых работ необходимы машины и механизмы, представленные в табл. 9.5.

Таблица 9.5 – Машины и механизмы для выполнения основных работ

Наименование	Марка	Кол-во
Бурильно-проходческий комплекс ННБ	Drill Rig TIDRIL - 350	1
Роликовая опора	ОРБ-15	33
Шламовый насос	Произ-ть не менее 50 м ³ /ч	4
Водяной насос	Произ-ть не менее 25 м ³ /ч	1
Погружной дренажный насос	ГНОМ 50-25	2
Бульдозер (мощностью 118 кВт)	ДЗ-110 (на базе Т-130)	2
Бульдозер (мощностью 300 кВт)	Caterpillar D8R	1
Трелевочный трактор	Т-130	1
Экскаватор (емкость ковша 1,0 м ³)	Hitachi-400	2
Кран (грузоподъемность 25 т)	КС-55713	1
Трубоукладчик (грузоподъемность 92 т)	Comatsu D-355C	4
Монтажные полотенца	ПМ 524	5
Троллейная подвеска	ТПП-631	4
Мобильный грунтосос	АН-300	1
Лебедка	ЛП-151	1
Автосамосвал	г/п 10 т	2
Бортовая машина	г/п 10 т	2
Трубовоз	г/п 10 т	2
Тягач	Урал-44202	1
Автозаправщик	Т371	1
Прицеп	ЧМЗАП-93867	2
Вахтовая машина	Урал	2
Каток прицепной	Вес 25 т	1
Дизельная электростанция	ДЭС-50	3
Наполнительный агрегат	АН-261	1
Опрессовочный агрегат	АО-161	1
Компрессорная установка	ЗИФ-55	2
Сварочный агрегат	Урал-мастер	2
Установка для резки труб	«Орбита»	1
Автоцистерна для питьевой воды	АВЦ-1,7	1
Автоцистерна пожарная	АЦ40-130	1
Центратор наружный звеньевой	ЦЗН	2
Центратор внутренний	ЦВ	1
Передвижная лаборатория контроля качества сварных стыков	РМЛ 2 В	1

Для обеспечения всех машин и механизмов дизельным топливом, в сметную документацию закладывается стоимость топлива.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		106

9.6. Сводная смета затрат на строительство подводного перехода

Существуют различные методы расчета сметной стоимости работ. Основными из них являются: ресурсный метод, ресурсно-индексный, базисно-индексный, базисно компенсационный.

В данной работе использовался ресурсный метод. Суть его заключается в калькулировании ресурсов в текущих ценах и тарифах. При составлении смет использовались натуральные измерители расхода материалов и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы принимаются текущие (т.е. на момент составления смет). Использование данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени.

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы - амортизация основных фондов. Сводный сметный расчет затрат на строительство подводного перехода представлен в табл. 9.6.

Таблица 9.6 – Сводный сметный расчет затрат на строительство

№ п/п	Наименование	Название работ	Единицы измерения	Результат	
1	Работы на линейной части	Земляные работы	руб.		
		Монтажно-изоляционные работы			
		Специальные работы			
		Знаки			
		Вырезка тройника			
		Работы после гидроиспытаний			
		Транспортировка МТР на площадку			
	Сметная трудоемкость	Чел.час.			
	Трудозатраты механизаторов	Чел.час.			
	Средства на оплату труда	руб.			
Сметная стоимость строительных работ	руб.				
2	Материалы	Поставка материалов для строительства	руб.		
					Сметная стоимость работ
3	Наклонно-направленное бурение	Основные работы по ННБ	руб.		

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		107

	Заключительные работы	руб.	
Сметная трудоемкость		Чел.час.	
Трудозатраты механизаторов		Чел.час.	
Средства на оплату труда		руб.	
Сметная стоимость строительных работ		руб.	
Испытания трубопровода	Очистка и гидроиспытание дюкера	руб.	
	Дополнительный транспорт материалов	руб.	
Сметная трудоемкость		Чел.час.	
Трудозатраты механизаторов		Чел.час.	
Средства на оплату труда		руб.	
Сметная стоимость строительных работ		руб.	
Монтажные площадки №1, №2, №3	Устройство монтажной площадки №1	руб.	
	Устройство монтажной площадки №2	руб.	
	Устройство монтажной площадки №3	руб.	
Сметная трудоемкость		Чел.час.	
Трудозатраты механизаторов		Чел.час.	
Средства на оплату труда		руб.	
Сметная стоимость строительных работ		руб.	
Демонтажные работы	Основные работы по демонтажу	руб.	
	Вырезка тройника	руб.	
	Транспортные расходы	руб.	
Сметная трудоемкость		Чел.час.	
Средства на оплату труда		руб.	
Сметная стоимость строительных работ		руб.	
Устройство электрохимической защиты	Строительные работы	руб.	
	Монтажные работы	руб.	
Сметная трудоемкость		Чел.час.	
Трудозатраты механизаторов		Чел.час.	
Средства на оплату труда		руб.	
Сметная стоимость строительных работ		руб.	
Общая стоимость основных работ по замене подводного перехода			
Трудоемкость		Чел.час.	
Трудозатраты механизаторов		Чел.час.	
Средства на оплату труда		руб.	
Общая стоимость основных работ		руб.	
Изм	Лист	№ докум	Подп. Дата
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лист
			108

Общая стоимость затрат на выполнение основных работ по замене подводного перехода МГ «XXXXXXXXXX» через рXXXX методом наклонно-направленного бурения составит XXXXXXXXXX руб.

Структура затрат при выполнении ремонтных работ представлена на рис.9.1.

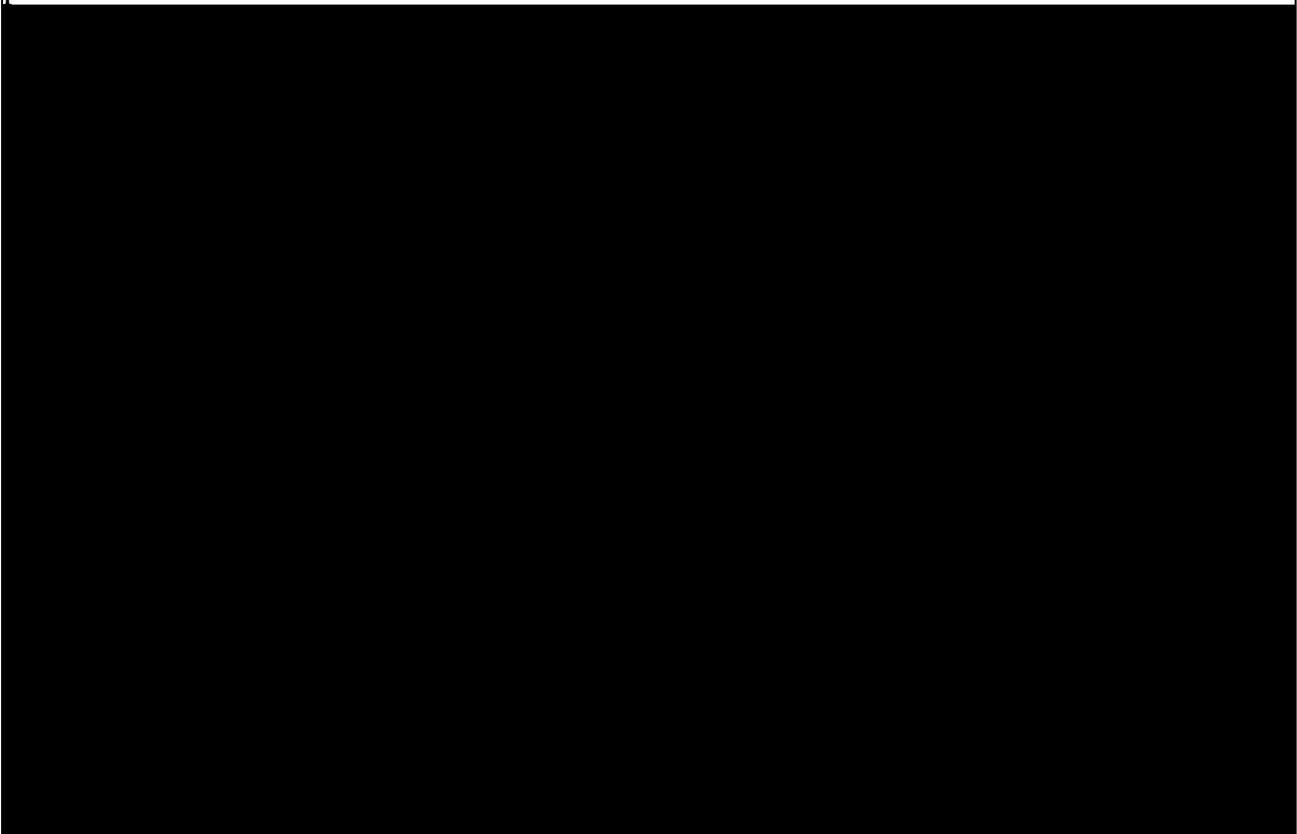


Рисунок 9.1 – Структура затрат в процентном соотношении

Как можно увидеть на рис. 9.1 наибольшую часть затрат при проведении работ составляют работы по демонтажу, по наклонно-направленному бурению и затраты на приобретение материалов.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		109

10. Социальная ответственность

10.1. Введение

Подводный переход магистрального газопровода (ППМГ) представляет собой участок линейной части МГ, пересекающий водную преграду и уложенный ниже отметки руслового размыва водоема.

В связи со старением, износом и потерей ППМГ эксплуатирующих свойств, возникает потребность в проведении его капитального ремонта и восстановлении требуемых характеристик.

Капитальный ремонт является технологическим процессом организации, проведения, контроля и сдачи работ по замене ПП новой ниткой, проложенной методом наклонно-направленного бурения, и демонтажу действующего ПП.

Подводный переход расположен в [REDACTED] области, [REDACTED] районе и пересекает реку [REDACTED] вблизи [REDACTED]. Климат района умеренно-континентальный, отличается значительными суточными и годовыми амплитудами температуры, более длительным зимним периодом.

В данном разделе рассматривается деятельность работников, обеспечивающих выполнение работ, с точки зрения безопасности жизнедеятельности. Выполнен прогноз возможных негативных последствий производственной деятельности с оценкой ущерба и охарактеризованы намеченные к реализации мероприятия для снижения негативного воздействия на компоненты окружающей среды.

Важнейшей задачей при производстве работ по замене подводного перехода магистрального газопровода является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

					Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода « [REDACTED] » прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Севостьянов В.В.		01.06.17	Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	108	162
Консульт.		Грязнова Е.Н.		30.05.17		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
И.О. зав.каф.		Бурков П.В.		01.06.17		Группа 2БЗБ		

10.2. Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по замене ППМГ в таблице 10.2.1.

Таблица 10.2.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по замене действующего участка ППМГ

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Подготовительные работы: -строительство временных дорог -приемка труб -срубка леса и кустарников 2.Погрузочно-разгрузочные работы 3.Земляные работы: -рытье котлованов -отрывка подводной траншеи 4.Сварочно-монтажные работы: -газовая резка -сварка труб -подготовка трубопровода к протаскиванию 5.Прокладка новой нитки: -бурение скважины -протаскивание трубопровода	<i>Физические</i>		
		Движущиеся машины и механизмы	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ [58]
		Обрушивающиеся горные породы	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ [58] ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [59]
		Повышенный уровень статического электричества и напряжения	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ [60] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [61] ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [62] ГОСТ 12.1.045–84 ССБТ [63]
		Трубопроводы и оборудование, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ [64] ПБ 03-576-2003 [65]
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	НПБ 105-03 [66] ППБ 01-2003 [67] СНиП 21-01-02-85 [69]
		Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны	СанПиН 2.2.4.548–96 [70] ГОСТ Р 12.4.236-2011 [71]
		Недостаточная освещенность рабочей зоны	СНиП 23-05-95 [72] СП 52.13330.2011 [73]
		Превышение уровней шума	СНиП 23-03-2003 [74] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [75] СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [76] СП 51.13330.2011 [77]
		Превышение уровней вибрации	ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [78] СН 2.2.4/2.1.8.566–96 [79]

		<i>Химические</i>	
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны			ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ [80] ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [81]
		<i>Биологические</i>	
Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми			ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ [83]
		<i>Психофизиологические</i>	
Физические нагрузки			ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ [58]

10.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

При проведении работ по замене подводного перехода сотрудники подвергаются воздействию следующих вредных производственных факторов (табл. 10.2.1). Рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, на минимизацию их воздействия.

Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны

Микроклиматические условия окружающей среды оказывают существенное влияние на здоровье человека. Они складываются из:

- температуры воздуха;
- температуры поверхностей;
- относительной влажности воздуха;
- скорости движения воздуха;
- интенсивности теплового облучения.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -30 до -35 °С [81].

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		112

Для контроля соответствия гигиенических требований измерения показателей микроклимата необходимо проводить не менее 3 раз за смену, однако частота измерения определяется стабильностью производственного процесса, функционированием технологического и санитарно-технического оборудования [70].

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ работающим на открытом воздухе ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ [81].

Работники должны быть обучены мерам защиты и оказания первой помощи при обморожениях и перегревах тела.

Основными правилами, позволяющими защитить сотрудника от обморожения является: использование свободной одежды, не сковывающей движений и не мешающая кровообращению; непромокаемая утепленная обувь; использование рукавиц, шарфов и шапок из непродуваемого материала.

При работе на открытом воздухе все сотрудники должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [71].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для освещения рабочей площадки в дневное время используются естественные источники света, а в вечернее – искусственные.

При использовании искусственного освещения необходимо пользоваться лампами накаливания и люминесцентными лампами в взрывобезопасных плафонах [72].

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		113

должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную, и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

Требования к освещению строительных площадок следует принимать по СНиП 23-05-95 и СП 52.13330.2011 [72, 73]. Оптимальные параметры освещения открытых площадок установлены на уровне 2-50 лк в зависимости от рода выполняемых работ.

Для обеспечения необходимого уровня освещенности рабочей зоны необходимо соблюдать график работы и выполнять их, по возможности, в дневное время при естественном освещении.

Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

На рабочей площадке основными источниками шума будут являться: буровой комплекс, грузовые автомобили, бульдозер, экскаватор, кран автомобильный, наполнительные и опрессовочные агрегаты, насосы, бензодвигательные пилы, корчеватели, шлифовальные машинки, снегоочистители и др.

Максимальные эквивалентные уровни звука используемых транспортных средств составят:

- бульдозер – 90 дБА;
- кран автомобильный – 80 дБА;
- автомобиль грузовой грузоподъемностью более 10 т – 90 дБА.

					Социальная ответственность	Лист
						114
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Рабочие обслуживающие данную технику, должны быть обеспечены индивидуальными шумозащитными средствами.

Шум рассматривается с точки зрения возможного вредного влияния на здоровье работника, в первую очередь, на его орган слуха, и развития в связи с этим профессионального заболевания (нарушение слуха, вызванное воздействием шума).

Оценка шумового воздействия на работника производится сравнением значения показателя шумового воздействия, полученного в результате измерения, с гигиеническим нормативом по шуму.

Предельно допустимый уровень шума, согласно СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [76], составляет 80 дБА. В таблице 10.2.2 представлены допустимые уровни шума при различных категориях сложности трудового процесса [76].

Таблица 10.2.2 - Предельно допустимые уровни звука

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

Согласно ГОСТ 12.1.029-80 [75] для обеспечения нормального уровня шума необходимо:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);
- использование средств звукопоглощения.

Каждого сотрудника необходимо обеспечивать средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

					Социальная ответственность	Лист
						115
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи;
- противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему;
- противошумные шлемы и каски;
- противошумные костюмы.

Допустимые безопасные уровни шума на границе селитебной застройки указаны в СНиП 23-03-2003 [74] и составляют:

- для дневного времени – 55 дБА;
- для ночного времени – 45 дБА.

Учитывая удаленность проектируемого объекта от селитебной зоны (более 50 км), шумовое воздействие на нее не оказывается.

Превышение уровней вибрации

Воздействие вибрации на организм человека может приводить к ухудшению состояния здоровья работников, в том числе к профессиональным заболеваниям, а также к значительному снижению комфортности условий труда.

Вибрация, создаваемая машинами, механизированным инструментом и оборудованием, способна привести как к нарушениям в работе и выходу из строя самих машин, так и служить причиной повреждения других технических и строительных объектов.

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ [79]. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;

					Социальная ответственность	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;

– организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³ [81].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [81]:

– метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;

– в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³;

– ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);

– ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

– ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам)

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

– 5 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать изолирующими или фильтрующими противогазами (ГП-7, ИП-4М).

Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми

В летнее время года, работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия средствами индивидуальной защиты от гнуса и энцефалитного клеща [83]:

- костюм для защиты от вредных биологических факторов;
- костюм для защиты от гнуса;
- накомарник;
- жидкие мази, крема и аэрозоли для защиты от кровососущих насекомых.

Для предотвращения нападения на работающих диких животных, необходимо соблюдать ряд правил:

- избегать нахождения на участках, заросших высокой травой и кустарником;
- при необходимости передвижения в лесу, передвигаться группой и издавать как можно больше звуков;
- при обнаружении детенышей животных, не приближаться к ним и немедленно покинуть место.

Физические нагрузки

Физические перегрузки могут вызывать гиподинамию (нарушение функций организма), напряженность внимания, эмоциональное напряжение, эстетический и физиологический дискомфорт [58].

Все сотрудники каждый год проходят медицинский осмотр в медицинском учреждении. В соответствии с Приказом Минздравсоцразвития России №83 от

					Социальная ответственность	Лист
						118
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

16.08.2004 «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и порядка проведения этих осмотров (обследований)», медицинская организация, на основании полученных результатов осмотра, составляет поименный список работников, подлежащих периодическим медицинским осмотрам, и утверждает совместно с работодателем календарный план проведения медицинских осмотров (обследований).

Для предотвращения физических перегрузок на производственных площадках, при приезде на место работ, перед выполнением опасных производственных работ, после выполнения опасных производственных работ, а также при отъезде проводится осмотр сотрудников доктором, для установления его физического состояния. Так же, по усмотрению доктора, возможно проведение внеплановых медицинских осмотров.

Для обеспечения безопасности рабочего необходимо соблюдать нормы рабочего времени, составляющие 12 часов при вахтовом методе работы, согласно Трудовому кодексу РФ. Непосредственный начальник должен адекватно оценивать объем выполняемой работы и давать указания в соответствии с физическими возможностями сотрудника.

10.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ по замене ППМГ, а также проведем анализ нормативных значений этих факторов и мероприятий, направленных на снижение или устранение этих факторов.

Движущиеся машины и механизмы

					Социальная ответственность	Лист
						119
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикосания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право и допуск [58].

Обрушивающиеся горные породы

Траншеи, котлованы и прочие сооружения подземного типа необходимо огораживать оградой и необходимыми знаками. Обустройство внутри котлованов должно содержать укрепительные сооружения для предотвращения обвалов стенок.

Перемещение, установка и работа машин вблизи выемок, траншей и котлованов разрешается только за пределами призмы обрушения грунта.

Повышенный уровень статического электричества и напряжения

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений [62]:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная

					Социальная ответственность	Лист
						120
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т. п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

Защитное заземление или зануление, в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 [61], должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

В соответствии с правилами устройства электроустановок выполнена защита электрооборудования, электропроводки (в том числе заземления) от механических воздействий, проникновения растворителей. При этом все ограждающие и закрывающие устройства обладают в соответствии с местными условиями достаточной механической прочностью. Устройства, предназначенные для защиты проводов и кабелей от механических повреждений, по возможности должны быть введены в машины, аппараты и приборы [60].

Обеспечение безопасности при работе с трубопроводами и оборудованием, работающими под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением, обладает

					Социальная ответственность	Лист
						121
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления являются механические воздействия, нарушение технологического режима, неисправность измерительной аппаратуры и ошибки обслуживающего персонала [64].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением [65], распространяются:

- на работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основными правилами для сотрудников, при работе с высоким давлением, являются [65]:

- исключать скопления людей в непосредственной близости к оборудованию с высоким давлением;
- обслуживание трубопровода и оборудования осуществлять только на специально установленных площадках и лестницах;
- перед каждым взаимодействием с оборудованием необходимо производить визуальный осмотр на наличие явных дефектов;
- к обслуживанию допускаются только аттестованные и имеющие на это право сотрудники.

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при

					Социальная ответственность	Лист
						122
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т.д.).

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

В соответствии с НПБ 105-03 [66] наружные производственные площадки, на территории которых находятся горючие и легковоспламеняющиеся жидкости и газы, относятся к категории А_н.

Для обеспечения безопасности, на месте выполнения работ должны находиться: порошковые огнетушители, ящик с песком, кошма (асбестовое одеяло), лопаты [67]. Территория работ должна быть ограждена и контролироваться от попадания на нее посторонних людей. При проведении сварочных работ отделительные перегородки должны быть выполнены из негорючего материала [69].

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

					Социальная ответственность	Лист
						123
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

10.3. Экологическая безопасность

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия [84, 85] при выполнении работ по замене участка ПШИМГ.

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. Основным загрязняющим веществом является природный газ, ПДК которого 300 мг/м³ [81].

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.

Учитывая место расположения объекта по отношению к селитебной зоне, можно сделать вывод о том, что в период проведения работ негативное воздействие на селитебную зону весьма незначительное и не может повлиять на значения фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе района расположения объекта.

Степень воздействия объекта на атмосферный воздух во многом зависит от полноты реализации комплекса мероприятий технологического характера.

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в

					Социальная ответственность	Лист
						124
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

период проведения работ предусмотрены следующие мероприятия [89]:

- 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.;
- исключения вероятности использования на стройплощадке машин и механизмов в неисправном состоянии.

В целях уменьшения загрязнения воздушного бассейна продуктами сгорания топлива в двигателях внутреннего сгорания строительной и транспортной техники, проводятся следующие мероприятия [92]:

- 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

					Социальная ответственность	Лист
						125
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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 [68]. Работы по замене газопровода предполагается проводить на левом и правом берегах реки ■■■ в прибрежной и водоохранной зонах.

Так как прокладка новой нитки МГ осуществляется методом наклонно-направленного бурения, то негативное воздействие на поверхностный водный объект заключается в изменении рельефа прибрежной и водоохранной зон.

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.

Работы проводятся без вскрытия водоносных горизонтов, что исключает загрязнение подземных вод в процессе производства работ.

Забор воды для гидроиспытаний и приготовления раствора из реки ■■■ за весь период проведения работ составляет ■■■ м³. Вывоз воды после гидроиспытаний осуществляется на очистные сооружения ■■■ промышленной площадки (расстояние ■■■ км).

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;

					Социальная ответственность	Лист
						126
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- 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 процессе выполнения работ, негативное воздействие будет оказано на кормовые запасы водных биологических ресурсов, ихтиофауну и среду обитания и, как следствие, нанесение ущерба рыбным запасам.

В соответствии с действующим законодательством [90], при осуществлении работ на водных объектах рыбохозяйственного значения, в пределах водоохранных зон и водосборных (речных) бассейнов, которым был причинен ущерб, должны предусматриваться и осуществляться мероприятия по возмещению утраченной ихтиомассы. Оценка воздействия на водные биоресурсы и компенсационные мероприятия представлены в приложение Е.

Воздействие на литосферу и мероприятия по ее охране

В период проведения ремонтных работ основными факторами негативного воздействия на земельные ресурсы являются техногенные изменения сложившихся природных условий, которые возникают в результате проезда транспорта и строительной техники вне автодорог.

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

					Социальная ответственность	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

строительных отходов.

Общая расчетная площадь нарушенных земель, согласно проектной документации, составляет ████████ га (таблица 10.3.1)

Таблица 10.3.1 – Востребованные земельные участки

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.

Расчет платежей за размещение отходов на полигонах [82] проводится по формуле (10.1).

$$P = Q \cdot N \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (10.1)$$

где Q – количество бытовых и производственных отходов, т/год;

N – норматив платы, руб/т;

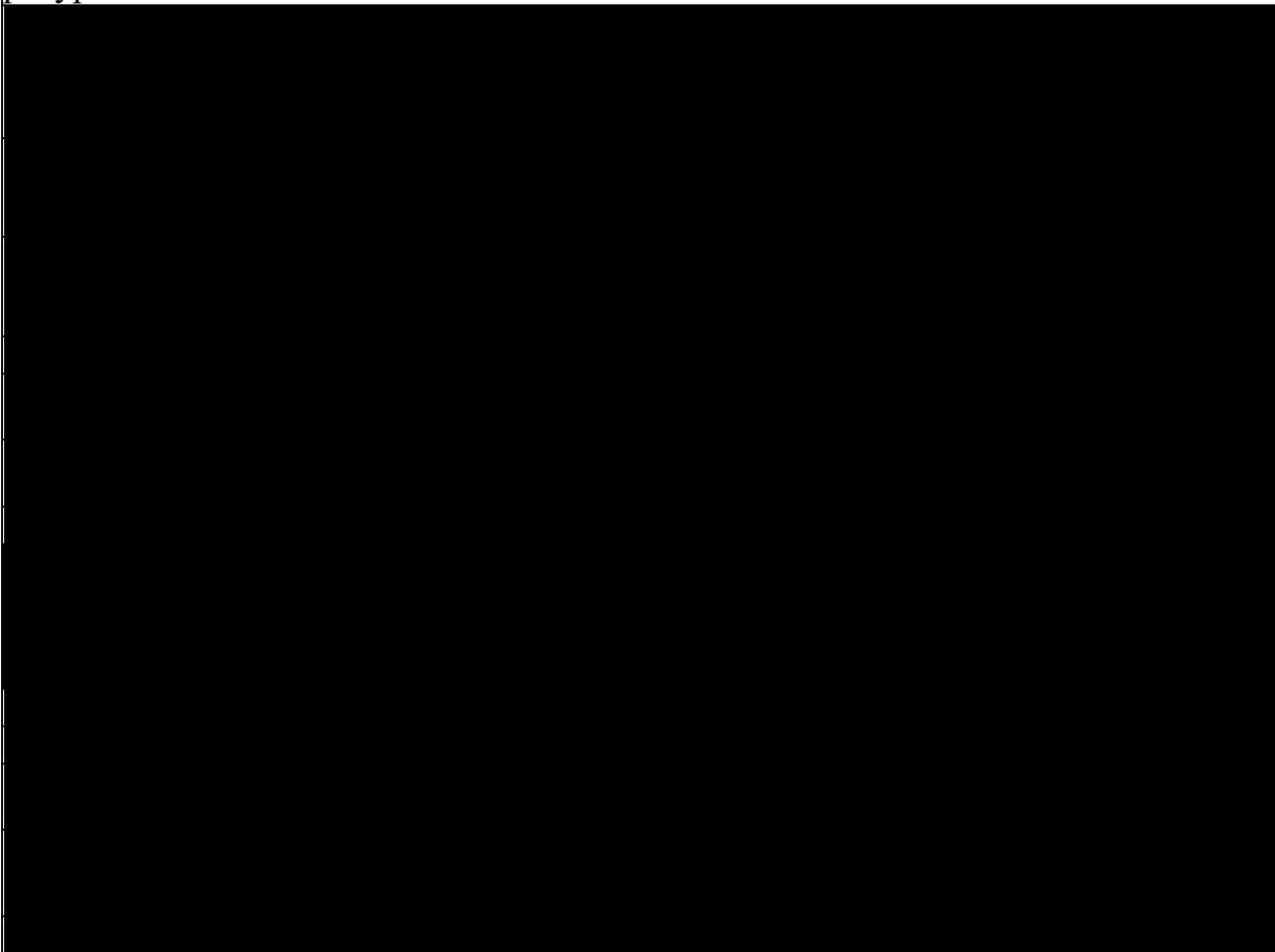
K_1 – коэффициент индексации базовых нормативов к ценам 2017 года;

K_2 – коэффициент, учитывающий экологические факторы района.

Результаты вычислений представлены в табл. 10.3.2.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		128

Таблица 10.3.2 – Расчет платежей за негативное воздействие на земельные ресурсы



Размещение отходов строительства осуществляется на специализированных полигонах для захоронения отходов.

Количество отходов определяется нормативно-расчетным методом в соответствии с действующими нормативно-методическими документами (таблица 10.3.2).

Расчет платежей на захоронение отходов на полигонах рассчитывается по формуле (10.2), (тарифная ставка принята по ОАО «Полигон», г.Томск).

$$P = Q \cdot K_1, \quad (10.2)$$

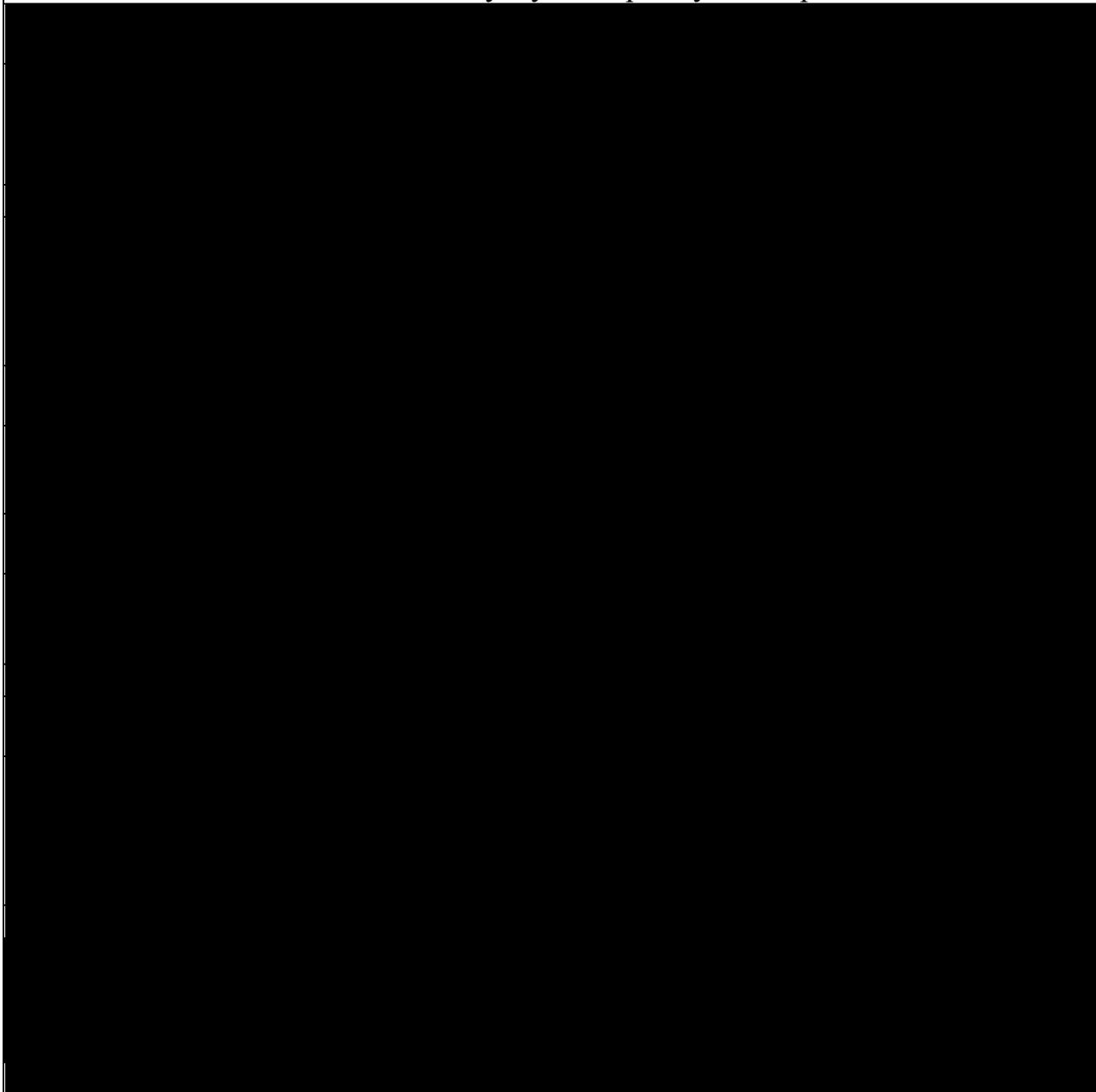
где Q – количество бытовых и производственных отходов, т/год;

K_1 – тариф на утилизацию (захоронение) отходов.

Результаты вычисления представлены в табл. 10.3.3.

					Социальная ответственность	Лист
						129
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 10.3.3 – Расчет стоимости услуг по приему и захоронению отходов



Охрана земель от негативного воздействия при проведении работ включает реализацию следующих мероприятий:

- исключение нарушений почвенного покрова вне отведенных территорий строительства, захламление зоны строительства мусором и отходами производства и потребления, а также загрязнение горюче-смазочными материалами;
- выполнение технической и биологической рекультивации площадки

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		130

производства работ.

– 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.

10.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – внешне неожиданная, внезапно возникающая обстановка, которая характеризуется резким изменением установившегося процесса, оказывающая значительное отрицательное влияние на жизнедеятельность людей и окружающую среду [86, 87].

На основе статистических данных аварийности установлено, что опасности с возникновением ЧС в основном связаны:

– с качеством изготовления и монтажа;

– с коррозионными процессами;

– с внешними воздействиями;

– с природными воздействиями;

– с ошибками проекта;

– с эксплуатационными факторами.

На рассматриваемом объекте в технологическом процессе обращается опасное вещество – природный газ под высоким давлением, поэтому наибольшую опасность будут представлять возможные аварии, связанные с разрывом трубопровода на полное сечение.

Рассмотрим основные сценарии возникновения ЧС при разрыве газопровода (таблица 10.4.1):

					Социальная ответственность	Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 10.4.1 – Сценарии возникновения ЧС при разрыве газопровода

№ п/п	Причина ЧС	Сценарий ЧС
1	Разрушение газопровода	Образование первичной ударной волны за счет расширения выброшенного при аварии газа → разлет осколков трубы → образование котлована с уплотненными стенками → истечение газа из котлована в виде шлейфа → воспламенение истекающего газа с образованием «столба» пламени → попадание персонала в зону радиационного термического воздействия → получение людьми ожогов различной степени тяжести.
2		Образование первичной ударной волны за счет расширения выброшенного при аварии газа → разлет осколков трубы → образование котлована с осыпающимися стенками → вырывание концов разрушаемого газопровода → истечение газа из газопровода в виде двух независимых струй → воспламенение истекающего газа → попадание персонала в зону радиационного термического воздействия → получение людьми ожогов различной степени тяжести.
3		Образование первичной ударной волны за счет расширения выброшенного при аварии газа → разлет осколков трубы → истечение газа из газопровода → воспламенение истекающего газа с образованием воздушной ударной волны (взрыв) → попадание персонала (населения) и оборудования в зону действия воздушной ударной волны → получение людьми травм различной степени тяжести.
4		<u>На сухопутном участке</u> Поступление газа в атмосферу → образование газового облака → рассеивание газового облака → загрязнение атмосферного воздуха газом.
5		<u>На речном участке</u> Расширение сжатого газа в окружающее пространство с образованием волны сжатия, распространяющейся в воде или грунте → истечение мощной струи газа, вовлекающей в себя большое количество окружающей воды и размывающей донный грунт с образованием котлована → подъем газа из котлована к поверхности реки с вовлечением окружающей воды и образованием на поверхности газовой столба → рассеивание газового облака → загрязнение атмосферного воздуха газом.

Для определения оценки ожидаемой частоты возникновения аварий на подводном переходе линейной части использован анализ сведений по частотам различных типов разгерметизации магистральных газопроводов, в соответствии с Приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. №404 «Об утверждении расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».

В таблице 10.4.2 представлены вероятности возникновения аварийных

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		132

ситуаций при рассмотренных сценариях, рассчитанные по методике [91] на основании проектных данных:

Таблица 10.4.2 – Вероятности возникновения аварийных ситуаций

Сценарий	Вероятность возникновения, 1/год
1	$1,32 \times 10^{-5}$
2	$5,67 \times 10^{-6}$
3	$8,13 \times 10^{-7}$
4	$1,9 \times 10^{-4}$

По результатам рассчитанных вероятностей можно сделать вывод, что наиболее опасным и вероятным сценарием ЧС будет являться разрыв газопровода на сухопутном участке, в результате чего произойдет рассеивание газового облака.

При возникновении ЧС сотрудник должен:

- обезопасить собственную жизнь и помочь другим сотрудникам;
- оповестить диспетчера Томского ЛПУМГ 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 Томской области и с оперативно-дежурной сменой, которые выделяют средства и направляют их в зону ЧС. Сбор руководящего персонала, при аварии, предусмотрен в кабинете 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. Эвакуация с данного объекта предусмотрена в село Володино, Кривошеинского района, Томской области.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		133

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.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		134

10.5. 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 [8]. Конструкцией рабочего места обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» 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.

					Социальная ответственность	Лист
						135
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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 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. Продолжительность рабочего времени при суммированном учете рабочего времени должна быть не более 12 часов в сутки при условии, что продолжительность рабочего времени за учетный период не превышает нормального числа рабочих часов.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		136

Заключение

В выпускной квалификационной работе:

1. определены основные методы и средства для восстановления несущей способности подводных переходов;

2. установлено, что применение бестраншейных технологий позволяет обеспечивать требуемый уровень надежности при эксплуатации указанных объектов с меньшими затратами, по сравнению с традиционными методами;

3. проведены технологические расчеты по определению веса трубопровода с изоляцией (■■■■ Н/м) и тягового усилия протаскивания трубопровода (■■■■ МН);

4. расчеты на прочность, пластические деформации и устойчивость показали, что прокладываемый трубопровод удовлетворяет необходимым параметрам в соответствии с требованиями нормативно-технической документации;

5. определены основные этапы процесса сооружения подводного перехода методом наклонно-направленного бурения, от начала организации строительства, до контроля качества выполненных работ;

6. рассчитана оценочная стоимость сооружения подводного перехода магистрального газопровода «■■■■» способом прокладки новой линии методом наклонно-направленного бурения (■■■■ тыс. руб.).

					Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода «■■■■» прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Севостьянов В.В.		01.06.17	Заключение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	137	162
Консульт.		.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗБ		
И.О. зав.каф.		Бурков П.В.		01.06.17				

Список публикаций

№	Наименование работы, ее вид	Характер работы	Выходные данные	Объем, стр.
1	«Надежность подводных переходов магистральных газопроводов», статья	Печатная	XIX Студенческая международная научно-практическая конференция «Научное сообщество студентов» междисциплинарные исследования, Новосибирск, 17 апреля 2017. - № 8(19). – С. 48-53.	5
2	«Методы восстановления эксплуатационных свойств подводных переходов магистральных газопроводов», статья	Печатная	III Всероссийская научно-практическая конференция «Современное состояние и перспективы развития транспортной системы России», Иркутск, 27-28 апреля 2017. – Иркутский филиал МГТУ ГА, 2017 – С. 124-128	4

					Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода « XXXXXXXXXX » прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Севостьянов В.В.		01.06.17	Список публикаций	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	138	162
Консульт.		.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б3Б		
И.О. зав.каф.		Бурков П.В.		01.06.17				

Список использованных источников

1. Забродин, Юрий Николаевич. Строительство магистральных трубопроводов: технологии, организация, управление: справочное пособие / Ю. Н. Забродин, В. В. Курочкин, В. Д. Шапиро. — Москва: Омега-Л, 2013. — 990 с.
2. Строительство переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия / З. З. Шарафутдинов [и др.]. — Новосибирск: Наука, 2013. — 339 с.
3. 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.
4. Шаммазов А.М., Мугаллимов Ф.М., Нефедова М.Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 237 с.
5. Харионовский, Владимир Васильевич. Надежность и ресурс конструкций газопроводов / В. В. Харионовский. — Москва: Недра, 2000. — 467 с.
6. Проблемы системной надежности и безопасности транспорта газа: сборник научных трудов / Газпром; Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий (ВНИИГАЗ); под ред. А. С. Казака; В. В. Харионовского. — Москва: ВНИИГАЗ, 2008. — 328 с.
7. Промышленная безопасность и надежность магистральных трубопроводов / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа); Торгово-промышленная палата

					Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода « XXXXXXXXXX » прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения					
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Список использованных источников					
Разраб.		Севостьянов В.В.		01.06.17				Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17				ДР	139	162
Консульт.		.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗБ		
И.О. зав.каф.		Бурков П.В.		01.06.17						

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.

8. Бородавкин П.П. Вопросы капитального ремонта подводных переходов нефте- и продуктопроводов / П.П. Бородавкин, О.Б. Шадрин – М., 1965.
9. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В. Л. Березин, К. Е. Ращепкин, Л. Г. Телегин и др. — Москва: Недра, 1978. — 364 с.: ил. — Библиогр.: с. 362.
10. Ясин Э.М. Надежность магистральных трубопроводов / Э.М. Ясин, В.Л. Березин, К.Е. Ращепкин – М.: Недра, 1972. – 184 с.
11. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство) / П.П. Бородавкин. – М.: Недра, 1982. – 384 с.
12. Оборудование, эксплуатация и ремонт магистральных газопроводов / Дятлов В.А., Михайлов В.М., Яковлев Е.И - М.: Недра. 1990. – 222 с.
13. 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.
14. Сооружение подводных переходов магистральных трубопроводов: курс лекций / В. А. Иванов [и др.]; Тюменский государственный нефтегазовый университет. — Тюмень: Нефтегазовый ун-т, 2003. — 215 с.
15. Мустафин Ф.М., Лаврентьев А.Е. Строительство подводных переходов трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения: Учеб. Пособие – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 208 с
16. Технология сооружения газонефтепроводов: учебник для вузов / Ф. М. Мустафин [и др.]; Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ); под ред. Г. Г. Васильева. — Уфа: Нефтегазовое

					Список использованных источников	Лист
						140
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

дело, 2007

17. ВСН 31-81. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности. – М., 1981. – 6 с.
18. СП 108-34-97. Свод правил по сооружению магистральных газопроводов. Сооружение подводных переходов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.03.2017 г.).
19. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. – М., 1989. – 32 с.
20. Sergio E. Perez-Gruszkiewicz, Reducing Underwater-Slide Impact Forces on Pipelines by Streamlining // Journal of waterway, port, coastal, and ocean engineering. – 2013. – Vol. 3, №4, - P. 48-63.
21. Zakeri, A., Submarine debris flow impact on pipelines—Part 1: Experimental investigation. / Zakeri, A., Hoeg, K., Nadim, F. // J. Coastal. – 2008. – Vol. 16, №5 – P. 1206 - 1218.
22. Храменков, Станислав Владимирович. Технологии восстановления подземных трубопроводов бестраншейными методами: учебное пособие / С. В. Храменков, В. А. Орлов, В. А. Харькин. — Москва: Изд-во АСВ, 2004.
23. Ладыгин, И. В. Замена подземных трубопроводов бестраншейным способом с помощью отечественного оборудования / И. В. Ладыгин // Трубопроводы и экология научно-практический журнал: — 2002. — № 1. — С. 20-21.
24. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий (теория и практика) / технический учебник-справочник. М., ПрессБюро №1, 2005.
25. Новые методы ремонта линейной части магистральных газопроводов: Сборник научных трудов / ВНИИ природ. газов; [Отв. ред. З. Т. Галиуллин]. — Москва: ВНИИгаз, 1981. — 128 с.

					Список использованных источников	Лист
						141
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

26. Галиуллин, Загид Талипович. Интенсификация магистрального транспорта газа / З. Т. Галиуллин, Е. В. Леонтьев. — Москва: Недра, 1991. — 271 с.: ил. — Библиогр.: с. 271.
27. Крец, В. Г. Машины и оборудование газонефтепроводов / Крец В.Г., Рудаченко А.В., Шмурыгин В.А. — Москва: Лань", 2016.
28. Надежность функционирования нефтепроводного транспорта: сборник научных трудов / Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть); под ред. А. Г. Гумерова
29. Эксплуатация магистральных газонефтепроводов и хранилищ: учебное пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ) ; сост. А. Л. Саруев. — Томск: Изд-во ТПУ, 2014. — 183 с.
30. Численный анализ прочности подземных трубопроводов / В. В. Алешин [и др.]; под ред. В. В. Алешина, В. Е. Селезнева. — Москва: Едиториал УРСС, 2003. — 318 с.
31. Эксплуатационная работоспособность труб технологических газопроводов / А. Я. Яковлев [и др.]. — Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. — 272 с.
32. Atalah, A., Iseley, T., and Bennett, D. Estimating the Required Jacking Force // Annual Conference of the North American Society of Trenchless Technology. – 2015. – P. 560.
33. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / К. А. Забела, В. А. Красков, В. М. Москвич, А. Е. Сощенко; Под ред. К. А. Забелы. — Москва: Недра, 2001. — 195 с.
34. Половко, Анатолий Михайлович. Основы теории надежности: учебное пособие для вузов / А. М. Половко, С. В. Гуров. — 2-е изд., перераб. и доп. — СПб.: БХВ-Петербург, 2008. — 702 с.

					Список использованных источников	Лист
						142
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

35. Сорин, Яков Михайлович. Беседы о надежности / Я. М. Сорин, А. В. Лебедев. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва: Знание, 1968. — 356 с.
36. ГОСТ 20522-2012. Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 06.03.2017 г.).
37. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 06.03.2017 г.).
38. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 08.03.2017 г.).
39. ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.03.2017 г.).
40. ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Основные требования. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.03.2017 г.).
41. РД 51-3-96. Регламент по техническому обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 10.03.2017 г.).
42. ГОСТ 27751-2014. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 11.03.2017 г.).
43. СТО Газпром 2-3.5-045-2006. Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 11.03.2017 г.).

					Список использованных источников	Лист
						143
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- 44.СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 16.03.2017 г.).
- 45.СТО Газпром 2-2.1-131-2007. Инструкция по применению стальных труб на объектах газовой промышленности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 16.03.2017 г.).
- 46.СП 48.13330.2011. Свод правил. Организация строительства. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 20.03.2017 г.).
- 47.ВСН 004-88. Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 20.03.2017 г.).
- 48.СП 103-34-96. Свод правил по сооружению магистральных газопроводов. Подготовка строительной полосы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 20.03.2017 г.).
- 49.Нормативы. Расчетные нормативы для составления проектов организации строительства. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 22.03.2017 г.).
- 50.СНиП 2.09.04-87. Административные и бытовые здания. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 22.03.2017 г.).
- 51.ВСН 31-81. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 05.04.2017 г.).
- 52.СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 05.04.2017 г.).
- 53.ВСН 008-88. Строительство магистральных и промышленных

					Список использованных источников	Лист
						144
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 05.04.2017 г.).

54.СТО Газпром 2-3.5-354-2009. Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/elima.ru> (дата обращения 08.04.2017 г.).

55.СП 111-34-96. Очистка полости и испытание газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 08.04.2017 г.).

56.ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

57.СТО Газпром 2-2.4-083-2006. Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

58.ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

59.ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

60.ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

61.ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

					Список использованных источников	Лист
						145
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

<http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017г.).

- 62.ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).
- 63.ГОСТ 12.1.045–84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).
- 64.ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).
- 65.ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).
- 66.НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).
- 67.ППБ 01-2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).
- 68.ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 29.04.2017 г.).
- 69.СНиП 21.01-02-85. Противопожарные нормы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).
- 70.СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим

					Список использованных источников	Лист
						146
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

71.ГОСТ Р 12.4.236-2011. ССБТ. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 25.04.2017 г.).

72.СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

73.СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

74.СНиП 23-03-2003. Защита от шума. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 28.04.2017 г.).

75.ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

76.СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

77.СП 51.13330.2011. Защита от шума. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

78.ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

79.СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

					Список использованных источников	Лист
						147
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- 80.ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www/docs.cntd.ru](http://www.docs.cntd.ru) (дата обращения 10.04.2017 г.).
- 81.ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).
- 82.Расчет нормативов образования отходов производства и потребления: Метод. Пособие – Казань, 2003. – 230 с.
- 83.ГОСТ 12.1.008-78. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).
- 84.ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).
85. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).
- 86.ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).
- 87.ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).
- 88.ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2017 г.).

					Список использованных источников	Лист
						148
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

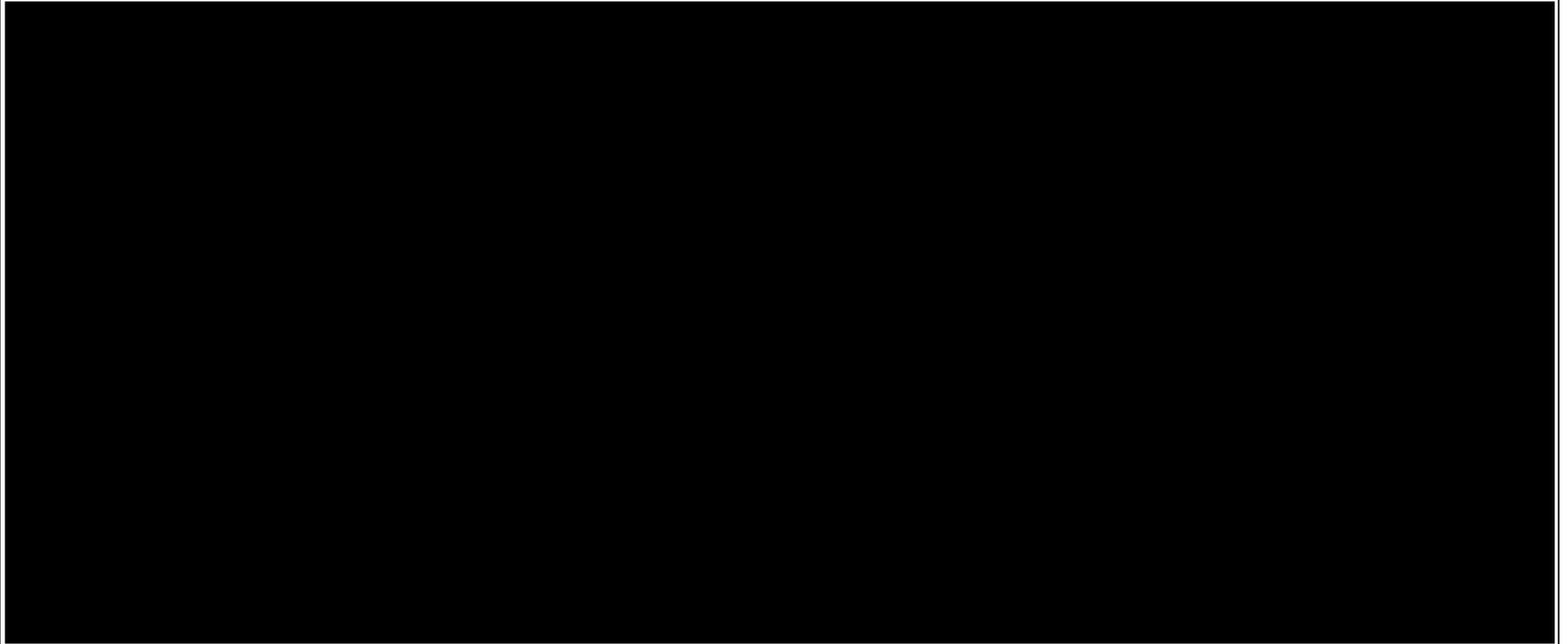
- 89.ГОСТ Р 14.13-2007. Экологический менеджмент. Оценка интегрального воздействия объектов хозяйственной деятельности на окружающую среду в процессе производственного экологического контроля. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 28.04.2017 г.).
- 90.ГОСТ 17.1.2.04-77. Охрана природы. Гидросфера. Показатели состояния и правила таксации рыбохозяйственных водных объектов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 25.04.2017 г.).
- 91.Мельчаков А.П. Расчет и оценка риска аварии и безопасного ресурса строительных объектов. (Теория, методики и инженерные приложения): Учебное пособие. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2006. – 49 с.
- 92.Дементьев А.А. Загрязнение атмосферного воздуха соединениями свинца и продуктами сгорания топлива / А. А. Дементьев // Современные проблемы науки и образования. – 2013. - №3 – С. 21-33.

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		149

Приложение А

(обязательное)

Продольный профиль демонтируемого газопровода в створе перехода

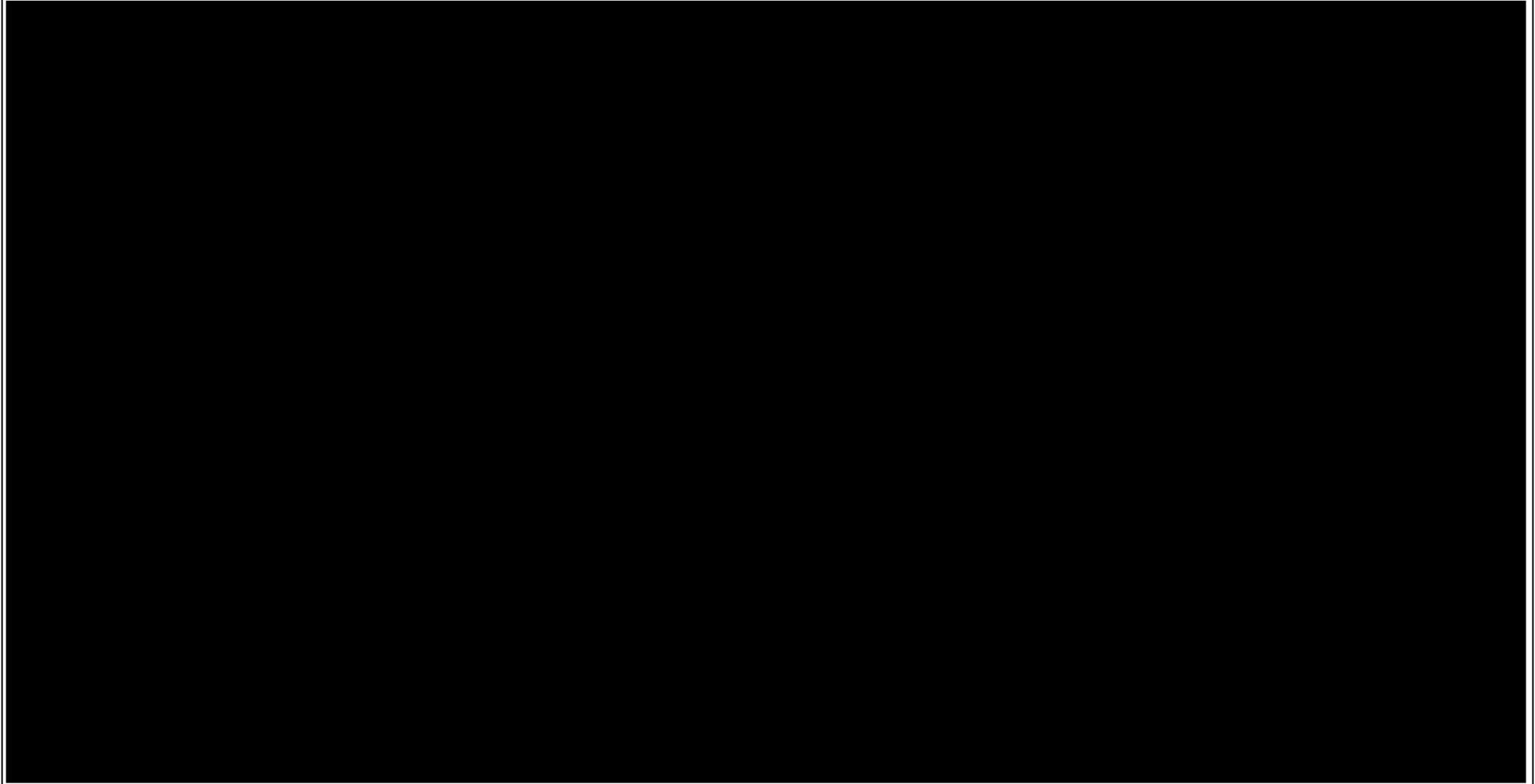


Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Восстановление эксплуатационных свойств подводного перехода магистрального газопровода « XXXXXXXXXX » прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения			
Разраб.		Севостьянов В. В.		01.06.17	Приложения	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.17		ДР	150	162
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
И.о. зав. каф.		Бурков П.В.		01.06.17		Группа 2БЗБ		

Приложение Б

(обязательное)

Продольный профиль газопровода, прокладываемого методом ННБ



					Приложения	Лист
						151
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Приложение В

(обязательное)

Расчет прочности трубопровода

Таблица В.1 – Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина
Коэффициент линейного расширения металла трубы	α	град ⁻¹	—
Переменный параметр упругости (модуль Юнга)	E	МПа	—
Расчетный температурный перепад	Δt	°С	—
Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона)	μ	-	—
Коэффициент надежности по нагрузке – рабочему давлению в трубопроводе	n	-	—
Номинальная толщина стенки трубы	δ_n	мм	—
Наружный диаметр трубопровода	D_n	м	—
Внутренний диаметр трубопровода	$D_{вн}$	м	—
Рабочее давление	p	МПа	—
Плотность материала трубы	ρ_T	кг/м ³	—
Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность	m	-	—
Коэффициенты надежности по материалу	k_1 k_2	-	—
Коэффициент надежности по назначению трубопровода	k_n	-	—
Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода	R	м	—
Ускорение свободного падения	g	м ² /с	—
Коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса трубопровода и устройств	$n_{с.в.}$	-	—

					Приложения	Лист
						152
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица В.2 – Результаты расчета прочности газопровода				
Наименование величины	Обозначение	Формула, источник	Размерность	Величина
1	2	3	4	5
Прочность газопровода				
Продольное осевое напряжение	$\sigma_{пр.N}$	$-\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}$	МПа	—
Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления	$\sigma_{кц}$	$\frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}$	МПа	—
Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб	ψ_2	$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}$		—
Расчетное сопротивление растяжения	R_1	$\frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}$	МПа	—
Расчетное сопротивление сжатия	R_2	$\frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H}$	МПа	—
Пластические деформации газопровода				
Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб	ψ_3	Формула (28)		—
Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления	$\sigma_{кц}^H$	$\frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}$	МПа	—
Положительное продольное напряжение от нормативных нагрузок и воздействий	$\sigma_{пр(+)}^H$	$\mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot R}$	МПа	—
Отрицательное продольное напряжение от нормативных нагрузок и воздействий	$\sigma_{пр(-)}^H$	$\mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot R}$	МПа	—
Общая устойчивость газопровода				
Площадь поперечного сечения металла трубы	F	$\frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{вн}^2)$	см ²	—
Эквивалентное продольное осевое усилие	S	Формула (33)	МН	—
Нагрузка от веса продукта	$q_{пр}$	$0,215 \cdot \rho_{пр} \cdot g \cdot \frac{p_a \cdot D_{вн}^2}{z \cdot T}$	Н/м	—
Нагрузка от веса изоляции трубопровода	$q_{и}$	$0,25 \cdot \pi \cdot (D_{и}^2 - D_H^2) \cdot \rho_{и} \cdot g$	Н/м	—
Нагрузка от веса трубы	$q_{м}$	$n_{с.в.} \cdot \rho_{ст} \cdot g \cdot F$	Н/м	—
Приложения				Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата
				153

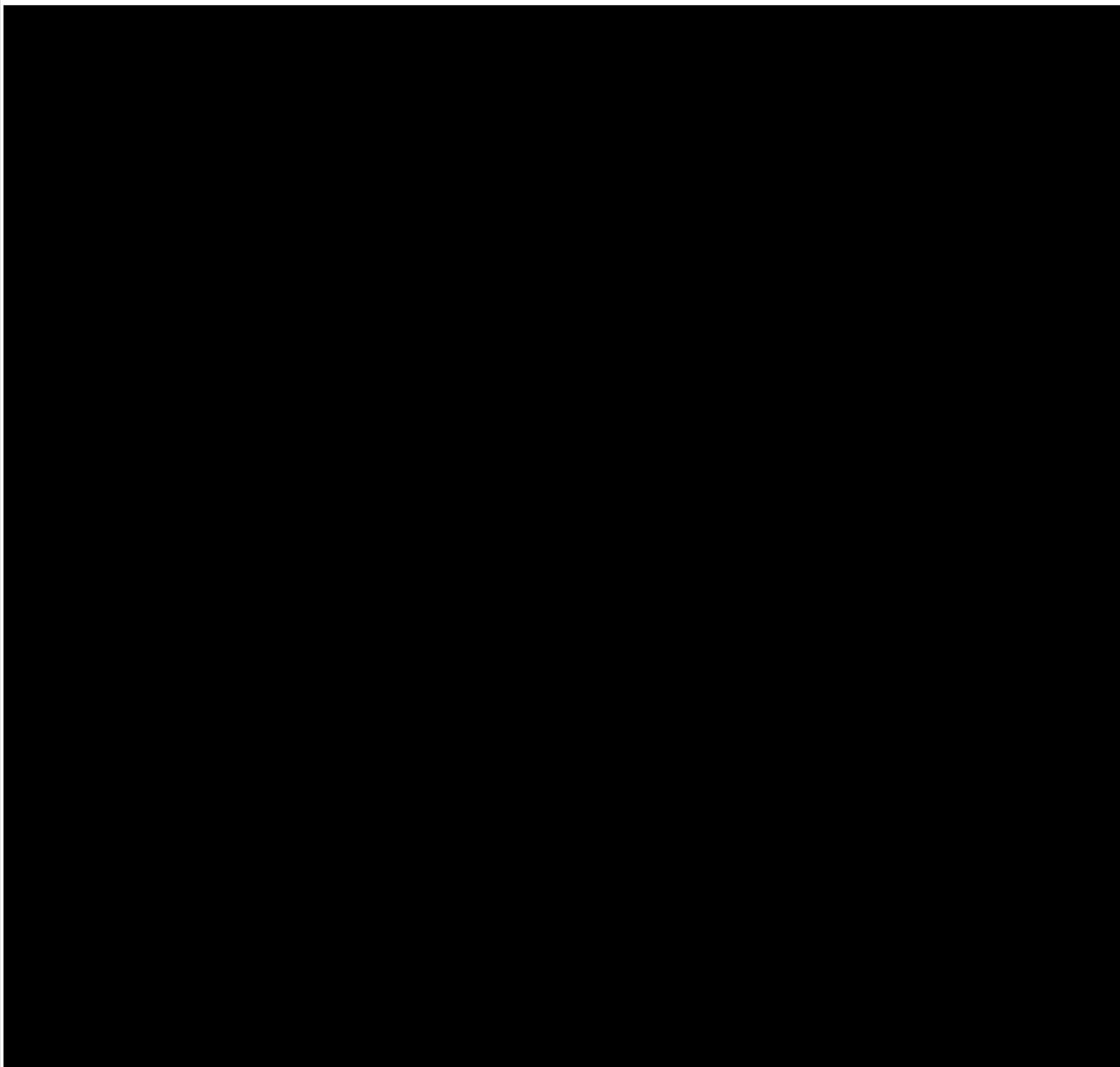
1	2	3	4	5
Нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом	$q_{\text{тр}}$	$q_{\text{м}} + q_{\text{из}} + q_{\text{пр}}$	Н/м	—
Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом,	$p_{\text{гр}}$	Формула (39)	Па	—
Предельное касательное напряжение по контакту трубопровода с грунтом	$\tau_{\text{пр}}$	$p_{\text{гр}} \cdot \tan \varphi_{\text{гр}} + C_{\text{гр}}$	кПа	—
Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины	p_0	$\pi \cdot D_{\text{н}} \cdot \tau_{\text{пр}}$	кН/м	—
Сопротивление грунта поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины	$q_{\text{верт}}$	Формула (44)	кН/м	—
Момент инерции сечения трубопровода	I	$\frac{\pi}{64} \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4)$	м ⁴	—
Продольное критическое усилие трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом	$N_{\text{кр}}$	$4,09 \cdot \sqrt[11]{p_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^6 \cdot I^3}$	МН	—

					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		154

Приложение Г

(обязательное)

Схема установки электрохимической защиты



1. Электроды сравнения устанавливаются на расстоянии 100 мм от боковой поверхности защищаемых сооружений на уровне нижней образующей трубопровода.

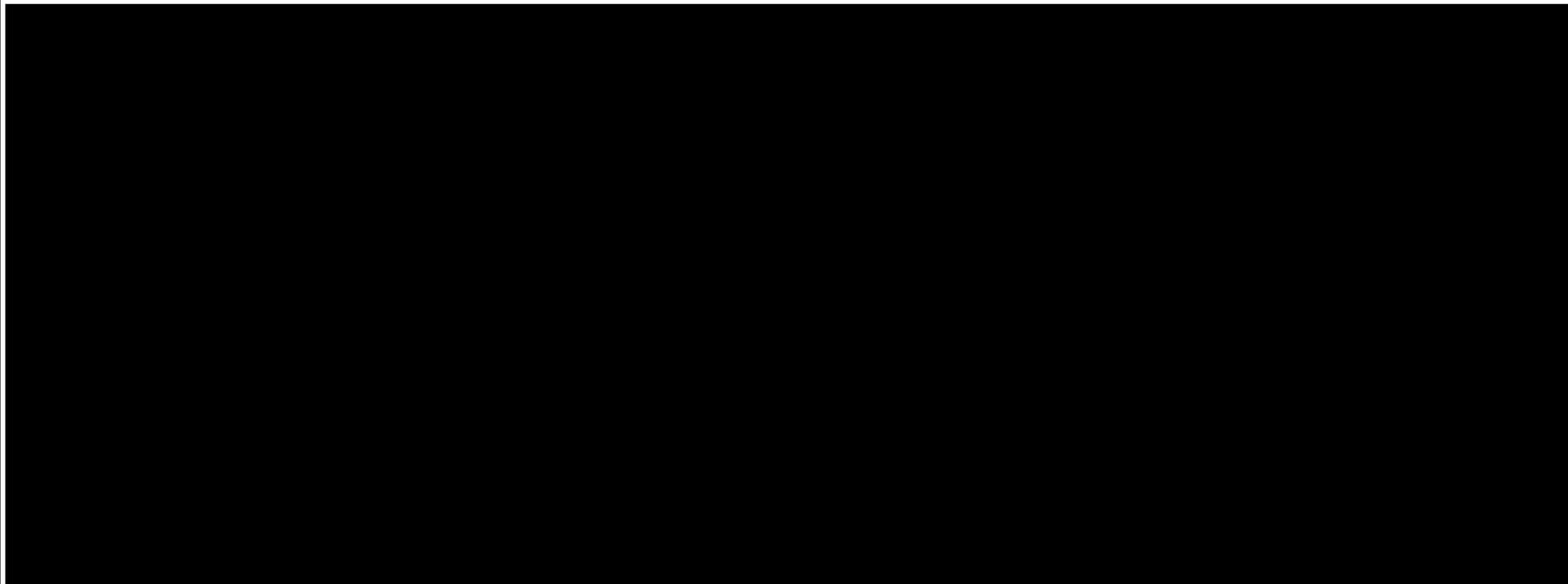
2. Подключение устройства контроля скорости коррозии выполняется в соответствии с паспортом на изделие завода-изготовителя.

					Приложения	Лист
						155
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Приложение Д

(обязательное)

Форма Журнала результатов входного контроля труб большого диаметра



Примечания:

Индексы категории пригодности:

«П» - труба пригодна для использования в газонефтяном строительстве;

«К» - труба требует дополнительной проверки;

«Г» - труба требует устранения дефектов;

«Б» - труба забракована.

					Приложения	Лист
						156
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Приложение Е

(обязательное)

Оценка воздействия строительства на водные биоресурсы и компенсационные мероприятия

Расчет вреда, наносимого рыбным запасам, выполнен исходя из продуктивности кормовых организмов (зоопланктона и зообентоса) и степени допустимого использования их рыбами, в соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству №1166 от 25.11.2011 «Об утверждении методики исчисления размера вреда, причиненного водным биологическим ресурсам».

Потери ихтиомассы от гибели зоопланктона при производстве работ рассчитывается по формуле (1):

$$N = B \cdot (1 + P/B) \cdot W \cdot K_E \cdot \frac{k_3}{100} \cdot d \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

где N – величина вреда, кг;

B – биомасса кормовых организмов, г/м³;

P/B – коэффициент для перевода биомассы кормовых организмов в продукцию кормовых организмов;

W – объем взмученной воды, м³;

K_E – коэффициент эффективности использования пищи на рост;

k_3 – коэффициент использования кормовой базы, %

d – степень воздействия, или доля количества гибнущих организмов от общего их количества, в данном случае отношение величины теряемой биомассы к величине исходной биомасс (в долях единицы);

10^{-3} – множитель для перевода граммов в килограммы.

На пойменных участках, рассчитывается по формуле (2):

$$N = B \cdot (1 + P/B) \cdot S \cdot K_E \cdot \frac{k_3}{100} \cdot \theta \cdot 10^{-3}, \quad (2)$$

					Приложения	Лист
						157
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

где S – площадь повреждения, м²;

θ – коэффициент продолжительности воздействия и времени восстановления как исходной биомассы кормового организма, так и теряемых запасов объектов рыболовства.

Ущерб от потери зообентоса в русле водотока рассчитывается по формуле 3:

$$N = B \cdot (1 + P/B) \cdot S \cdot K_E \cdot \frac{k_3}{100} \cdot \theta \cdot d \cdot 10^{-3} \quad (3)$$

Коэффициент θ при расчете размера вреда объектам рыболовства от потерь кормового бентоса учитывает время восстановления, как бентоса, так и теряемых запасов объектов рыболовства, и определяется по формуле (4):

$$\theta = T + K_{B(t=i)}, \quad (4)$$

где T – коэффициент длительности воздействия, в долях года, принятого за единицу ($t_{\text{сут}}/365$)

$K_{B(t=i)}$ – коэффициент на время восстановления исходной биомассы кормового бентоса.

Как правило, рост количественных показателей популяции (численности, биомассы) описывается логистическим уравнением. Кривая, соответствующая этому уравнению, имеет S-образный вид. Прямая линия, проходящая через начальную и конечную точки S-образной кривой, пересекает ее в середине. Следовательно, коэффициент на время восстановления потерь рыбных запасов $K_{B(t=i)}$ равен 0,5. Восстановительный период – $0,5i$.

$K_{B(t=i)} = 0,5i$. При этом i – время восстановления исходной биомассы зообентоса (в зоне производства работ).

Количество сеголеток (мальков) рассчитывается по формуле (5):

$$L = \frac{N}{P \cdot K} \cdot 100, \quad (5)$$

где L – количество выпускаемых сеголеток, экз.;

					Приложения	Лист
						158
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

N – величина компенсации ущерба, кг;

P – средняя масса производителей, кг;

K – коэффициент пополнения промыслового возврата, %.

При расчетах использовались следующие показатели:

– биомасса зоопланктона равная ■■■ г/м³;

– биомасса зообентоса равная ■■■ г/м² (пойма), ■■■ г/м² (русло);

– 50% - выедаемость бентосных организмов рыбами;

– 60% - выедаемость зоопланктонов рыбами;

– Сезонный P/B – коэффициент, равный ■■■ – для зообентоса, для зоопланктона ■■■.

– Кормовой коэффициент для перевода продукции зоопланктона в рыбопродукцию – ■■■, бентоса – ■■■.

Река ■■■:

– Площадь нарушения русла – ■■■ м²;

– Объем взмученной воды – ■■■ м³;

– Площадь дополнительной мутности – ■■■ м²;

– Объем забранной воды для бурового раствора – ■■■ м³;

– Площадь нарушения поймы – ■■■ м².

Расчеты представлены в таблице Е.1.

Таблица Е.1 – Исчисление вреда от потери продукции кормовых организмов

					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		159

В пересчете на ихтиомассу единовременные потери составляют – █████ кг.

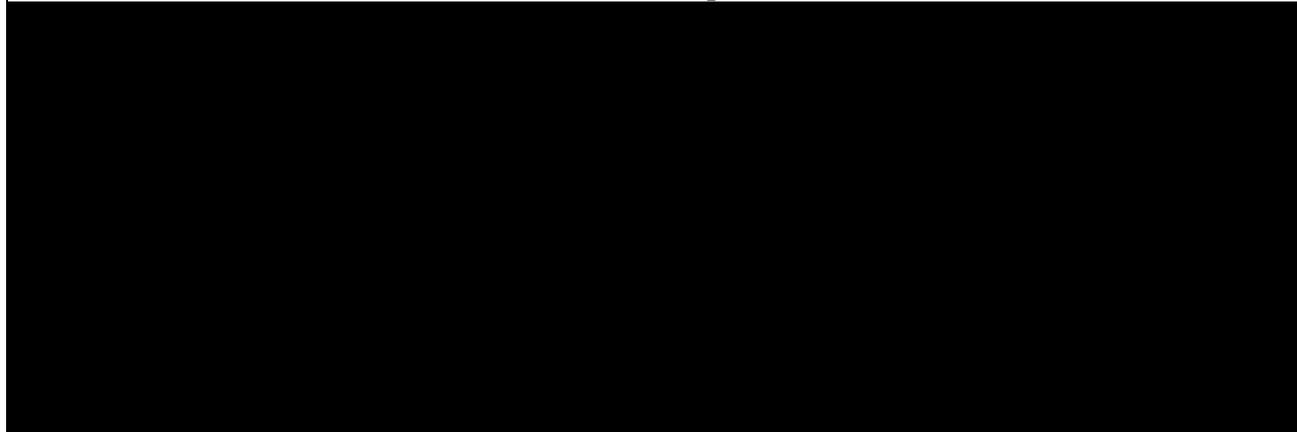
В качестве компенсационных мероприятий проводим рыбоводные мероприятия по воспроизводству одного из следующих видов рыб, путем выпуска в водоем █████ бассейна сеголеток (Таблица Е.2).

Таблица Е.2 – Предлагаемые виды рыб для компенсационных мероприятий

Расчетный объем компенсационных затрат, связанных с выращивание и выпуском в естественные водные объекты молоди одного из предлагаемых видов рыб, определенный на основании Приказа Федерального агентства по рыболовству №1129 от 18.11.2011 «Об утверждении Временных рекомендаций по расчетам начальной (максимальной) цены государственных контрактов на выполнение работ по искусственному воспроизводству водных биологических ресурсов для нужд Федерального агентства по рыболовству», представлен в таблице Е.3.

					Приложения	Лист
						160
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица Е.3 – Расчет компенсационных затрат



Компенсационные средства направляются на воспроизводство молоди одного из предложенных видов рыб.

					Приложения	Лист
						161
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		