

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

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области» УДК 622.692.4.053.074-049.32(204.1)(571.14)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Видершпан Александр Эдуардович		06.06.2022

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		06.06.2022

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		25.05.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М.В.	-		25.05.2022

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		06.06.2022

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

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

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

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_ Брусник О.В.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Видершпану Александру Эдуардовичу

Тема работы:

«Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. №39-43с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

06.06.2022 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

Исходные данные к работе	
<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>	В качестве объекта исследования была выбрана основная нитка подводного перехода газопровода-отвода к ГРС-4 г. Новосибирска магистрального газопровода «Юрга-Новосибирск» через р. Обь. Основные характеристики: Диаметр – 530 мм; Рабочее давление – 5,4МПа; Транспортируемая среда – природный газ.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><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></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Проанализировать климатические и геологические характеристики района проведения работ</li> <li>2. Проанализировать существующие методы капитального ремонта подводных переходов и выбрать оптимальный.</li> <li>3. Определить порядок работ по строительству ППМГ методом ННБ</li> <li>4. Провести расчет трубопровода на прочность и деформацию.</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>6. Социальная ответственность</li> <li>7. Формирование выводов о проделанной работе</li> </ol>
--	---

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

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына З.В., к.т.н., доцент ОСГН ШБИП
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель ООД

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.02.2022 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д. т. н., доцент		10.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Видершпан Александр Эдуардович		10.02.2022

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8А	Видершпану Александру Эдуардовичу

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка затрат на строительство подводного перехода газопровода-отвода методом наклонно-направленного бурения</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно ЕНВ и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30%.</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет затрат ресурсов на строительство подводного перехода через р.Обь</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности проведения капитального ремонта</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Альтернативы проведения НИ</i>
3. <i>График проведения и бюджет НИ</i>
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б8А	Видершпан А.Э.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2Б8А		<b>ФИО</b> Видершпану Александру Эдуардовичу	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело, «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> основная нитка подводного перехода газопровода-отвода через р. Обь.  <i>Область применения:</i> трубопроводный транспорт.  <i>Рабочая зона:</i> полевые условия.  <i>Климатическая зона:</i> умеренно-континентальный климат, значительные суточные и годовые амплитуды температуры, более длительный зимний период.  <i>Наименование оборудования рабочей зоны:</i> одноковшовый экскаватор, бульдозер, трубосварочная база, кран автомобильный, установка ГНБ, наполнительные и опрессовочные агрегаты, насосы.  <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> разработка котлована, демонтаж прибрежных участков трубопровода, бурение и расширение скважины, сварка, протаскивание трубопровода в скважину, гидроиспытания трубопровода.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция).</li> <li>– Трудовой кодекс РФ (ст.117, 147).</li> <li>– СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы».</li> <li>– ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ стоя».</li> <li>– ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ».</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов;</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов.</li> </ul>	<p><i>Потенциально вредные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</li> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого освещения.</li> <li>– Факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.</li> </ul> <p><i>Потенциально опасные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых объектов на</li> </ul>

	<p>работающего;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты;</li> <li>– Факторы, связанные с электрическим током;</li> <li>– Взрыво-пожароопасность.</li> </ul>
--	--

<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p><i>Воздействие на литосферу:</i> земляные работы в зоне ремонта, разработка котлованов, проезд техники.</p> <p><i>Воздействие на гидросферу:</i> воздействие при строительстве и обслуживании подводных переходов линейной части газопроводов.</p> <p><i>Воздействие на атмосферу:</i> выпуск газа при технологических операциях.</p>
---------------------------------------	--

<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p><i>Возможные ЧС:</i> взрыв или возгорание газа, опрокидывание строительной техники, разгерметизация, стихийные бедствия (пожар, наводнение, ураган).</p> <p><i>Наиболее типичная ЧС:</i> взрыв, сопровождающийся пожаром, разрушением тела трубы, образованием котлована.</p>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель (ООД, ШБИП)	Гуляев Милий Всеволодович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Видершпан Александр Эдуардович		



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа
---------------------

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2022	<i>Введение</i>	5
26.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	15
08.03.2022	<i>Характеристика района работ и объекта исследования</i>	10
24.03.2022	<i>Организация работ по строительству ППМГ методом ННБ</i>	20
29.04.2022	<i>Расчеты и аналитика</i>	15
14.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
10.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<b>Итого:</b>	<b>100</b>

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина А.В.	д. т. н., доцент		10.02.2022

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		10.02.2022

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 112 с., 11 рис., 11 табл., 37 источников, 2 прил.

Ключевые слова: магистральный газопровод, подводный переход, наклонно-направленное бурение, надежность, бестраншейные технологии, капитальный ремонт, прокладка, строительство, водные преграды, протаскивание трубопровода.

Объектом исследования является основная нитка подводного перехода газопровода-отвода к ГРС-4 г. Новосибирска магистрального газопровода «Юрга-Новосибирск» через р. Обь.

Цель работы – выбор оптимального метода капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода и определение порядка работ.

В процессе работы проводился анализ существующих методов капитального ремонта подводного перехода с заменой труб.

В результате анализа был выбран метод ННБ, как наиболее целесообразный, и был определен порядок работ. Также была проведена проверка трубопровода на прочность и деформацию: при толщине стенки, равной 5 мм, условия прочности и предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопровода были выполнены.

Дополнительно в процессе работы был проведен анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов при производстве работ, и были обоснованы мероприятия по снижению их воздействия. Также были рассчитаны финансовые и материальные затраты на проведение работ.

					Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Видершпан А.Э.</i>			Реферат		10	112
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

## Abstract

Final paper includes 112 pages, 11 figures, 11 tables, 37 sources, 2 appendixes.

Keywords: main gas pipeline, underwater pipeline crossing, horizontal directional drilling, reliability, trenchless technologies, major overhaul, laying, construction, water barriers, pipeline pulling.

The object of the study is the main line of the underwater crossing of the gas pipeline branch to GDS-4 in Novosibirsk of the main gas pipeline "Yurga-Novosibirsk" through the river Ob.

The purpose of the final paper is to select the optimal method for the overhaul of the underwater crossing of the main gas pipeline and determine the work order.

In the process of work, an analysis was made of existing methods for the overhaul of an underwater crossing with the replacement of pipes.

The pipeline was also tested for strength and deformation: with a wall thickness of 5 mm, the conditions for strength and prevention of unacceptable plastic deformations of the pipeline were met.

Additionally, during final paper preparing an analysis of potentially dangerous and harmful production factors was carried out, and measures were justified to reduce their impact. Also were calculated the financial and material costs of work.

					Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Видершпан А.Э.</i>			Abstract	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					11	112
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

## Содержание

Определения .....	15
Обозначения и сокращения.....	17
Введение.....	18
1 Характеристика района проведения работ и объекта исследования .....	20
1.1 Климатическая характеристика района проведения работ .....	20
1.2 Геологическая характеристика района проведения работ .....	21
1.3 Характеристика объекта исследования .....	23
2 Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода .....	25
2.1 Траншейный метод строительства подводных переходов.....	25
2.2 Бестраншейные методы строительства подводных переходов .....	28
2.2.1 Строительство подводных переходов методом наклонно- направленного бурения .....	29
2.2.2 Строительство подводных переходов методом микротоннелирования .....	33
2.3 Сравнение методов строительства подводных переходов и выбор оптимального .....	35
3 Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ .....	41
3.1 Демонтаж существующих участков газопровода, прилегающих к подводному переходу .....	42
3.1.1 Земляные работы.....	42
3.1.2 Демонтажные работы .....	42
3.2 Вывод в безопасное состояние существующего газопровода на переходе через р. Обь в русловой части (консервация).....	43

					Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Видершпан А.Э.</i>				<i>Лит.</i>		<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						12	112
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				Содержание			
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А			

3.3	Прокладка газопровода на участке подводного перехода через р. Обь методом ННБ в параллельном створе выше по течению.....	44
3.3.1	Обустройство строительной площадки .....	45
3.3.2	Подготовка дюкера .....	46
3.3.3	Контроль качества сварных соединений и изоляции газопровода.....	47
3.3.4	Выбор буровой установки.....	48
3.3.5	Выбор бурового и расширяющего инструмента .....	49
3.3.6	Бурение пилотной скважины .....	49
3.3.7	Расширение пилотной скважины .....	51
3.3.8	Протягивание трубопровода в скважину.....	54
3.3.9	Буровой раствор .....	56
3.3.10	Приготовление, регенерация и утилизация бурового раствора .	58
3.3.11	Возможные осложнения и аварии при производстве буровых работ.....	59
3.4	Укладка трубопровода в траншею на береговых участках и засыпка траншеи .....	61
3.5	Очистка, испытание, продувка и осушка газопровода .....	62
3.6	Выполнение крепления откосов правого берега от склоновой эрозии, берегоукрепления правого берега от водной эрозии, дноукрепление для защиты участка газопровода, проложенного выше линии предельного размыва реки.....	64
3.7	Рекультивация нарушенных земель.....	66
4	Расчетная часть.....	69
4.1	Расчет толщины стенки газопровода.....	69
4.2	Проверка прочности подземного трубопровода .....	72
4.3	Проверка прочности трубопровода при протаскивании .....	74
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	77

5.1	Расчет затрат на производство работ.....	77
5.2	Оценка экономической эффективности капитального ремонта подводного перехода газопровода-отвода методом ННБ.....	83
6	Социальная ответственность .....	85
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	85
6.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	85
6.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	86
6.2	Производственная безопасность .....	87
6.3	Экологическая безопасность .....	97
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	98
6.4.1	Анализ вероятных ЧС.....	98
6.4.2	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС .....	99
	Вывод по разделу 6 .....	101
	Заключение .....	102
	Список использованных источников .....	104
	Приложение А .....	108
	Приложение Б.....	109

## Определения

В работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**наклонно направленное бурение (горизонтальное направленное бурение):** Многоэтапная технология бестраншейной прокладки подземных коммуникаций с помощью специализированных мобильных буровых установок, позволяющая выполнять управляемую проходку по криволинейной траектории, расширять скважину, протягивать трубопровод.

**давление рабочее:** Наибольшее избыточное давление участка трубопровода на всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимах перекачки.

**давление трубопровода испытательное:** Максимальное давление, которому подвергается участок трубопровода при предпусковых испытаниях на прочность в течение требуемого времени.

**дюкер:** трубопровод, пересекающий водную преграду, уложенный, как правило, с заглублением в дно водоема и выполненный согласно требованиям СНиП 2.05.06-85, обеспечивающим надежность его эксплуатации (увеличение толщины стенки, наличие баллаستировки, футеровка трубопровода и т.д.).

**изгиб упругий:** Изменение направления оси трубопровода (в вертикальной или горизонтальной плоскостях) без использования отводов в пределах минимально допустимого радиуса упругого изгиба.

**калибровка:** Дополнительное укрепление и уплотнение стенок и проверка готовности бурового канала к протягиванию трубопровода, путем пропуска калибра – секции (элемента) основной трубы максимального проектного диаметра или расширителя.

					Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Видершпан А.Э.</i>				Определения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Шадрин А.В.</i>						15	112
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

**категория трубопровода (участка):** Показатель, обозначающий для рассматриваемого трубопровода (участка) выполнение определенных условий по прочности.

**магистральный газопровод; МГ:** Комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят одноконтурный газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газоизмерительные станции, станции охлаждения газа.

**осушка полости газопровода:** Снижение влагосодержания внутри газопровода с целью исключения выпадения влаги, обледенения, гидратообразования.

**охранная зона подводного перехода:** Контролируемая полоса местности или водного пространства вдоль трассы газопровода, устанавливаемая на период его эксплуатации с целью предупреждения возможного вредного воздействия на газопровод.

**очистка полости газопровода:** Удаление поверхностного рыхлого слоя коррозии и загрязнений (грунта, воды, льда, инея, грата) с внутренней поверхности газопровода.

**переход трубопровода подводный:** Участок трубопровода, проложенный через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 и глубиной свыше 1,5 м, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

**секция трубная:** Модуль, состоящий из сваренных встык двух или трех труб.

					Определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16





## Введение

Трубопроводный транспорт является самым дешевым и эффективным видом транспорта. В России общая протяженность магистральных трубопроводов составляет порядка 260 тыс. км, 182 тыс. км из которых – магистральные газопроводы. По ним перемещается весь добываемый в стране газ, как внутренним потребителям, так и на экспорт. В связи с этим от надежности газотранспортной системы зависит обеспечение бесперебойных поставок газа потребителям.

Важное место в обеспечении надежности магистральных газопроводов принадлежит качественному и своевременному проведению профилактических мероприятий, таких как техническое обслуживание и ремонт.

Подводный переход является особым участком магистрального трубопровода, аварии на котором приводят к огромным экологическим и экономическим последствиям. Надежность перехода в некоторой степени определяется уже на стадии строительства и зависит от правильности и полноты проведения инженерных изысканий, и выбранного на их основании метода прокладки.

Большинство аварий на подводных переходах возникают при обнажении участка трубопровода вследствие размыва подводной траншеи. В связи с этим и другими факторами популярность получили бестраншейные методы строительства подводных переходов, основным достоинством которых является прокладка трубопровода в скважине ниже русла реки, и как следствие отсутствие контакта трубопровода с речным потоком.

Однако бестраншейные технологии имеют ряд ограничений, связанных, с инженерно-геологическими условиями, длиной перехода, а в

					Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Видершпан А.Э.</i>			Введение			
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					18	112
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

некоторых случаях их применение не всегда целесообразно из-за относительной дороговизны.

Поэтому выбор оптимального метода реконструкции подводного перехода является **актуальной** задачей, поскольку от качества его проведения зависит срок дальнейшей безаварийной эксплуатации перехода.

Целью работы является выбор оптимального метода капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода и определение порядка работ.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

1. Провести анализ научной литературы и нормативно-технической документации;
2. Провести анализ методов капитального ремонта подводного перехода и выбрать оптимального метода;
3. Определить порядок работ по проведению капитального ремонта выбранным методом;
4. Провести технологические расчеты ремонтируемого участка;
5. Рассмотреть вопросы финансового менеджмента и социальной ответственности.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

# 1 Характеристика района проведения работ и объекта исследования

Участок производства работ ремонтируемого газопровода-отвода к ГРС-4 г. Новосибирска располагается в Новосибирском районе Новосибирской области.

По зоне ответственности газопровод-отвод относится к Новосибирскому ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск».

Местность обжитая, имеется довольно разветвленная дорожная сеть шоссейных и грунтовых дорог, соединяющих населенные пункты и участки изысканий. По территории Новосибирской области проходит Западно-Сибирская железнодорожная линия.

На территории области находятся 11 аэропортов, аэропорт «Толмачёво» — международный, федерального значения. По территории области проходят федеральные трассы М51, М52, М53, а также автодороги Р380, Р384.

## 1.1 Климатическая характеристика района проведения работ

Климат области континентальный, характеризуется суровой продолжительной зимой с сильными ветрами, метелями, устойчивым снежным покровом и довольно жарким летом. Переходные сезоны коротки, с резкими колебаниями температуры. Продолжительность теплого и холодного периодов составляет соответственно 7 и 5 месяцев.

В течение всего года в данном районе преобладают ветры южного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет 3,4 м/с. Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 2,3-4,0 м/с. Наименьшие скорости ветра наблюдаются в июле, наибольшие - ноябре.

					Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Видершпан А.Э.</i>				Характеристика района проведения работ и объекта исследования	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						20	112
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Максимальная годовая скорость ветра с учетом порыва составляет 28 м/с. Скорость ветра 5 % обеспеченности составляет 8 м/с.

Средняя многолетняя годовая сумма осадков равна 443 мм. Распределение их в течение года неравномерное, основная масса осадков (72,9 %) выпадает в теплый период года, на холодный период приходится 27,1 % годовой суммы осадков. Наибольшая годовая сумма осадков за период наблюдений составила 673 мм, наименьшая – 302,9 мм. Наибольшее количество осадков за месяц – 153,4 мм, наименьшее - 0,4 мм.

## 1.2 Геологическая характеристика района проведения работ

Рельеф области типичен для аккумулятивных равнин – достаточно ровный, спокойный, слаборасчлененный.

Левобережная часть реки Обь имеет плоский рельеф, правобережная часть характеризуется множеством балок, грив и оврагов. Пойма на всем протяжении реки изобилует старичными водоемами.

Левый берег в районе участка обследования пологий, высотой менее 3,0 м. В коридоре газопроводов левый берег спланирован, заросший лесной, кустарниковой и луговой растительностью. Выше по течению в районе мостового перехода, берег отсыпан щебеночным грунтом. Правый берег в пределах участка обследования вогнутый, обрывистый, высотой более 15,0 м. Берег в районе коридора спланирован, но в результате работ не удалось остановить естественный процесс регрессии.

Вблизи г. Новосибирска в 1956 г. сооружена ГЭС мощностью 400 тыс. кВт, в результате подпора реки 18-метровой плотиной создано Новосибирское водохранилище. От г. Новосибирска до устья р. Иртыш падение реки составляет 4 см на 1 км.

На обследуемом участке р. Обь судоходна. К шлюзованию допускаются суда, составы и плоты с габаритами: длина состава до 130 м, плота до 100 м; ширина судна или состава до 17 м, плота до 16 м. По

					Характеристика района проведения работ и объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

характеру водного режима р. Обь относится к рекам с весенним половодьем и паводками в теплое время года.

Дождевые паводки на рассматриваемой территории редки и незначительны по величине.

Подъем весеннего половодья обычно происходит в первой половине апреля. Средняя продолжительность подъема половодья составляет 15-20 суток, спада – 40-65 дней. Средняя интенсивность подъема высокого половодья составляет 22 см/сут, средняя интенсивность спада – 5 см/сут.

Плотина Новосибирской ГЭС в период половодья не оказывает существенного влияния на уровенный режим р. Оби, а в меженный период регулирующее ее действие прослеживается на участке от нижнего бьефа до с. Кругликово, расположенного в Болотнинском районе Новосибирской области.

Река Обь характеризуется сложным комплексом развития руслового процесса. Основное русло реки прижато к правому берегу долины, а меандрирует в пределах обширной левобережной долины, сопровождается протоками различной мощности. Главное русло реки на отдельных участках разбивается на рукава островами, осередками, отторженными участками поймы. Тип руслового процесса р. Обь на участке обследования неоднозначный: свободное меандрирование с элементами пойменной многорукавности выше и ниже створа коридора газопроводов.

Правый берег обрушается в районе трассы газопровода-отвода к ГРС 4, ниже и выше по течению Оби зафиксированы оползни, обвалы. Левый береговой склон реки на участке обследования деформациям не подвержен. В период летне-осенней межени при среднемеженном расходе воды расчетная средняя скорость в русле реки составляет 0,86 м/с при средней глубине 4,21 м. Неразмывающая скорость течения для донных отложений представленных песком различной крупности размером 0,10-1,0 мм при указанной средней глубине потока равна 0,57-0,66 м/с, размывающая

					Характеристика района проведения работ и объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

скорость составит 0,74-0,86 м/с. То есть, в межень возможно перемещение частиц размерами до 1 мм.

Скорость планового смещения принимается равной 6,0 м/год. За расчетный период 25 лет прогноз планового смещения береговых склонов может составить 150 м.

Плановые деформации левого берега р. Обь в створе коридора газопроводов Газопровода-отвода к ГРС 4 отсутствуют.

Из современных инженерно-геологических процессов, неблагоприятно влияющих на инженерно-геологическую обстановку, развиты подтопление и пучинистость грунтов в зоне сезонного промерзания.

Подтопление на исследуемом участке трассы газопровода отвода развито практически повсеместно. В процессе строительства и эксплуатации процесс подтопления активизируется из-за дальнейшего нарушения поверхностного стока под воздействием проводимых земляных работ (сооружения насыпей, земляных валов, котлованов, траншей и т.д.).

В процессе сезонного промерзания грунты в зоне сезонного промерзания проявляют свойства морозного пучения. Согласно ГОСТ 25100-2020 и пособия к СНиП 2.02.01-83 суглинки полутвердые слабопучинистые; тугопластичные среднепучинистые; суглинки мягкопластичные, текучепластичные и супесь текучая чрезмернопучинистые; пески мелкие непучинистые. При близком залегании грунтовых вод к глубине промерзания все грунты будут чрезмернопучинистые.

Нормативная глубина сезонного промерзания для суглинков – 1,83 м; для супесей и песков мелких – 2,23 м; для песков средней крупности 2,39 м.

### **1.3 Характеристика объекта исследования**

Ремонтируемый газопровод-отвод относится к магистральным газопроводам. Функциональное назначение – транспорт газа от МГ до ГРС.

Ремонтируемый газопровод-отвод в зависимости от рабочего давления относится к I классу, IV категории.

					Характеристика района проведения работ и объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Категории участков газопровода на переходах через водные преграды (судоходные и несудоходные шириной зеркала воды в межень 25 м и более) в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) приняты I категории [1].

Основные технические характеристики существующего трубопровода на участке капитального ремонта:

- наружный диаметр ремонтируемого газопровода: 530 мм;
- толщина стенки трубы: 7 мм;
- рабочее давление: 5,4 МПа;
- год ввода в эксплуатацию 1982 г.;
- температура транспортируемого газа плюс 1 °С зимой, плюс 14 °С летом;
- тип существующей изоляции: битумная (мастичная);
- газопровод проложен подземно;
- существующая балластировка: чугунные кольцевые пригрузы;
- газопровод на участке перехода относится к I классу, I категории.
- переход через р. Обь оборудован резервной ниткой.

					Характеристика района проведения работ и объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24





Для разработки и извлечения грунта при подготовке траншей на русловых участках переходов в зависимости от типов грунтов должны применяться:

- землесосные снаряды (с механическими и гидравлическими разрыхлителями), плавучие одночерпаковые (штанговые, гидравлические) и многочерпаковые снаряды;
- экскаваторы с понтонов;
- эжекторные и гидромониторные установки с понтонов;
- канатно-скреперные установки;
- плавучие грейферные снаряды;
- плавучие буровзрывные установки.

Основными способами укладки трубопровода в подводные траншеи являются:

- протаскивание по дну;
- с поверхности воды свободным погружением;
- со льда [3].

Каждый способ укладки при определенных условиях имеет свои преимущества.

Перед укладкой в траншею трубы сваривают, изолируют поперечные стыки, футеруют матами из деревянных реек, балластируют.

Футерование трубопровода используют в целях предохранения изоляционных покрытий при транспортировке и укладке в траншею. Футеровку могут производить как по всей длине, так и отдельных участков, в зависимости от метода укладки и условий эксплуатации трубопровода. [4]

#### *Укладка способом протаскивания по дну*

Трубопровод протаскивают по дну подводной траншеи с одного берега к другому с помощью троса, заранее проложенного в траншее.

Укладка трубопровода способом протаскивания по дну подводной траншеи должна применяться:

					Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

- при плавном рельефе одного из берегов в створе переходов, при котором возможна планировка на этом участке в соответствии с допустимым радиусом изгиба трубопровода при его протаскивании;
- при необходимости производства работ в летний период через судоходные водные преграды;
- при наличии площадки достаточных размеров для устройства спусковой дорожки;
- при наличии техники, тягового усилия которой достаточно для протаскивания длинномерных трубных плетей.

Технологическая последовательность основных операций, связанных с укладкой протаскиванием, следующая:

- устройство и оборудование спусковой дорожки;
- укладку трубопровода на спусковую дорожку;
- оснащение трубопровода понтонами (при необходимости);
- проверку готовности подводной траншеи (промеры глубин и проверка отметок дна траншеи);
- установку и закрепление тяговых средств;
- приварку оголовка и прокладку тяговых тросов с закреплением их на оголовке;
- протаскивание всей нити трубопровода или отдельных секций (трубных плетей) со сваркой межсекционных стыков;
- контроль фактического положения уложенного трубопровода.

К протаскиванию трубопровода можно приступить после того, как будет установлено, что фактические данные подводной траншеи соответствуют проектным.

*Укладка трубопровода с поверхности воды*

Укладку трубопроводов свободным погружением следует применять при следующих условиях [3]:

					Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

- пересекаемая водная преграда несудоходна или в месте перехода возможен перерыв судоходства на время установки трубопровода;
- скорость течения не требует сложных устройств для удержания плавающей нитки трубопровода в створе перехода;
- трассировка перехода на берегах предусматривает прокладку трубопроводов с кривыми вставками.

Суть способа укладки с поверхности воды заключается в размещении полностью подготовленного к укладке трубопровода на плаву над заранее подготовленной траншеей, и в последующем его погружении на дно траншеи затоплением при положительной плавучести или отсоединением специальных устройств, удерживающих трубопровод на поверхности воды [5].

## 2.2 Бестраншейные методы строительства подводных переходов

Опыт многих стран, например Германии, Японии, Великобритании, доказывает, что дешевизна традиционной прокладки трубопроводов на переходах – иллюзия, а косвенные убытки от строительства переходов традиционными способами значительны.

Бестраншейные методы строительства являются экономически более выгодными по сравнению с традиционными методами. Это объясняется экономией средств, которые при открытом способе замены коммуникаций идут на строительство траншей, вывоз мусора, восстановление берегов, благоустройство территорий, озеленение и многое другое.

Современная буровая техника, позволяет работать в сложных геологических условиях практически без ограничений по факторам сезонности. А современные технологии бестраншейной прокладки позволяют вести работы быстро, качественно и эстетично, при этом удается сохранить природный ландшафт [5].

					Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

## 2.2.1 Строительство подводных переходов методом наклонно-направленного бурения

Среди бестраншейных методов наибольшее распространение получил метод наклонно направленного бурения (ННБ) из-за меньшего времени строительства, малого влияния природных и антропогенных воздействий на ПП МТ, возможности строительства в стесненных условиях и в любое время года [6].

Сущность метода горизонтально-направленного (наклонного) бурения состоит 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.

Строительство трубопровода методом ННБ выполняется в три основных этапа:

- 1) бурение пилотной скважины;
- 2) расширение и калибровка скважины;
- 3) протаскивание трубопровода в расширенную и откалиброванную скважину.

### *Бурение пилотной скважины*

Бурение пилотной скважины – особо ответственный этап работы, от которого во многом зависит конечный результат. Оно осуществляется при помощи породоразрушающего инструмента – буровой головки со скосом в передней части и встроенным излучателем либо применяется забойный турбинный двигатель или шарошечное долото. Буровая головка соединена посредством полого корпуса с гибкой приводной штангой, что позволяет управлять процессом строительства пилотной скважины и обходить выявленные на этапе подготовки к бурению подземные препятствия в любом

					Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода	Лист 29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

направлении в пределах естественного изгиба протягиваемой рабочей нити. Буровая головка имеет отверстия для подачи специального бурового раствора, который закачивается в скважину и образует суспензию с размельченной породой. Буровой раствор уменьшает трение на буровой головке и штанге, предохраняет скважину от обвалов, охлаждает породоразрушающий инструмент, разрушает породу и очищает скважину от ее обломков, вынося их на поверхность. Контроль за местоположением буровой головки осуществляется с помощью приемного устройства локатора, который принимает и обрабатывает сигналы встроенного в корпус буровой головки передатчика. На мониторе локатора отображается визуальная информация о местоположении, угле, азимуте буровой головки. Также эта информация отображается на дисплее оператора буровой установки. Эти данные являются определяющими для контроля соответствия траектории строящегося трубопровода проектной траектории и минимизирует риски излома рабочей нити. При отклонении буровой головки от проектной траектории оператор останавливает вращение буровых штанг и устанавливает скос буровой головки в нужном положении. Затем осуществляется задавливание буровых штанг без вращения с целью коррекции траектории бурения. Строительство пилотной скважины завершается выходом буровой головки в заданной проектом точке.

#### *Расширение и калибровка скважины*

На втором этапе скважину расширяют до диаметра, который позволяет проложить трубопровод. Расширение скважины осуществляется после завершения пилотного бурения. При этом буровая головка отсоединяется от буровых штанг, и вместо нее присоединяется риммер – расширитель обратного действия. Приложением тягового усилия с одновременным вращением риммер протягивается через створ скважины в направлении буровой установки, расширяя пилотную скважину до необходимого диаметра для протаскивания трубопровода. Чтобы обеспечить

					Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода	Лист 30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

беспрепятственное протягивание трубопровода через расширенную скважину, ее диаметр должен на 25-30 % превышать диаметр трубопровода.

*Протаскивание трубопровода в расширенную и откалиброванную скважину*

На противоположной от буровой установки стороне скважины располагается готовая к протягиванию плеть трубопровода. К переднему концу плети крепится оголовок с воспринимающим тяговое усилие вертлюгом и риммером, и в то же время не передающий вращательное движение на трубопровод. Таким образом, буровая установка затягивает в скважину плеть протягиваемого трубопровода по проектной траектории.

Схема производства работ представлена на рисунке 2.1 [7].

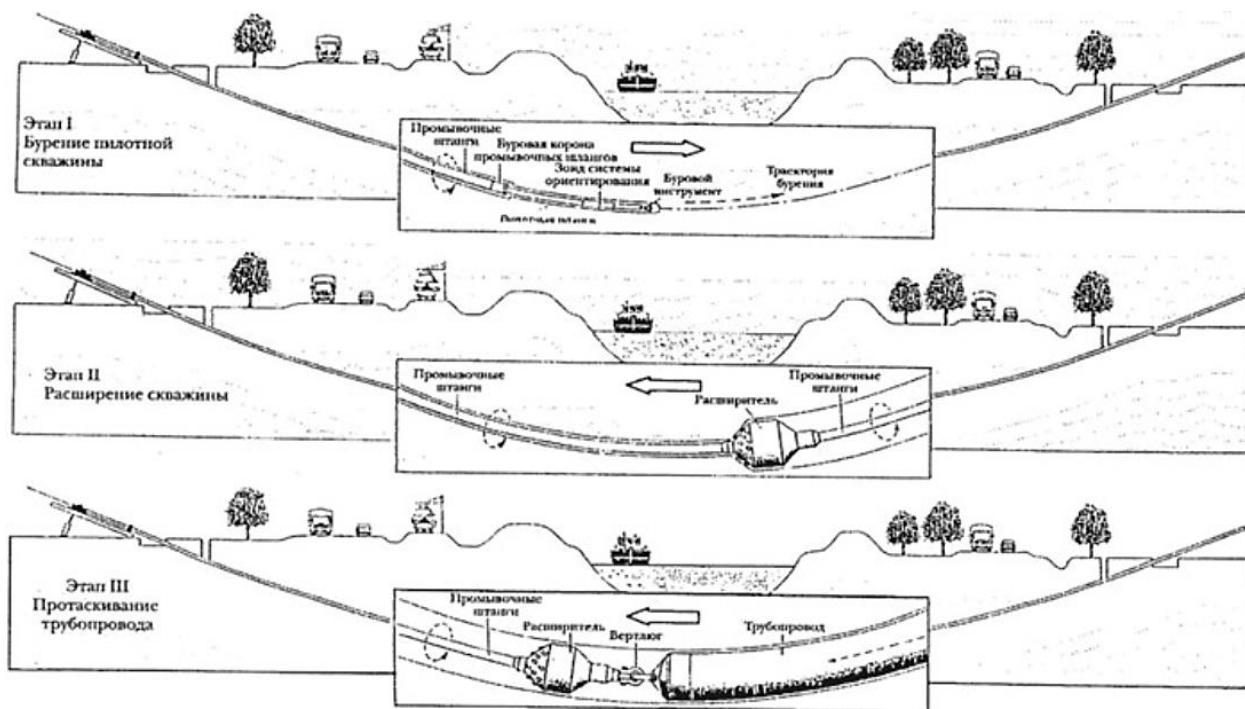


Рисунок 2.1 – Схема прокладки методом ННБ

Для обеспечения оптимального прогиба рабочего трубопровода, придания ему наклона соответствующего углу наклона буровой скважины, обеспечивающего ввод оголовка трубопровода в скважину и исключения соприкосновения трубопровода со стенками скважины при протаскивании, производят балластировку рабочей плети. Балластируют трубопровод путем

					Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода	Лист 31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

заполнения его водой, прокладкой внутри трубопровода другого трубопровода меньшего диаметра или устраивают бетонное покрытие рабочего трубопровода (расчетной толщины), которое одновременно может служить средством защиты антикоррозионной изоляции от повреждения.

Монтаж трубопровода на полную длину или в виде отдельных секций или плетей и связанные с ним другие операции рекомендуется выполнять на противоположном берегу от буровой установки на специальной строительной площадке, а бурение скважины, закачку бентонита и его сбор после бурения проводить с той же площадки, где расположена буровая установка.

Рабочий трубопровод должен непрерывно протаскиваться в скважину, полностью заполненную буровым раствором при вращении буровой колонны и расширителя.

Этот процесс в исключительных случаях может прерываться только на время приварки очередной плети рабочего трубопровода и изоляции стыка.

Обязательным условием бурения является применение бурового раствора. Буровой раствор представляет собой водную суспензию бентонита и химических добавок.

Основными функциями бурового раствора являются:

- охлаждение и смазка режущего инструмента и штанг;
- удаление грунта из буровой скважины;
- формирование прочных стенок пилотной скважины (бурового канала);
- создание избыточного давления внутри пилотной скважины (бурового канала) и тем самым предотвращение просачивания грунтовых вод в буровой раствор;
- стабилизация буровой скважины, предотвращающая ее обвал от давления окружающего грунта.

					Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



Способ наклонно-направленного бурения позволяет прокладывать газопроводы из стальных и полиэтиленовых труб, как по прямолинейной, так и по криволинейной трассе. [7]

### **2.2.2 Строительства подводных переходов методом микротоннелирования**

Метод микротоннелирования основан на строительстве тоннеля с помощью дистанционного управляемого проходческого щита. В тоннель пресс-рамой, которая оборудована домкратами, из стартовой шахты продавливают железобетонные трубы особой прочности, и его стенки оказываются укреплены.

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

Каждый комплекс по проведению микротоннелирования включает: контейнер управления и эксплуатации проходческого оборудования, тельферную эстакаду, соединительные линии, пресс-раму (домкратная станция), тоннелепроходческий щит, лазер, транспортный и питающий насосы, бентонитовый насос, отстойник. [8]

Принципиальная схема микротоннелирования представлена на рисунке 2.2.

Согласно методу, прокладка нефтепровода осуществляется следующим образом. Подготавливаются стартовый и приемный котлован, размеры их шахт зависят от диаметра микрощита, а глубина соответствует глубине прокладки. В стартовый котлован спускается и устанавливается мощная домкратная станция, которая передает толкающее усилие к пресс-

					Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

раме, а пресс-рама – к тоннелепроходческому микроциту через колонну труб.

Буровая головка, оснащенная резцами, разрабатывает грунт, происходит образование отверстия тоннеля. Проходка щита осуществляется на длину, соответствующую длине применяемых труб продавливания, далее перед пресс-рамой помещается следующая труба и процесс повторяется.

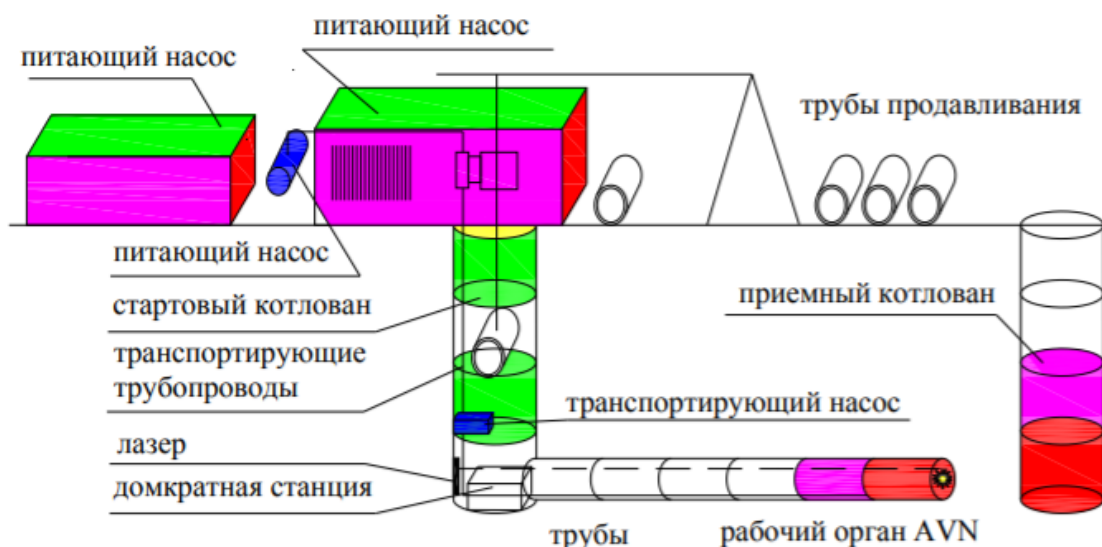


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема микротоннелирования [5]

Буровая головка, оснащенная резцами, разрабатывает грунт, происходит образование отверстия тоннеля. Проходка щита осуществляется на длину, соответствующую длине применяемых труб продавливания, далее перед пресс-рамой помещается следующая труба и процесс повторяется. Совершая поступательные движения, ее став наращивается по мере продвижения вперед. При вдавливании и прохождении железобетонного ствола, для уменьшения сил трения по разбуренному тоннелю в затрубье впрессовывается бентонитовая паста нужной консистенции через специальные форсунки, размещенные в теле трубы. Если длина проходки превышает 1000 м, то в став трубопровода монтируется промежуточная домкратная станция (для усиления продавливания). При работе микроцит смешивает породу с водой, подаваемой питающим насосом и

транспортируется в отстойник у стартового котлована, затем сепарируется. Проходка продолжается до выхода щита в приемный котлован, щит демонтируется, оставляя за собой готовый коллектор, а трубы остаются в земле. Микрощит удаляется из приёмного котлована, а из стартового извлекается домкрат. [8]

Для бестраншейной прокладки микротоннелированием широко используются полимербетонные, железобетонные, керамические, стеклопластиковые и асбестоцементные трубы любого требуемого диаметра. Для стыковки труб применяются специальные манжеты для исключения поступления воды снаружи через стыковые соединения. [9]

### **2.3 Сравнение методов строительства подводных переходов и выбор оптимального**

Каждый из рассмотренных методов прокладки подводных переходов имеет свои преимущества и недостатки. Выбор предпочтительного основывается на рассмотрении совокупности условий прохождения трассы нефтепровода и требований к переходу – технический, экономических, экологических и др.:

- инженерно-геологических условий трассы перехода;
- стоимости работ;
- ширины водной преграды.

В таблице 2.1 приведено сравнение траншейного и бестраншейных методов прокладки подводных переходов на основе различных критериев.

Наиболее распространенный траншейный метод строительства подводных переходов трубопроводов наряду с достоинствами имеет ряд недостатков и в полной мере не отвечает современным требованиям, предъявляемым к надежности этих переходов.

					Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Таблица 2.1 – Сравнение методов прокладки подводных переходов

Критерий	Траншейный метод	Бестраншейные методы
Продолжительность работ	Долгая подготовка к проведению работ. Значительные временные затраты на проведение большого объема земляных и восстановительных работ.	Сравнительно быстрая продолжительность строительства из-за использования буровых комплексов с высокой скоростью проходки и отсутствия необходимости разработки подводной траншеи.
Экологический ущерб	Значительный. Существенное влияние на гидрологию речного русла, механические нарушения и деформации пойм и русел рек и развитие необратимых и опасных русловых процессов. Нарушение микро- и макрорельефа и, как следствие, развитие эрозии почв, образование оврагов, разрушение береговых склонов.	Минимальный. Сохраняется естественный рельеф местности, береговых склонов и водный режим реки, в связи с отсутствием земляных, берегоукрепительных и других работ, а также исключаются техногенное воздействие на флору и фауну, размыв берегов и донных отложений водоемов.
Надежность перехода	Обнажение участков трубопровода вследствие размыва грунта, в связи с чем появляются провисающие участки, увеличивается силовое воздействие потока на трубопровод, возрастает скорость коррозии.	Аварии практически невозможны, т.к. трубопровод защищен от опасности обнажения и внешних механических повреждений, т.к. проложен ниже линии прогнозируемых деформаций дна и берегов реки,

Продолжение таблицы 2.1

Эксплуатационные затраты	Необходимость периодических водолазных обследований, работ по ликвидации размывов берегов, обнажения участков трубопровода, ремонту берегоукреплений, работ по ликвидации аварий и их последствий.	Гарантируется длительная сохранность подводного перехода, риск возникновения аварийных ситуаций сводится к нулю, как следствие, практически отсутствуют эксплуатационные затраты.
--------------------------	--	---

Согласно п. 6.2.11 СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «При строительстве переходов через железные и автомобильные дороги, а также через водные преграды, при соответствующем обосновании, целесообразно использовать методы наклонно-направленного бурения».

На основании приведенных технических, экологических и экономических факторов бестраншейные методы строительства являются наиболее целесообразными.

Проанализируем два основных бестраншейных способа прокладки и выберем оптимальный.

У бестраншейных методов прокладки подводных переходов существует ряд существенных ограничений. Ограничения применения метода наклонно-направленного бурения:

1) По инженерно-геологическим условиям. Предпочтительными для применения метода ННБ являются связные однородные грунты, такие как суглинки, супеси, алевролиты. Чуть сложнее проводить бурение в однородных скальных породах, водонасыщенных песках и плотных глинах. Наибольшую сложность представляют гравийно-галечниковые грунты с песчаным заполнителем более 40 % или глинистым заполнителем более 30 %, а также илистые грунты, карстовые полости размером более 2 м, и грунты, содержащие галечник, булыжники и более 20 % валунов от общей массы грунта. Наиболее рискованными для бурения являются оползни и

					Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

водоносные пласты. [4, 6]

2) По максимальной длине и диаметру перехода. Протяженность ПП не более 2 км, диаметр трубопровода не более 1420 мм. Это связано в первую очередь с тяговыми возможностями установок ННБ. С увеличением длины и диаметра скважины повышается риск обвала скважины в процессе расширения.

3) По геометрии скважины. Кривизна скважины должна быть такой, чтобы было возможно протянуть рабочий трубопровод без заклиниваний и изломов [4, 6].

Метод микротоннелирования более универсален, поскольку скважина защищается от обвала и внешних повреждений железобетонным тоннелем, однако имеет ряд сложностей при проходке [10]:

- в трещиноватых доломитах есть большой риск заклинивания трубного става, в связи с относительно высокой прочностью породы и опасностью возникновения неравномерного горного давления;
- на границе перехода из прочных пород в зону карстового образования при малейшем отклонении щита от заданной траектории резко возрастают усилия продавливания всего трубного става (заклинивание), при превышении которых будет происходить разрушение секций трубного става;
- при преодолении карстовых участков возникает большая степень риска отклонения трубного става от проектной траектории прокладки микротоннеля, что повлечет за собой изменение проектного положения и расчетной схемы трубопровода;
- стандартная конструкция труб не предусматривает связи растяжения в стыках, поэтому заклинивание может привести к раскрытию стыка и прорыва грунта в микротоннель при проходке в слабых грунтах.

					Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Прокладка подводного перехода будет производиться в грунтах I-II категорий буримости, а именно: мелких песках средней плотности, мягко- и тугопластичных суглинках с включениями гравия менее 10 %. Данные категории грунта являются подходящими для наклонно-направленного бурения, так и для микротоннелирования, которое практически не имеет ограничений по грунтам.

Методом ННБ возможно проложить трубопровод диаметром до 1420 мм и длиной до 2000 м, а максимальная длина проходки щита при микротоннелировании составляет примерно 1200 м при условии отсутствия промежуточных шахт.

Строительный риск при строительстве перехода методом ННБ заключается в опасности обрушения скважины по причине того, что ее стенки ничем не укреплены, кроме бурового раствора. Это может произойти в случае ухода раствора в расселины, а также при неправильно подобранном составе раствора, несоответствии его рабочих характеристик условиям проходки. Также присутствует вероятность остановки процесса ННБ при заклинивании буровой колонны или протаскиваемого трубопровода в скважине, недостаточной мощности установки ННБ.

В свою очередь при микротоннелировании основной строительный риск заключается в том, что внезапно во время процесса проходки осевых усилий домкратов становится недостаточно для преодоления трения продавливающих труб. Высокие силы трения также могут привести к чрезвычайно высоким напряжениям и последующему разрушению или сплющиванию материала продавливающих труб.

Метод ННБ, при отсутствии рассмотренных выше ограничений на его применение, является более привлекательным для строительства перехода. В первую очередь по причине более низкой суммарной продолжительности строительства, в среднем в 1.5-2 раза ниже, чем методом микротоннелирования [11].

					Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода	Лист 39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Также одним из основных факторов является стоимость строительства. Затраты при прокладке методом ННБ сопоставимы с прокладкой траншейным методом и, в среднем, в 2-4 раза ниже, чем микротоннелированием [6].

При сравнении траншейного и бестраншейных методов прокладки подводного перехода оказалось, что траншейный метод не отвечает в полной мере современным требованиям надежности и безопасности как с технической точки зрения, так и, в особенности, с экологической. Из двух бестраншейных методов, ННБ и микротоннелирования, на данном участке целесообразнее будет ННБ по причине более низкой стоимости и большей скорости строительства.

					Выбор оптимального метода проведения капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40



### 3 Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ

Ремонтные работы следует выполнять после отключения участка газопровода от магистрали, сбросом давления и опорожнением трубопровода от продуктов перекачки.

Опорожнение участка, подлежащего ремонту, в целях сокращения потерь газа, осуществляется методом сбрасывания газа на потребителей (на ГРС) до давления 1,6 МПа. Оставшийся в газопроводе газ стравливается через продувочные свечи, расположенные на крановых узлах.

Для проведения капитального ремонта подводного перехода газопровода-отвода методом ННБ необходимо выполнить следующие виды работ:

- демонтаж существующих участков газопровода, прилегающих к подводному переходу;
- вывод в безопасное состояние существующего газопровода на переходе через р. Обь в русловой части (консервация);
- прокладка газопровода на участке подводного перехода через р. Обь методом ННБ в параллельном створе выше по течению;
- укладка трубопровода на береговых участках;
- выполнение крепления откосов правого берега от склоновой эрозии, берегоукрепления правого берега от водной эрозии, дноукрепление для защиты участка газопровода, проложенного выше линии предельного размыва реки;
- рекультивация нарушенных земель.

					Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Видершпан А.Э.				Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Шадрина А.В.						41	112
<i>Рук. ООП</i>	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

### **3.1 Демонтаж существующих участков газопровода, прилегающих к подводному переходу**

#### **3.1.1 Земляные работы**

Перед началом производства ремонтных работ по трассе газопровода должна выполняться срезка растительного слоя почвы с использованием его в дальнейшем для восстановления нарушенных земель.

Минимальная ширина полосы, с которой снимается плодородный слой почвы, равняется ширине траншеи плюс 0,5 м в каждую сторону.

На береговых участках демонтируемый газопровод прилегающий к подводному переходу вскрывается с двух сторон до нижней образующей трубы. Вскрытие ремонтируемого газопровода осуществляется одноковшовым экскаватором, оборудованным обратной лопатой. Минимальное расстояние от поверхности трубопровода при разработке грунта механизированным способом допускается 0,2 м.

Грунт, извлеченный из траншей, укладывается в отвал с одной стороны траншеи, оставляя другую сторону свободной для передвижения ремонтной колонны.

После естественного или искусственного уплотнения грунта выполняется техническая рекультивация, которая заключается в возвращении плодородного слоя почвы на нарушенную площадь. После завершения технической рекультивации выполняется биологическая рекультивация – посев многолетних трав.

#### **3.1.2 Демонтажные работы**

Порядок демонтажа существующих участков газопровода, прилегающих к подводному переходу следующий:

- разработать траншею одноковшовым экскаватором до нижней образующей демонтируемой трубы;

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- разработать приямки для пропуска мягких полотенц под газопроводом, произвести подъем участка газопровода из траншеи;
- на забалластированных участках демонтировать утяжелители и вывезти на притрассовую площадку временного хранения, затем на промышленную площадку Новосибирского ЛПУМГ;
- очистить наружную поверхность трубопровода;
- уложить плетъ на бровку траншеи;
- провести комплексную очистку демонтируемого трубопровода от старой изоляции;
- провести оценку дефектов труб и соединительных деталей трубопровода, маркировку;
- разрезать демонтируемый трубопровод на отдельные трубы по стыкам, погрузить и транспортировать на место складирования Новосибирского ЛПУМГ.

### **3.2 Вывод в безопасное состояние существующего газопровода на переходе через р. Обь в русловой части (консервация)**

Необходимость вывода в безопасное состояние вызвана следующими факторами:

- снижение влияния на окружающую среду, в связи с большими объемами земляных работ в русловой и прибрежной части с использованием землесосных снарядов (размещение грунта в подводных траншеях);
- трудоемкостью демонтажа участка существующего газопровода (необходимость разработки траншеи глубиной свыше 8 м для демонтажа трубопровода, необходимость выполнения полки методом срезки грунта объемом 27300 м<sup>3</sup>);
- снижением объема капиталовложений.

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перечень работ по выводу в безопасное состояние участка газопровода:

- 1) Освобождение участка газопровода от газа методом срабатывания газа на потребителей с последующим стравливанием газа через продувочные свечи, на существующих крановых узлах.
- 2) Очистка участка газопровода с помощью пропуска двух очистных поршней.
- 3) Отключение выводимой в безопасное состояние части от газопровода путем вырезки катушек и приварки днищ DN500.
- 4) Заполнение выводимого в безопасное состояние участка газопровода-отвода на переходе через р. Обь ингибитором коррозии.

Периодическое обслуживание выведенного в безопасного состояние объекта. В качестве ингибитора коррозии и дополнительной балластировки трубопровода может применяться гашеная известь в концентрации 0,8-1,2 г/л. Также в качестве ингибитора коррозии может применяться нитрит натрия с повышением рН до 9-10.

При необходимости для возможности контроля за техническим состоянием трубопровода объем воды в трубопроводе доводят до предельного и создают избыточное давление, что позволяет следить за возможностью появления течи в окружающую среду водоема при изменении параметров давления.

### **3.3 Прокладка газопровода на участке подводного перехода через р. Обь методом ННБ в параллельном створе выше по течению**

Профиль трубопровода укладываемого методом ННБ представляет собой кривую сопряженную радиусом, величиной не менее радиуса упругого изгиба трубы рассчитанного с учетом строительных и эксплуатационных нагрузок.

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для прокладки принята труба диаметром 530x7 мм класса, прочности К60 с учетом нагрузок, при прокладке методом ННБ.

Минимальный радиус искривления скважины, обеспечивающий прокладку трубопровода без возникновения опасных напряжений в стенке трубы (не более 90% от предела текучести) равен:  $R \geq 1200 \times D_n = 1200 \times 0,53 = 636$  м. [12]

Пробуренная и расширенная скважина должна обеспечить возможность протаскивания трубопровода с учетом допустимого радиуса упругого изгиба трубы.

### 3.3.1 Обустройство строительной площадки

Обустройство строительной площадки производится в следующей последовательности:

- срезка растительного слоя грунта;
- планировка территории строительного-монтажных площадок;
- разгрузка стройматериалов на территории площадки;
- устройство электроосвещения площадок;
- устройство внутриплощадочных проездов;
- установка бурового оборудования на строительной площадке [7].

Схема монтажной площадки приведена на рисунке 3.1 [13].

В точке входа и выхода буровой колонны необходимо вырыть входной и выходной приямки.

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

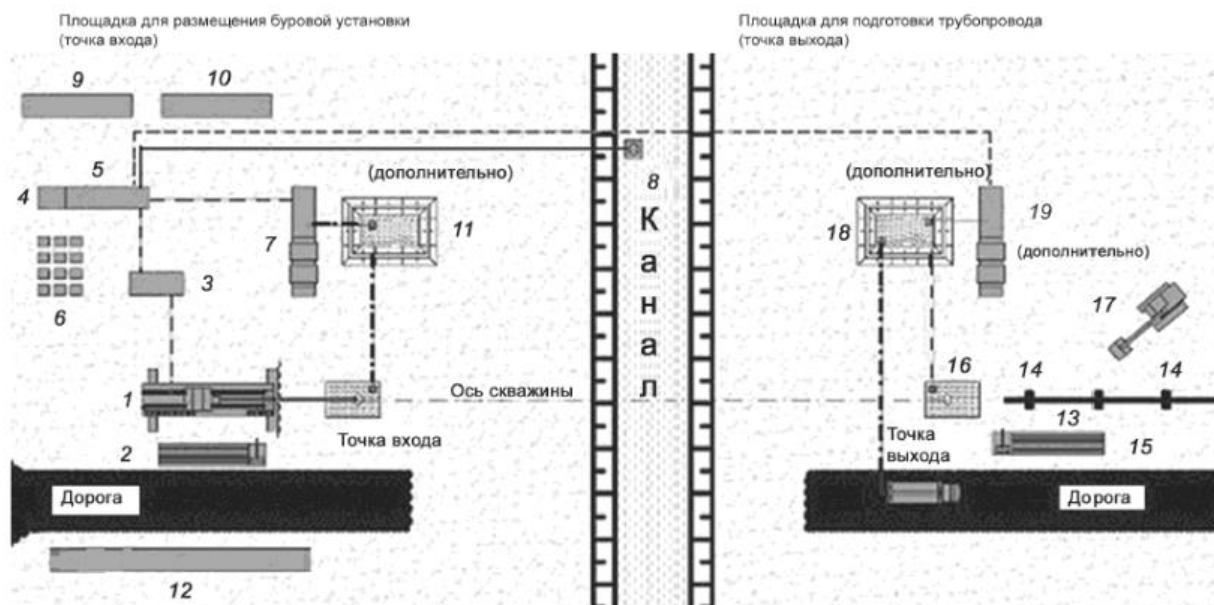


Рисунок 3.1 – Типовая схема расположения оборудования на строительной площадке: 1 – буровая установка; 2 – буровые штанги; 3 – насос высокого давления; 4 – добавки к раствору; 5 – установка приготовления бурового раствора; 6 – склад бентонита с навесом; 7 – блок рециркуляции; 8 – водяной насос; 9 – контейнер для материалов; 10 – мастерская; 11 – яма для бурового раствора; 12 – бытовые помещения; 13 – собранный трубопровод; 14 – роликовые опоры; 15 – стойка для труб и кран; 16 – расходный резервуар; 17 – экскаватор; 18 – яма для бурового; 19 – блок рециркуляции бурового раствора

### 3.3.2 Подготовка дюкера

Подготовку дюкера необходимо производить на площадке монтажа дюкера.

Дюкер следует сварить в непрерывную нитку на всю длину из трубы 530 мм в заводской изоляции.

При проведении работ по изоляции сварных стыков труб с заводской изоляцией должны выполняться следующие общие требования:

- поверхность зоны сварного стыка, а также участки прилегающего заводского покрытия на расстояние 70-100 мм от зоны стыка должны быть тщательно очищены от ржавчины, рыхлой окалины.

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Для очистки могут использоваться металлические щетки и шлифмашинки;

- кромки покрытия, прилегающего к зоне сварного стыка, должен иметь плавный переход к поверхности трубы. Угол скоса поверхности не должен превышать 30°;
- при наличии на поверхности труб влаги, а также при температуре воздуха ниже плюс 5 °С перед очисткой зоны сварного стыка производится его предварительный нагрев до температуры не ниже плюс 30 °С;
- нанесение изоляционных покрытий на зону сварного стыка и прилегающие участки заводского покрытия производится согласно требованиям НТД (инструкции, рекомендации, технологические карты и т.д.).

Методы и материалы, используемые для ремонта изоляции, должны обеспечивать противокоррозионную защиту трубопровода на отремонтированных участках со стабильным адгезированием нового покрытия к существующему и к металлической поверхности, а также его надежную термостойкость при эксплуатации трубопровода. Нанесенная изоляция не должна уступать по надежности основному заводскому покрытию.

Роликовые опоры и стрелы трубоукладчиков должны быть отрегулированы по высоте так, чтобы радиус кривизны спускового пути не превысил допустимый радиус упругого изгиба трубопровода и обеспечивал требуемый угол входа трубопровода в устье скважины при протаскивании.

### **3.3.3 Контроль качества сварных соединений и изоляции газопровода**

Гарантийные монтажные стыки, сварные соединения ввариваемых катушек подвергаются 100% визуальному и измерительному контролю, 100%

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

контролю радиографическим методом и дополнительно 100% контролю ультразвуковым методом.

Сварные стыки заменяемого участка газопровода I, II категории подвергаются контролю следующими методами:

- 100% визуально-измерительным;
- 100% радиографическим;
- 100% ультразвуковым (МУЗК или АУЗК).

Ультразвуковой контроль следует выполнять с применением механизированных или автоматических средств УЗК (МУЗК или АУЗК).

### 3.3.4 Выбор буровой установки

Буровая установка находится на правом берегу р. Обь, протаскиваемый дюкер монтируется на левом берегу, протаскивание по схеме «на себя».

Выбор буровой установки производится на основе:

- результатов расчета суммарных тяговых усилий обеспечивающих протаскивание дюкера диаметром 530 мм в наклонно-направленную скважину;
- технологической возможности буровой установки производства буровых работ в грунтах данной категории.

Согласно результатам инженерно-геологических изысканий, траектория бурения пилотной скважины, а затем расширение ствола скважины будет производиться в грунтах I-II категории по буримости: песках мелких, средней плотности, суглинках мягкопластичных, тугопластичных.

По результатам расчета, необходимое тяговое усилие для протаскивания дюкера составит 598,95 кН (61,12 тс) по основной нитке. Согласно требованиям ВН «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения» буровую установку следует выбирать с учетом коэффициента запаса по тяговому усилию не менее 1,5.

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Для строительства данного перехода трубопровода необходимо использовать буровую установку с тяговым усилием не менее  $61,12 \cdot 1,5 = 92$  тс. Рекомендуется использовать буровую установку ГНБ «Vermeer Navigator» D330x500 (США) с тяговым усилием 1467,9 кН (149,78 тс) или Vermeer Navigator D220x300 (США) с усилием протяжки 1076.9 кН. Максимально допустимое тяговое усилие 216,51 тс.

### 3.3.5 Выбор бурового и расширяющего инструмента

Для бурения пилотной скважины в грунтах I-II категории сложности по буримости необходимо применять забойный инструмент гидромониторного типа. Грунт разрушается гидромеханическим способом, буровая головка оснащена резцом с покрытием из твердых металлов и соплами для подачи промывочной жидкости. Эксцентрично расположенные сопла (дюзы) бурового инструмента и обратная лопата обеспечивают возможность управления проходкой пилотной скважины.

Для расширения (калибровки) пилотной скважины рекомендуется применять бочкообразные или конусообразные расширители (уплотняющего – режущего действия) с резцами из твердых металлов расположенными преимущественно на лобовой поверхности расширителя и радиально ориентированными соплами подачи промывочной жидкости, например конструкции «FLUTED REAMERS» или «BARREL REAMERS».

### 3.3.6 Бурение пилотной скважины

Пилотная скважина прокладывается по предварительно намеченной трассе от точки входа до точки выхода. Для проходки пилотной скважины используется буровая колонна, в начале которой устанавливаются немагнитные трубы со смонтированным внутри зондом системы позиционирования (рисунок 3.2).

Перед началом бурения пилотной скважины необходимо:

- выполнить монтаж и опробование бурового оборудования;

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- выполнить закрепление буровой установки с наклоном рамы в соответствии с заданным углом входа;
- проверить надежность и устойчивость радиосвязи между берегами водной преграды (пункта входа и выхода скважины);
- проверить и выполнить калибровку прибора ориентации с целью получения и записи исходных показателей прибора для последующей корректировки направления бурения скважины [7].

Прокладка пилотной скважины контролируется и управляется по всей длине бурения при помощи системы навигации и позиционирования. Непосредственно позади забойного инструмента внутри немагнитной трубы колонны устанавливается зонд системы позиционирования, который передает электромагнитные сигналы на поверхность земли. Приемное устройство системы позиционирования принимает излучаемые зондом сигналы, необходимые для определения глубины местонахождения зонда, углов наклона и азимута. Зонд чувствителен к стороннему магнитному наведению, поэтому размещается в немагнитной буровой трубе.

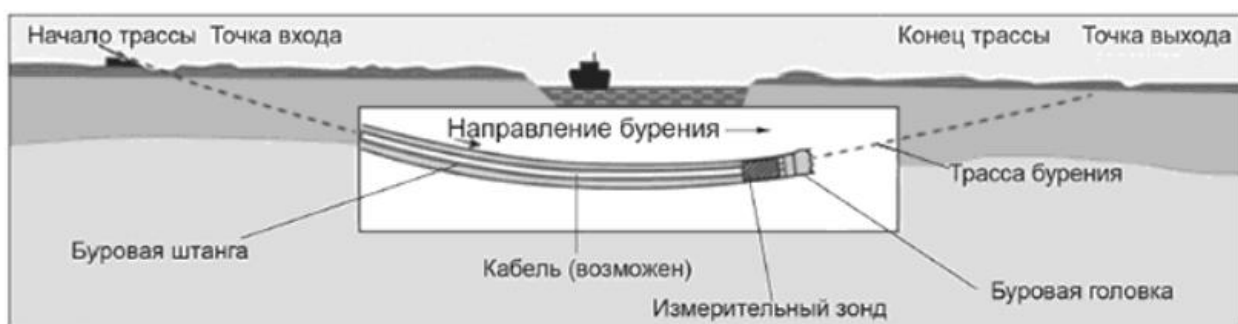


Рисунок 3.2 – Бурение пилотной скважины [13]

После наращивания каждой буровой штанги производится снятие показаний локации, расчет и контроль геометрических параметров скважины. В случае необходимости буровая головка переориентируется в нужном направлении для обеспечения необходимых параметров искривления ствола скважины с учетом допустимых отклонений реальной траектории от проектной.

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основные параметры, контролируемые при бурении пилотной скважины:

- пробуренная длина скважины;
- горизонтальная длина (проекция);
- горизонтальное отклонение буровой головки от проектного створа (расчетное);
- глубина расположения буровой головки от точки входа;
- вертикальное отклонение буровой головки от теоретического профиля;
- азимут.

Допустимые отклонения места выхода скважины на дневную поверхность от проектной точки выхода на противоположном берегу не должно превышать площади равной 3×3 м. Отклонение по длине не должно превышать 1 % длины перехода [12].

Этап бурения пилотной скважины заканчивается выходом буровой колонны на противоположной стороне преграды [7].

### 3.3.7 Расширение пилотной скважины

После завершения работ по бурению пилотной скважины, буровая скважина должна быть увеличена до диаметра обеспечивающего протаскивание в нее дюкера.

Величина расширения скважины зависит от геологических условий, диаметра протаскиваемого дюкера и протяженности скважины.

Минимальная площадь поперечного сечения скважины при протаскивании трубопровода должна не менее чем на 25% превышать площадь поперечного сечения протаскиваемого в нее дюкера [12].

Согласно «Справочника по строительству подводных переходов» ОАО «Подводтрубопроводстрой» минимальный диаметр скважины рекомендуется принимать на 50% больше условного диаметра трубопровода.

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						51

Учитывая стандартный ряд типоразмеров расширителей и геологические условия в створе перехода, протяженность скважины, конечный диаметр расширения пилотной скважины принимаем равным 900 мм.

Расширители имеют бочкообразную форму и содержат расположенные по окружности режущие элементы, а также струйные насадки для подачи бурового раствора [7].

Расширение скважины рекомендуется производить поэтапно, в шесть проходов, расширителями Ду 400, 600, 750, 900 мм. Диаметры промежуточных расширений могут корректироваться в процессе производства работ, в зависимости от имеющихся в наличие расширителей и возникающих усилий протаскивания и крутящего момента при расширении скважины.

Расширение скважины может проводиться по двум схемам «от себя» или «на себя»:

- Расширение «от себя». Противоположный конец буровой колонны на правом берегу (берегу монтажа дюкера) через вертлюг, и динамометр прицепляют к гусеничному тягачу. Вращение расширителя обеспечивается буровой установкой путем передачи крутящего момента через колонну буровых штанг находящихся в скважине. Колонна буровых штанг наращивается на буровой установке.

- Расширение «на себя». На противоположный конец буровой колонны на правом берегу (берегу монтажа дюкера) монтируется расширитель. Вращение и протаскивание расширителя обеспечивается буровой установкой путем передачи крутящего момента и тягового усилия через колонну буровых штанг находящихся в скважине. Колонна буровых штанг наращивается с обратной стороны расширителя на левом берегу, демонтаж штанг производится на буровой установке.

Расширение на себя показано на рисунке 3.3.

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

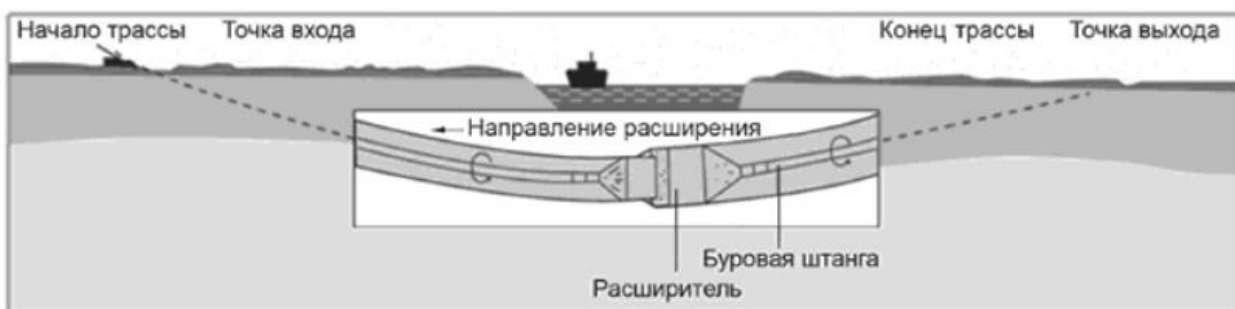


Рисунок 3.3 – Расширение пилотной скважины по схеме «на себя» [13]

Для последующего протаскивания дюкера применяемая схема расширения скважины не принципиальна. Доминирующей является задача сохранения устойчивости ствола скважины и обеспечения условий для успешного протаскивания дюкера.

Если в процессе прохода расширителя, на отдельных участках скважины, возникает значительное увеличение тягового/толкающего усилия и вращающего момента рекомендуется проработать данный участок повторно.

Перед протаскиванием дюкера необходимо произвести калибровку скважины путем протаскивания или прохода через скважину бочкообразного расширителя диаметром последнего расширения скважины [12], т.е. Ду 900 мм для данного объекта.

Работы по расширению скважины необходимо проводить непрерывно, с кратковременными остановками для снятия, навинчивая буровых штанг и смены расширителей, т.к. устойчивость стенок скважины носит временный характер по причине того, что ее свод закрепляется только буровым раствором. Протаскивание дюкера необходимо производить сразу же после завершения калибровки скважины. В процессе расширения в скважине постоянно должна находиться колонна буровых штанг.

При расширении буровой раствор вместе с выбуренной породой выходит на поверхность, в точках входа и выхода буровой колонны (в прямки), находящиеся на монтажных площадках.

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Скважина считается подготовленной к протаскиванию дюкера после достижения проектного значения ее диаметра и длины.

### 3.3.8 Протягивание трубопровода в скважину

К моменту окончания работ по расширению и калибровке скважины подготовленная и забалластированная плеть трубопровода размещается на специальных роликовых опорах.

Балластировка необходима для исключения положительной плавучести трубопровода, иначе трение при его протягивании в скважину увеличивается в разы. В связи с этим вода остается в трубопроводе после проведения предварительного гидроиспытания, и протаскивание осуществляется при 100% заполнении трубопровода водой.

Роликовые опоры предназначены для:

- равномерного распределение нагрузки плети трубопровода;
- уменьшения до минимума сопротивление трения;
- снижения необходимого усилия тяги;
- обеспечения поперечной устойчивости уложенного трубопровода при его перемещении;
- предотвращения повреждения трубы и изоляционного покрытия.

В качестве роликовых опор, как правило, используются стальные рамы, на которые крепятся ролики из твердой резины или полиуретана с шаровыми подшипниками.

Несущая способность конструкции и основания роликовых опор, с учетом возможной перегрузки за счет неполной работы ближайших опор, должна превышать расчетную нагрузку не менее чем в 1,5 раза. Нагрузки на опоры должны регулироваться путем изменения их высотного положения.

Основание и конструкции опор должны предотвращать их осадку. Опоры следует устанавливать точно по створу перехода на предварительно спланированную поверхность грунта, на железобетонные плиты, уложенные

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на песчаное основание, с заглублением в грунт и устройством щебеночного основания [13].

К переднему концу плети приваривается специальный оголовок, который через вертлюг, предназначенный для предотвращения вращения трубопровода при протаскивании, и расширитель диаметром 900 мм соединяется с колонной буровых штанг (рисунок 3.4) [13].



Рисунок 3.4 – Протягивание трубопровода в скважину

1 - буровая штанга; 2 - расширитель; 3 - шарнирное соединение; 4 - вертлюг; 5 - оголовок; 6 - трубопровод

Для протаскивания дюкер на входном участке поднимается трубоукладчиками с помощью троллейных подвесок, для обеспечения соосности протаскиваемой плети и скважины ННБ на данном участке, а также для создания технологического изгиба для подачи трубопровода.

Схема организации технологического изгиба для подачи трубопровода приведена на рисунке 3.5.

Перед протаскиванием, в месте входа дюкера в скважину, разрабатывается приямок с уклоном в сторону протаскивания для уменьшения высоты подъема дюкера трубоукладчиками.

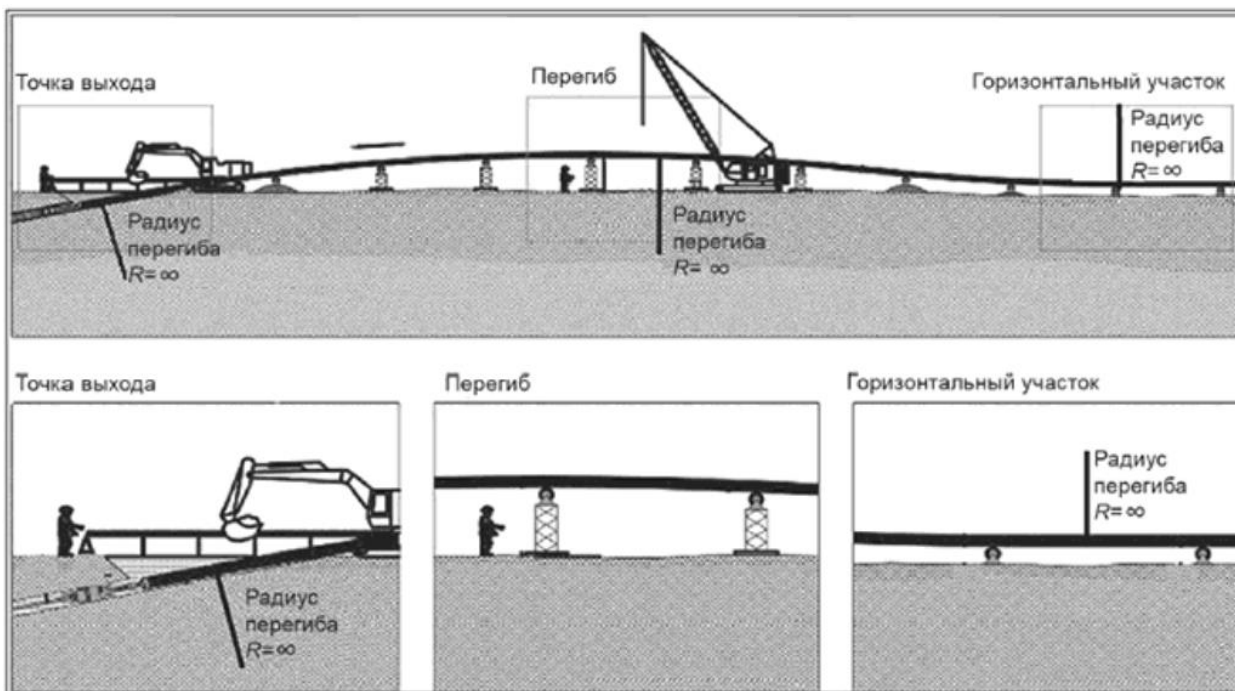


Рисунок 3.5 – Схема организации технологического изгиба для подачи трубопровода [13]

В случае вынужденной остановки в процессе протаскивания трубопровода должны проводиться периодическая циркуляция бурового раствора и проворачивание буровой колонны, с тем, чтобы исключить ее прихват к стенкам канала [14].

### 3.3.9 Буровой раствор

Буровые растворы, используемые при строительстве подводных переходов трубопроводов методом ННБ, готовят из высококачественного бентонитового глинопорошка. Воду и глинопорошок смешивают в определенных пропорциях в зависимости от марки применяемого бентонита. Буровые растворы выполняют в процессе бурения наклонно-направленной скважины следующие функции:

- разрушение породы, очищение забоя скважины от разбуренной породы и вынос ее на поверхность;



- удерживание частицы разбуренной или осыпавшейся породы во взвешенном состоянии при прекращении промывки и предотвращение осаждения шлама в скважине;
- охлаждение и смазывание, трущихся поверхностей инструмента, бурильной колонны, трубопровода при протаскивании;
- предохраняют ствол скважины от обвалов и осыпей;
- предотвращение поглощения бурового раствора высокопроницаемыми пластами.

Учитывая небольшую протяженность, диаметр скважины, геологические условия, гидромеханический способ разрушения породы для строительства данного перехода необходимо применять высококачественные бентонитовые глинопорошки, например «QUIKGEL», «BORE-GEL» содержащие в своем составе необходимые добавки, или другие имеющие аналогичные свойства и характеристики. Данные марки бентонита являются экологически безопасными. В случае возникновения осложнений – желобообразование, налипание породы на инструмент, увеличение крутящего момента на колонне необходимо использовать специальные добавки, снижающие налипание глины на инструмент и останавливающие ее разбухание, например «EZ-MUD» и «CON-DET».

Необходимое количество бентонита определяется из гидромеханических условий разрушения породы, производительности подающих насосов, и способности единицы его веса образовывать определенный объем нормального бурового раствора, в м<sup>3</sup>. Расход бентонита на 1 м проходки скважины 0,26 т/м.

Техническая вода для приготовления бурового раствора забирается непосредственно из реки Обь.

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3.3.10 Приготовление, регенерация и утилизация бурового раствора

Буровой раствор в необходимом количестве приготавливается в смесительной установке входящей в комплектацию буровой установки. Емкость блока приготовления раствора заливается на 80% технической водой и с помощью центробежного насоса обеспечивается круговая циркуляция между емкостью и смесительной воронкой. Через воронку вводится расчетное количество глинопорошка. После гидратации (распускания в воде) бентонита, раствор приобретает необходимые рабочие характеристики. По мере готовности буровой раствор перекачивается в емкость основной (буровой) циркуляционной системы.

Качество приготовления бурового раствора определяются при помощи полевой лаборатории.

Показатель плотности бурового раствора является одним из главных факторов, обеспечивающих безаварийное строительство перехода трубопровода. Выбор показателя плотности производится из условия обеспечения устойчивости ствола скважины, минимизации потерь раствора в окружающую породу, удержания частиц разбуренной породы во взвешенном состоянии и т.д. Плотность раствора рассматривается в совокупности с его вязкостью.

В процессе расширения пилотной скважины буровой раствор выходит на поверхность, вынося в своем составе частицы разбуренной породы. Отработанный буровой раствор отводится на станцию регенерации бурового раствора, принимается в резервуар. Центробежным насосом подается в блок очистки, где проходит через два линейных вибросита, пескоотделитель, илоотделитель, центрифугу, блок коагулянтов и флокулянтов.

После завершения работ по ННБ остатки бурового раствора с выбуренной породой представляющих собой суспензию плотностью 1200-1300 кг/м<sup>3</sup> подлежат утилизации путем захоронения на полигоне за

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пределами водоохраной зоны реки в ранее выработанном карьере, согласованном с природоохранными организациями.

При использовании для приготовления экологически безопасного бентонита, как, например, в нашем случае, по согласованию с природоохранными организациями допускается производить захоронение отходов бурения на месте производства работ в существующих амбарах путем микширования с минеральным грунтом и последующей рекультивацией плодородного слоя почвы.

### 3.3.11 Возможные осложнения и аварии при производстве буровых работ

В процессе бурения могут возникать осложнения, вызванные геологическими условиями или применением неправильно подобранных технических средств и технологий. В ряде случаев осложнения являются причиной аварий и снижают технико-экономические показатели бурения.

В таблице 3.1 приведены основные виды осложнения при бурении и меры по их предупреждению и ликвидации.

Таблица 3.1 – Виды осложнений и меры по их предупреждению и ликвидации

Вид осложнения	Основные меры предупреждения и ликвидации осложнений
Поглощение промывочной жидкости	Уменьшение противодавления промывочной жидкости на пласт путем снижения плотности раствора. Использование буровых растворов с высокими кольматирующими свойствами, тампонажных растворов (в том числе быстросхватывающихся) и инертных наполнителей
Обвалы стенок скважины	Применение промывочных жидкостей с минимальной водоотдачей и плотностью, обеспечивающих устойчивость пород. Организация работ и применение технологии, обеспечивающие минимальные затраты времени на бурение. Скорость выноса шлама должна быть > 0,8-1,0 м/с. Не допускать длительного пребывания бурового инструмента без движения
Сужение ствола скважины	Применение утяжеленных растворов. Организация работ и применение технологии, обеспечивающие минимальные затраты времени на бурение

Продолжение таблицы 3.1

Желобообразование	Использование компоновок бурового инструмента и технологии бурения, обеспечивающих заданное искривление ствола скважины. Бурение с максимальной проходкой на долото и высокими коммерческими скоростями
Образование сальников	Увеличение интенсивности промывки. Периодическое прорабатывание ствола скважины при высоких частотах вращения колонны. Применение раствора с малой водоотдачей, обработка полимерами
Грифанообразование	Увеличение заглубления скважины, пригрузка грунтом места прорыва раствора, тампонаж затрубного пространства.

Под аварией подразумеваются нарушения технологического процесса бурения, требующие проведения специальных работ по их устранению. Процесс бурения скважин требует осуществления постоянного контроля за применяемыми техническими средствами и технологией бурения, чтобы исключить возможность аварии или свести ее к минимуму. В таблице 3.2 приведены основные виды возможных аварий и методы их устранения.

Таблица 3.2 – Виды возможных аварий и методы их ликвидации

Вид аварии	Причины возникновения	Методы ликвидации
Прихват инструмента при бурении	Обвал и осыпи стенок скважины, сужение ствола, образование желоба или сальников. Длительная остановка при бурении.	Проработка ствола скважины с вращением, расхаживание колонны. Интенсивная промывка скважины. При отсутствии циркуляции - закачка жидкости под максимальным давлением. Пропуск колонны обсадных (промывочных) штанг поверх пилотной колонны.
Обрыв буровых труб	Применение труб изношенных, низкого качества и с дефектами. Отсутствие контроля за техническим состоянием штанг. Высокие осевые нагрузки и частоты вращения.	Соединение с оставшейся в скважине частью инструмента с помощью колокола, метчика или труболочки и извлечение инструмента из скважины.

Продолжение таблицы 3.1

Обрыв бурового инструмента	Недостаточная затяжка бурового инструмента, плохое качество резьбы и недостаточный контроль за ее состоянием.	Соединение с буровым инструментом через переводник, колокол или метчик. Возможно применение паука.
Поломка узлов и деталей забойного инструмента	Использование буровой головки с низким качеством изготовления или изношенного. Несоответствие типа бурового инструмента проходным породам. Заклинивание долота. Неправильный выбор режимных параметров бурения.	Извлечение узлов и деталей инструмента пауком или магнитным фрезером.

### 3.4 Укладка трубопровода в траншею на береговых участках и засыпка траншеи

Укладка трубопровода на береговых участках осуществляется с бермы траншеи.

Укладку изолированного трубопровода можно выполнять одним из двух способов:

- непрерывным, с использованием троллейных подвесок;
- циклическим, предусматривающим использование мягких монтажных полотенец.

Рекомендуется выполнить укладку вторым способом, т.к. первый целесообразнее при длине укладываемого трубопровода не менее 150 – 300 м.

Засыпка траншеи производится непосредственно вслед за укладкой трубопровода и осуществляется рыхлым не мерзлым грунтом из отвала естественной влажности без твердых включений.

Подсыпка дна траншеи и присыпка трубопровода мягким грунтом не требуется, поскольку грунт относится к I-II категориям.

### 3.5 Очистка, испытание, продувка и осушка газопровода

Основные работы по испытанию трубопровода выполнять в следующей очередности:

- очистка газопровода;
- предварительные испытания участков газопровода давлением воды;
- удаление воды после гидравлического испытания, с последующей очисткой и регулируемым возвратом ее в окружающую среду, с помощью поршней;
- установка временных заглушек на испытанных участках газопровода.

#### *Очистка газопровода*

Полость газопровода следует очищать в два этапа.

Предварительная очистка полости протягиванием очистного устройства в процессе производства сварочно-монтажных работ.

Очистное устройство перемещают внутри труб с помощью штанги трубоукладчиком (трактором). При этом загрязнения удаляют из каждой вновь привариваемой секции газопровода.

Окончательная очистка полости выполняется промывкой водой без пропуска очистных поршней со сбором загрязнений в конце очищенного участка во временный амбар.

Скорость движения потока воды должна составлять не менее 5 км/час.

Промывку считают законченной, когда из сливного патрубка выходит струя незагрязненной жидкости.

#### *Гидравлическое испытание газопровода*

Испытания разделены на предварительные и основное. К предварительным отнесены испытания участков газопровода, требующие дополнительных этапов испытаний, проводимых до сварки участков в общую нитку. Испытание трубопровода принято пневматическим способом.

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Порядок проведения испытаний:

- предварительные испытания участков трубопровода;
- промывка и калибровка участка газопровода после сварки участка капитального ремонта в единую нитку и его укладки, засыпки;
- основное гидравлическое испытание ремонтируемого участка;
- пропуск пенополиуретановых поршней под давлением сжатого осушенного воздуха;
- осушка испытанного участка осушенным воздухом;
- заполнение испытанного участка трубопровода сухим азотом до избыточного давления 0,02 МПа.

Испытание подводного перехода газопровода-отвода проводится в три этапа:

I этап – гидравлическое испытание на монтажной площадке после сварки, до установки манжет и до укладки на роликовые опоры дюкера:

- на прочность  $P_{исп} = 1,5P_{раб} = 8,1$  МПа – 6 часов;
- на герметичность  $P_{исп} = P_{раб} = 5,4$  МПа – 12 часов.

II этап – после протягивание и подключения участка ГНБ к участкам захлеста после укладки, но до засыпки:

- на прочность  $P_{исп} = 1,25P_{раб} = 6,75$  МПа – 12 часов;
- на герметичность  $P_{исп} = P_{раб} = 5,4$  МПа – 12 часов.

III – основное пневматическое испытание совместно с газопроводом:

- на прочность  $P_{исп} = 1,1P_{раб} = 5,94$  МПа – 12 часов;

Продолжительность проверки на герметичность должна быть достаточной для осмотра трассы, но составлять не менее 12 часов.

При основном испытании газопровода на прочность давление испытания в верхней точке участка должно быть не менее  $P_{исп} = 1,1P_{раб} = 5,94$  МПа, в нижней точке участка  $P_{исп} \leq P_{зав}$ .

Время выдержки под испытательным давлением на прочность должно составлять при гидравлическом испытании 24 ч, при пневматическом 12 ч.

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При основном испытании газопровода на герметичность давление испытания в верхней точке участка должно быть не менее  $P_{исп} = P_{раб} = 5,4$  МПа, в нижней точке участка  $P_{исп} \leq P_{зав}$ .

#### *Удаление воды и осушка внутренней полости газопровода*

После завершения гидравлических испытаний жидкость следует вытеснить в подготовленный амбар-отстойник, путем пропуска поршней-разделителей под давлением сжатого воздуха, поступающего от компрессорных установок.

После механического удаления воды из газопровода поршнями-разделителями на стенках труб, в микронеровностях может оставаться влага, которая при заполнении продуктом и эксплуатации газопровода способствует образованию кристаллогидратов. Поэтому полость газопровода необходимо дополнительно осушить воздухом с использованием газотурбинной установки.

Осушку участка газопровода выполняют сухим воздухом до достижения на выходе осушаемого газопровода ТТР минус 20 °С.

### **3.6 Выполнение крепления откосов правого берега от склоновой эрозии, берегоукрепления правого берега от водной эрозии, дноукрепление для защиты участка газопровода, проложенного выше линии предельного размыва реки**

Для защиты склонов правого берега р. Обь от водной и ветровой эрозии, а также для повышения устойчивости откосов производится укладка трехмерных матов МТ 15-350 (300) ТУ 2291-018-00205009-2010 (рисунок 3.6).

Порядок работ по укладке матов:

- выполнить планирование откосов насыпи;
- устроить анкерную канаву шириной и глубиной по 0,3 м на расстоянии от 0,5 до 0,6 м от бровки откоса;

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



- уложить маты с нахлестом от 0,15 до 0,20 м;
- закрепить на время производства работ полотна стальными анкерами;
- засыпать анкерную канаву;
- засыпать и разравнять плодородный слой грунта с содержанием торфа и песка 3:1, соответственно, толщиной 0,15 м;
- посеять многолетние травы.



Рисунок 3.6 – Мат МТ 15-350

Берегоукрепление правого берега р. Обь от водной эрозии, дноукрепление для защиты участка газопровода, проложенного выше линии предельного размыва реки выполняется с помощью следующих проектных решений:

- выше СРГ – монтаж габионов (матрацев РЕНО);
- ниже СРГ – отсыпка щебня.

Берегоукрепление правого берега р. Обь выше СРГ выполняется с помощью монтажа матрацев Рено - 3x2x0,3-С80-2,7-ЦАММ ТУ 1275-001-

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65



42873191-2009 (рисунок 3.7) на предварительно уложенный слой нетканого синтетического материала ТУ 8397-004-00320928-2011 с заполнением матрацев щебнем фракции 120-150 мм ГОСТ 8267-93.



Рисунок 3.7 – Укрепление берега габионы (матрацы РЕНО)

Берегоукрепление, дноукрепление правого берега р. Обь ниже СРГ выполняется с помощью отсыпки щебня фракции 40-70 мм ГОСТ 8267-93. Границы отсыпки – от 93,00 м (СРГ) до отметки 85,5 м для защиты участка газопровода, проложенного выше линии предельного размыва реки. Толщина отсыпки принята 20 см.

Берегоукрепление левого берега р. Обь не требуется, т.к. строительномонтажные работы в приуездной части не производятся.

### **3.7 Рекультивация нарушенных земель**

Для исключения загрязнения ландшафтной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов, в целях экологической безопасности, необходима обязательная рекультивация нарушенных земель при производстве ремонтных работ. Рекультивации подлежат нарушенные

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист 66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

земли, передаваемые в краткосрочную аренду на период производства работ. Рекультивация полосы краткосрочного земельного отвода по данному проекту проводится в начале вегетационного периода, так как данным проектом предусматривается посев сельскохозяйственных культур (пшеница).

Работы по рекультивации осуществляются в два последовательных этапа: технический и биологический.

Главной целью технической рекультивации является приведение земель в состояние пригодное для восстановления почвенно-растительного покрова естественным путем или для последующего проведения биологического этапа рекультивации.

На техническом этапе предусмотрены следующие работы:

- снятие почвенно-растительного слоя перед началом ремонтных работ толщиной 20 см. Снятие ПРС толщиной 20 см;
- освобождение рекультивируемой поверхности от строительного мусора;
- возвращение ранее снятого почвенно-растительного слоя после окончания ремонтных работ толщиной 20 см;
- разравнивание поверхности подлежащей восстановлению.

Во избежание дополнительного разрушения почвенного слоя на территории нарушенных участков земель запрещается использовать технику на гусеничном ходу.

Биологический этап осуществляется после полного завершения технического этапа, заключается в подготовке почвы, внесении минеральных удобрений, подборе трав и травосмесей, посеве, уходе за посевами и направлен на восстановление (создание) растительного покрова.

На биологическом этапе предусмотрены следующие работы:

- мелкая вспашка на глубину до 20 см;
- дискование;
- внесение минеральных удобрений;

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

- боронование в один след;
- механизированный посев семян многолетних трав;
- прикатывание почвы после посева;
- ежегодный ремонт полосы залужения (подсев трав на 20% засаживаемой площади в количестве 25 кг/га);
- послепосевное прикатывание в 1 след.

Для предотвращения вымывания и выдувания семян трав из почвы, обеспечения дружных всходов трав, уменьшения эрозионных процессов необходимо прикатывание посевов кольчатым катком по всей площади посадки травосмеси. Данный вид работ приведет к заглублению и захоронению семян трав в минеральный грунт, приблизительно на 2–2,5 см и предотвратит их уничтожение. Прикатывание посевов производится кольчатым катком или, на небольших площадях, вручную.

					Организация работ по строительству подводного перехода магистрального газопровода через р. Обь методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68



$k_1$  – коэффициент надежности по материалу.  $k_1 = 1,34$ , в соответствии с таблицей Б.2;

$k_H$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода.  $k_H = 1,100$ , в соответствии с таблицей Б.3.

$$R_1 = \frac{590 \cdot 0,825}{1,34 \cdot 1,100} = 330,2 \text{ МПа.}$$

Расчетная толщина стенки трубопровода  $\delta$ , мм, вычисляется по формуле (4.2).

$$\delta_p = \frac{npD_H}{2(R_1 + np)}, \quad (4.2)$$

где  $n$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе.  $n = 1,00$ , в соответствии с таблицей Б.5.

$$\delta_p = \frac{1,00 \cdot 5,4 \cdot 530}{2(330,2 + 1,00 \cdot 5,4)} = 4,26 \text{ мм.}$$

Принимаем толщину стенки  $\delta_p = 4,5$  мм [16].

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия (4.3).

$$\delta_{пр} = \frac{npD_H}{2(R_1\psi_1 + np)}, \quad (4.3)$$

где  $\psi_1$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле (4.4).

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

где  $\sigma_{пр.N}$  – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, которое рассчитывается по формуле (4.5).

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{npD_{вн}}{\delta_{пр}}, \quad (4.5)$$

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

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

$\mu$  – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона). Для расчетов принимается  $\mu = 0,3$ ;

$\Delta t$  – температурный перепад, °C;  $\Delta t = 48$  °C;

$D_{вн}$  – диаметр внутренний, мм, с толщиной стенки  $\delta_p$ , принятой в первом приближении. Определяется по формуле (4.6).

$$D_{вн} = D_n - 2\delta_p = 530 - 2 \cdot 4,5 = 521 \text{ мм}, \quad (4.6)$$

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 48 + 0,3 \cdot \frac{1,00 \cdot 5,4 \cdot 521}{4,5} = 68,9 \text{ МПа},$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{68,9}{330,2} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{68,9}{330,2} = 0,879.$$

Толщина стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений равняется

$$\delta_{пр} = \frac{1,00 \cdot 5,4 \cdot 530}{2 \cdot (330,2 \cdot 0,879 + 1,00 \cdot 5,4)} = 4,84 \text{ мм}.$$

Принимаем толщину стенки равной  $\delta_{пр} = 5$  мм [16].

Вычислим внутренний диаметр газопровода по формуле (4.7).

$$D_{вн} = D - 2\delta_{пр} = 530 - 2 \cdot 5 = 520 \text{ мм}. \quad (4.7)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

## 4.2 Проверка прочности подземного трубопровода

Проверка прочности подземного трубопровода производится по методике, изложенной в [15].

Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении следует производить из условия (4.8).

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (4.8)$$

где  $\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{пр}^H \geq 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{пр}^H < 0$ ) – определяемый по формуле (4.9).

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

$$\sigma_{пр.N} = 68,9 \text{ МПа} \geq 0, \text{ согласно 4.1,}$$

$$|68,9| \leq 1 \cdot 330,2, \text{ условие (4.8) выполняется.}$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям (4.10) и (4.11).

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} \cdot R_2^H. \quad (4.10)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} \cdot R_2^H. \quad (4.11)$$

где  $R_2^H = \sigma_T$  – предел текучести стали, МПа.  $R_2^H = 480 \text{ Н/мм}^2$ , в соответствии с таблицей А.1;

					Расчетная часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$\sigma_{пр}^H$  – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа, определяемые по формуле (4.12)

$$\sigma_{пр}^H = \mu\sigma_{кц}^H - \alpha E\Delta t \pm \frac{ED_H}{2\rho_{min}}, \quad (4.12)$$

где  $\rho_{min}$  – минимально допустимый радиус упругого изгиба оси трубопровода, м. Для DN 500  $\rho_{min} = 500$  м [17].

$\sigma_{кц}^H$  – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле (4.13)

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta_{пр}} = \frac{5,4 \cdot 520}{2 \cdot 5} = 280,8 \text{ МПа}, \quad (4.13)$$

$\psi_3$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{пр}^H \geq 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{пр}^H < 0$ ) – определяемый по формуле (4.14);

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} \cdot R_2^H}, \quad (4.14)$$

Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям  $\sigma_{пр}^H$ , МПа.

$$\sigma_{пр}^H = 0,3 \cdot 280,8 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 48 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 500} = 74,8 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{пр}^H = 0,3 \cdot 280,8 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 48 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 500} = -143,6 \text{ МПа}.$$

Принимаем  $\sigma_{пр}^H = -143,6$  МПа.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{280,8}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 480} \right)^2} - 0,5 \frac{280,8}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 480} = 0,443,$$

$$\psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H = 0,443 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 480 = 177,2 \text{ МПа.}$$

Проверим выполнение условия (4.8).

$$|-143,6| \text{ МПа} \leq 177,2 \text{ МПа, условие выполняется.}$$

Проверим выполнение условия (4.9).

$$\sigma_{кц}^H = 280,8 \text{ МПа,}$$

$$\frac{m}{0,9k_H} R_2^H = \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 480 = 400,0 \text{ МПа,}$$

$$280,8 \text{ МПа} \leq 400,0 \text{ МПа, условие выполняется.}$$

### 4.3 Проверка прочности трубопровода при протаскивании

Проверка прочности трубопровода при протаскивании производится по методике, изложенной в [18].

Прочность трубопровода при протаскивании проверяется по условию (4.15).

$$\sqrt{\sigma_{кц}^2 + \sigma_{пр}^2 - \sigma_{кц} \sigma_{пр}} \leq R_1, \quad (4.15)$$

где  $\sigma_{кц}$  – кольцевые напряжения от действия наружного давления на трубопровод, МПа, определяемые по формуле (4.16);

$\sigma_{пр}$  – максимальные продольные напряжения в трубопроводе, МПа, определяемые по формуле (4.17).

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

$R_I$  – расчетное сопротивление металла труб растяжению (сжатию), МПа.  $R_I = 330,2$  МПа, согласно 4.1.

$$\sigma_{кц} = \frac{p_H D_H}{2\delta_{пр}}, \quad (4.16)$$

где  $p_H$  – гидростатическое давление бурового раствора, МПа, (4.18);

$D_H$  – наружный диаметр трубопровода, м.

$$\sigma_{пр} = \sigma_n + \sigma_s, \quad (4.17)$$

где  $\sigma_n$  – напряжения от изгиба трубопровода, МПа, (4.19);

$\sigma_s$  – растягивающие напряжения от действия осевого усилия при протаскивании трубопровода, МПа, (4.20).

$$p_H = \rho_{бр} g H = 1050 \cdot 9,81 \cdot 46,5 = 0,479 \text{ МПа}, \quad (4.18)$$

где  $\rho_{бр}$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>.  $\rho_{бр} = 1050$  кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>;

$H$  – максимальное значение разности высотных отметок входного или выходного сечения с наиболее низкой точкой скважины, м.  $H = 46,5$  м.

$$\sigma_n = \frac{E D_H}{2R} = \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 650} = 83,985 \text{ МПа}, \quad (4.19)$$

где  $R$  – минимальный радиус профиля скважины, м.  $R=650$  м, согласно 3.3.

$$\sigma_s = \frac{T_{max}}{F} = \frac{216,51 \cdot 10^3 \cdot 9,81}{\pi \cdot (0,53^2 - 0,52^2)} = 64,388 \text{ МПа}, \quad (4.20)$$

где  $T_{max}$  – максимальное усилие протаскивания.  $T_{max} = 216,51$  тс, согласно 3.3.4;

$F$  – площадь поперечного сечения трубопровода, м<sup>2</sup>.

Максимальные продольные напряжения в трубопроводе по формуле (4.17) равны

					Расчетная часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\text{пр}} = 83,985 + 64,388 = 148,373 \text{ МПа.}$$

Кольцевые напряжения от действия наружного давления на трубопровод по формуле (4.16) равны

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{0,479 \cdot 0,53}{2 \cdot 0,005} = 25,387 \text{ МПа.}$$

Проверим выполнение условия прочности трубопровода при протаскивании по формуле (4.15).

$$\sqrt{25,387^2 + 148,373^2} - 25,387 \cdot 148,373 \leq 330,2,$$

$$137,5 \text{ МПа} \leq 330,2 \text{ МПа,}$$

Условие прочности выполняется.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

## 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В выпускной квалификационной работе описывается целесообразность строительства подводного перехода газопровода-отвода методом наклонно-направленного бурения.

Необходимо провести расчет и анализ затрат на производство работ.

### 5.1 Расчет затрат на производство работ

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

Численный и квалификационный состав буровой бригады определяется согласно действующим нормам обслуживания одного бурового станка.

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

- первая вахта находится непосредственно на рабочем месте.
- вторая вахта находится на отдыхе.
- Численность рабочих дней – 42.

Работы ведутся в две смены по 12 часов.

Затраты, в зависимости от содержания формируются по следующим элементам:

- материальные затраты;
- амортизационные отчисления;
- затраты на оплату труда;
- отчисления во внебюджетные фонды;

					Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Видершпан А.Э.</i>				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						77	112
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

- прочие финансовые расходы.

*Расчет материальных затрат*

Для производства работ необходима закупка материалов, оборудования и техники, а именно:

- Внутренних центраторов, в кол-ве 2 шт;
- Передвижных сварочных установок, в кол-ве 2 шт;
- Передвижной электростанции, в кол-ве 1 шт;
- Наполнительного агрегата, в кол-ве 1 шт;
- Газоанализатора, в кол-ве 1 шт;
- Буровой установки, в кол-ве 1 шт;
- Машины для резки труб, в кол-ве 1 шт;
- Насосов, в кол-ве 10 шт;
- Бентонита, в кол-ве 238 тонн.

Общая стоимость материалов, оборудования и техники приведена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Расчет материальных затрат

Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена за шт, руб.	Сумма, руб.
Внутренний центратор	шт	2	21 000	42 000
Передвижная сварочная установка	шт	2	186 000	372 000
Передвижная электростанция	шт	1	500 000	500 000
Наполнительный агрегат	шт	1	132 000	132 000
Газоанализатор	шт	1	5 250	5 250
Буровая установка	шт	1	30 000 000	30 000 000

Продолжение таблицы 5.1

Машина для резки труб	шт	1	12 000	12 000
Насос	шт	10	5 200	52 000
Бентонит	т	238	23 000	5 474 000
Итого				38 689 250

*Расчет амортизационных отчислений*

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

Годовая норма амортизации рассчитывается как:

$$Na = \frac{100\%}{T},$$

где  $T$  – срок полезного использования объекта основных средств.

Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Внутренний центратор	2	42 000	8	3 360
Передвижная сварочная установка	2	372 000	10	37 200
Передвижная электростанция	1	500 000	10	50 000
Наполнительный агрегат	1	132 000	9	11 880
Газоанализатор	1	5 250	10	525

Продолжение таблицы 5.2

Буровая установка	1	30 000 000	8	2 400 000
Машина для резки труб	1	12 000	10	1 200
Насосы	10	52 000	9	4 680
<b>Итого</b>				2 508 845

*Расчет затрат на оплату труда*

К расходам на оплату труда относятся:

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

Расчет заработной платы представлен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Расчет заработной платы

Должность	Кол-во	Разряд	Тарифная ставка, руб./час.	Тарифный фонд, ЗП, руб.	Районный коэф., 25%	Заработная плата с учетом надбавок, руб
Мастер	1	7	160	161 280	40 320	201 600
Бурильщик	2	7	120	241 920	60 480	302 400
Первый помощник	2	6	115,75	233 352	58 338	291 690
Второй помощник	2	5	100,35	202 305,6	50 576,4	252 882
Третий помощник	2	5	100,35	202 305,6	50 576,4	252 882
Машинист буровых установок	2	5	110,5	222 768	55 692	278 460



Продолжение таблицы 5.3

Сварщик	1	6	98,7	99 489,6	24 872,4	124 362
Электрик	2	6	95,3	192 124,8	48 031,2	240 156
Слесарь	2	6	110,5	222 768	55 692	278 460
Иные работники	6	-	100	604 800	151 200	756 000
<b>Итого, руб.</b>						<b>2 978 892</b>

Отчисления во внебюджетные фонды: в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве.

Таблица 5.4 – Отчисления во внебюджетные фонды

Должность	Кол-во	Зарботная плата, руб	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР (22%)	Всего, руб.
Мастер	1	201 600	5 846,4	10 281,6	44 352	60 480
Бурильщик	2	302 400	8 769,6	15 422,4	66 528	90 720
Первый помощник	2	291 690	8 459,01	14 876,19	64 171,8	87 507
Второй помощник	2	252 882	7 333,578	12 896,982	55 634,04	75 864,6
Третий помощник	2	252 882	7 333,578	12 896,982	55 634,04	75 864,6
Машинист буровых установок	2	278 460	8 075,34	14 201,46	61 261,2	83 538
Сварщик	1	124 362	3 606,498	6 342,462	27 359,64	37 308,6
Электрик	2	240 156	6 964,524	12 247,96	52 834,32	72 046,8
Слесарь	2	278 460	8 075,34	14 201,46	61 261,2	83 538
Иные работники	6	756 000	21 924	38 556	166 320	226 800
<b>Итого, руб.</b>						<b>893 667,6</b>

Затраты на оплату труда для рабочих и специалистов составляют 2978892 руб. Отчисления во внесоциальные фонды составляют 30 % от фонда оплаты труда, а именно 893 667,6 руб. Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10 % от фонда оплаты труда и равны 297 889,2 руб.

Таким образом, на основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат.

Общая сумма затрат представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Общая сумма затрат

Наименование затрат	Сумма, руб.
Спецоборудование	33 224 250
Материалы	5 474 000
Фонд оплаты труда	2 978 892
Отчисления на социальные нужды	893 667,6
Затраты на прочие расходы	297 889,2
<b>Итого</b>	<b>42 859 698,8</b>

Основные затраты на проведение строительства подводного перехода магистрального газопровода представлены на круговой диаграмме на рисунке 5.1.

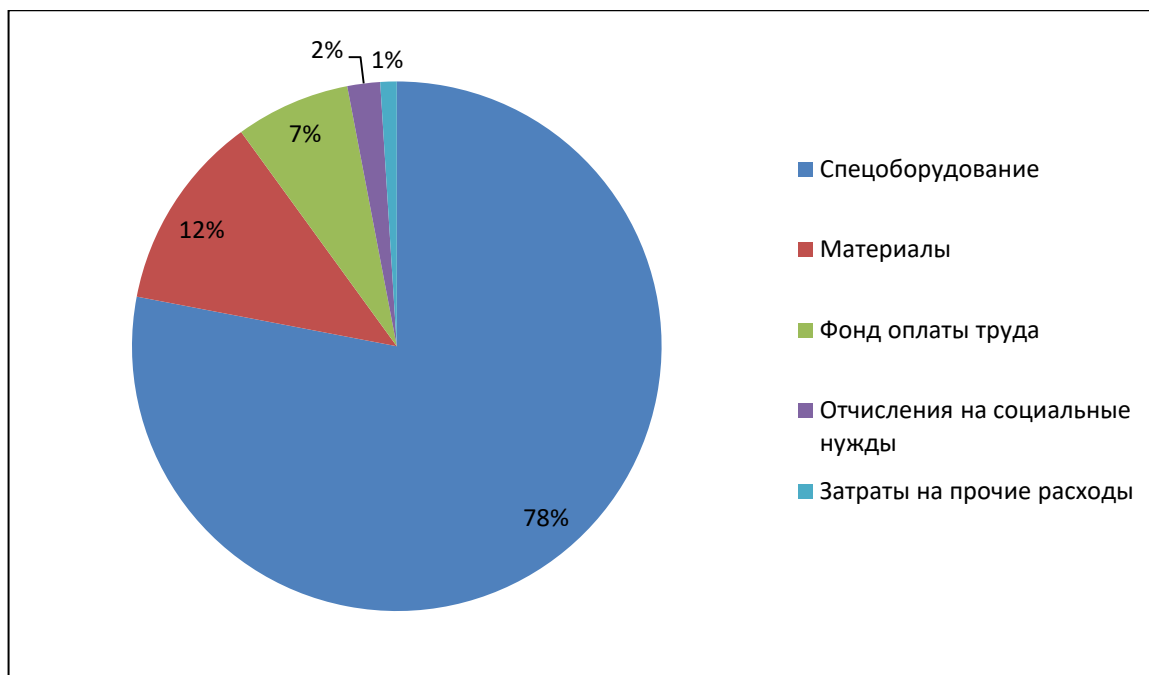


Рисунок 5.1 – Соотношение затрат

В результате расчетов выяснилось, что основная доля затрат заключается в закупке оборудования для проведения работ.

## 5.2 Оценка экономической эффективности капитального ремонта подводного перехода газопровода-отвода методом ННБ

Экономический эффект от проведения капитального ремонта подводного перехода газопровода-отвода методом наклонно-направленного бурения (ННБ) может быть определен в стоимостном выражении. Сравним затраты на строительство подводного перехода методом ННБ с затратами на строительство традиционным траншейным методом.

$$\Delta = C_0 - C_1 = 60\,000\,000 - 42\,859\,698,8 = 17\,140\,301,2 \text{ руб.},$$

где  $C_0$  – затраты на строительство траншейным методом, составляют порядка 60 млн. руб.;

$C_1$  – затраты на строительство методом ННБ, составляют 42 859 698,8 руб.

Сравнение затрат на строительство подводного перехода показано на рисунке 5.2.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

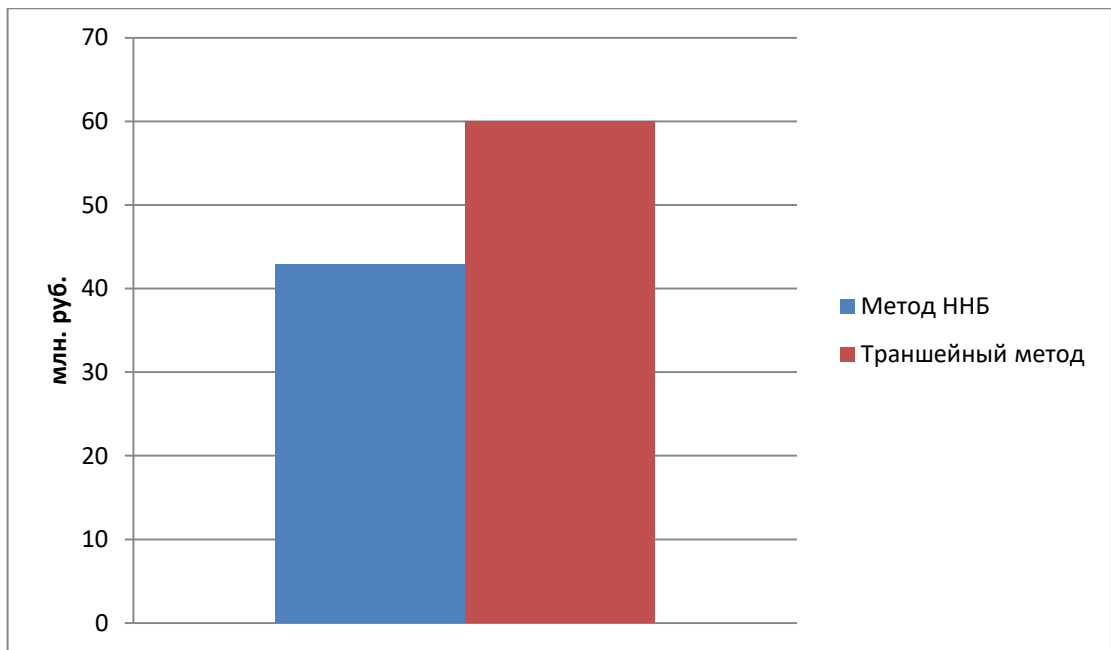


Рисунок 5.2 – Сравнение затрат на строительство подводного перехода

Таким образом, разница между затратами на строительство подводного перехода траншейным методом и методом ННБ, и есть источник эффекта, который составляет 17 140 301,2 руб.

## 6 Социальная ответственность

В Подводный переход расположен в Новосибирской области и пересекает реку Обь. Климат района умеренно-континентальный, отличается значительными суточными и годовыми амплитудами температуры, более длительным зимним периодом.

В данном разделе проведены исследования, позволяющие определить основные аспекты безопасности проведения капитального ремонта подводного перехода газопровода-отвода методом наклонно-направленного бурения и его влияние на окружающую среду.

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

### 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

К выполнению ремонтных работ на магистральных газопроводах допускаются лица, достигшие 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие ограничений, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе. Рабочий обязан применять все действующие инструкции, стандарты предприятия и организации, использовать средства индивидуальной защиты и исправный инструмент.

Рабочему персоналу, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст. 147 ТК РФ и ст. 117 ТК РФ, полагается:

					Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Видершпан А.Э.</i>				Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						85	112
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

- 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.

### **6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Ремонтные работы относятся к газоопасным работам. Для обеспечения их безопасного проведения необходима правильная компоновка рабочей зоны. Земляные работы, включенные в состав мероприятий по ремонту, проводятся согласно внутренней нормативной документации и инструкциям, составленные на основе стандартов организации СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы».

Размеры зон должны обеспечивать проезд техники. Грунты котлованов защищаются от обвала, и оснащаются лестницами и ступенями для беспрепятственного доступа персонала (не менее 2 лестниц с каждой стороны). Место проведения ограждается сигнальной лентой и необходимым комплектом запрещающих и информационных знаков. Компоновка зоны, схема проведения работ утверждается нарядом-допуском на проведение газоопасных ремонтных работ.

Площадки необходимо предварительно обеспечить снятием плодородного слоя почв в радиусе 15 метров согласно ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ». После окончания место проведения подлежит рекультивации.

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

## 6.2 Производственная безопасность

При производстве работ появляется вероятность возникновения воздействия вредных и опасных факторов. Потенциально вредные и опасные факторы при проведении капитального ремонта на участке ПП газопровода-отвода к ГРС приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
Отсутствие или недостаток необходимого освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05- 95* Естественное и искусственное освещение
Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 17.2.3.02–78 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых объектов на работающего	ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты (с Поправкой) ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. ГОСТ 12.3.003-86 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности (с Изменением N 1).

Продолжение таблицы 6.1

Взрыво-пожароопасность	ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1) ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением N 1)
------------------------	---

*Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны*

Климат района континентальный, характеризуется суровой продолжительной зимой с сильными ветрами, метелями, устойчивым снежным покровом и довольно жарким летом. Повышенная или же пониженная температура воздуха негативно влияет на самочувствие работника, снижает его работоспособность.

Для обеспечения безопасного проведения необходимо использовать соответствующие средства индивидуальной защиты (средства защиты органов дыхания, изолирующие костюмы, специальную одежду и обувь, средства защиты лица, головы, рук, органов слуха и глаз, защитные дерматологические средства, предохранительные приспособления) и соблюдать режим труда и отдыха. Поэтому, в соответствии с отечественным СанПиН 2.2.4.548-96 «Физические факторы производственной среды. Для контроля соответствия гигиенических требований измерения показателей микроклимата необходимо проводить не менее трех раз за смену, однако частота измерения определяется стабильностью производственного процесса, функционированием технологического и санитарно-технического оборудования.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающим на открытом воздухе ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру 25 °С.

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

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



### *Отсутствие или недостаток необходимого освещения*

Нередко ремонтные работы проводятся в темное время суток без обеспечения достаточного освещения рабочих мест и рабочей зоны. Недостаточная освещённость рабочей зоны снижает внимательность и ускоряет наступление усталости. Плохая освещенность снижает точность установки ремонтных конструкций, что так же негативно влияет на проведение работ и приводит либо к некачественной установке конструкции, либо к увеличению общего времени проведения работ.

Искусственное освещение в местах производства работ вне зданий регламентируется нормами, приведенными в СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

Освещенность рабочих поверхностей мест производства работ, расположенных вне зданий, на этажерках вне зданий и под навесом, следует принимать по таблице 6.2.

Удельные мощности искусственного освещения мест производства работ вне зданий не должны превышать максимально допустимых значений, приведенных в таблице 6.2.

Ремонтные работы необходимо проводить в светлое время суток, с оформлением нарядов-допусков на газоопасные работы, с использованием для освещения рабочей зоны взрывозащищённых переносных светильников напряжением не выше 12 В и (или) аккумуляторных фонарей, соответствующих по исполнению категории и группе продукта, установленных на высоте не менее 2,5 метров, исключающих ослепление и обеспечивающих равномерное освещение рабочей зоны.

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

Таблица 6.2 – Нормы освещения и максимально допустимые удельные установленные мощности освещения мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Средняя освещенность в горизонтальной плоскости, лк	Равномерность освещенности $U_0$ , относительные единицы, не менее	Коэффициент блескости и $R_G$ , относительные единицы	Коэффициент пульсации освещенности $K_p$ , %, не более	Удельная установленная мощность, Вт/м, не более
IX	Менее 0,002	300	0,5	40	10	14
X	От 0,002 до 0,01	200	0,5	45	15	10
XI	От 0,01 до 0,02	150	0,4	45	20	8
XII	От 0,02 до 0,05	100	0,4	50	20	5
XIII	От 0,05 до 0,1	50	0,4	50	20	3
XIV	Свыше 0,1	30	0,25	55	20	2
XV	Постоянное наблюдение за ходом производственного процесса	20	0,25	55	-	1
XVI	Периодическое наблюдение за ходом производственного процесса	10	0,25	55	-	-

*Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания*

При проведении ремонтных работ воздух в рабочей зоне возможен выход газа, который в смеси с окислителем (кислородом) приводит к возникновения взрывопожароопасной смеси, а также к удушью или отравлению работников при достижениях концентрации выше предельной нормы. Данный фактор подлежит особому контролю, так как утечка газа в основном свидетельствует о негерметичности запорных устройств или разгерметизации полости трубопровода, которые могут привести к аварийным ситуациям.

Во время проведения работ необходимо оформление наряда-допуска с уточнением времени замера концентрации вредных веществ в рабочей зоне, с указанием периодов проверки, ответственного за проведение проверки, места проведения замеров и устройств – газоанализаторов, используемых при проверке. Загазованность проверяется с периодичностью через каждые 30 минут, с фиксацией параметров замера. При возможности появления тяжелых углеводородов замер проводится с периодичностью в 15 минут.

Метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>. При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать изолирующими или фильтрующими противогазами (ГП-7, ИП-4М).

*Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых объектов на работающего*

Выгрузка специализированного оборудования, строповка и перемещение секций труб, сборка и сварочные работы участка газопровода-отвода – эти операции относятся к грузоподъемным и при их проведении возникает возможность травмирования, вследствие опрокидывания контракции, неправильного перемещения, или же использования

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

нерегламентированных или не прошедших проверку устройств строповки и перемещения.

Допуск работников к выполнению работ осуществляется по наряду-допуску, определяющему условия безопасного производства работ. В зоне возможного нахождения людей рабочая зона ограждается и обозначается на высоту их перемещения. Погрузка и разгрузка грузов, на которые не разработаны схемы строповки, производятся под руководством лица, ответственного за безопасное производство работ. Необходимо соблюдать правила безопасности, соблюдать расстояния при совместном перемещении груза.

Производство погрузочно-разгрузочных работ допускается при соблюдении предельно допустимых норм разового подъема тяжестей: мужчинами - не более 50 кг; женщинами - не более 15 кг. Погрузка и разгрузка грузов массой от 80 до 500 кг производится с применением грузоподъемного оборудования (талей, блоков, лебедок), а также с применением покатов.

*Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты*

При выполнении ремонтных работ возникает возможность падения с высоты – кромки траншеи, вследствие несоблюдения правил компоновки рабочей зоны, обвала грунта или же невнимательности персонала. Работами на высоте считаются все работы, при которых возможно падение работника с высоты более 1,8 м от поверхности грунта или настила.

Для обеспечения безопасного проведения работ необходимо обозначать опасную зону сигнальной лентой, отвалы грунта защищать при помощи каркасов или обеспечения определенного угла откоса. При необходимости создавать перила и мостки через траншею, высотой не менее 1,1 м и шириной от 1 м. К средствам индивидуальной защиты от падения с высоты работников относятся: канаты страховочные и предохранительные

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

пояса. На всех предохранительных поясах должна быть бирка с датой следующего испытания и инвентарным номером.

*Производственные факторы, связанные с электрическим током*

Основной источник – осветительные приборы, телемеханика, сварочные агрегаты, генераторы. Электрический ток может оказывать следующее влияние на организм человека: ожоги; пребывание в шоковом состоянии; поражение электрическим током; нервное расстройство; смертельный исход.

Требования, предъявляемые к электробезопасности производственных процессов по ГОСТ 12.1.019-2017, приведены ниже.

Базовый принцип защиты от поражения электрическим током и электрической дугой:

Проводящие части, находящиеся под опасным рабочим, наведенным, остаточным напряжением, не должны быть доступными, а доступные проводящие части не должны находиться под опасным напряжением при нормальных условиях (при отсутствии повреждения), а также в случае единичного повреждения.

Защиту при нормальных условиях (защиту от прямого прикосновения) обеспечивают посредством основной защиты, а защиту при условиях единичного повреждения (защиту при косвенном прикосновении) обеспечивают посредством защиты при повреждении.

Усиленные защитные меры предосторожности обеспечивают защиту от прямого прикосновения и защиту при повреждении.

Электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок и архитектурно-планировочными решениями;
- организацией технологических процессов;
- техническими способами и средствами защиты;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

- организационными и техническими мероприятиями при производстве работ;
- электроразрешительными средствами, средствами защиты от электрических и магнитных полей и другими средствами индивидуальной защиты, применяемыми при эксплуатации электроустановок;
- организацией технического обслуживания электроустановок.

Электроустановки и их части должны соответствовать требованиям электробезопасности таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока, электрической дуги и электрических и магнитных полей.

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита):

- основная изоляция;
- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры;
- безопасное расположение токоведущих частей, размещение их вне зоны досягаемости частями тела, конечностями;
- ограничение напряжения, применение сверхнизкого (малого) напряжения;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- ограничение установившегося тока прикосновения и электрического заряда;
- электрическое разделение;
- предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности;
- электроразрешительные средства и другие средства индивидуальной защиты.

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

Технические способы и средства защиты применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита при нормальном функционировании электроустановок и при возникновении различных аварийных ситуаций.

Сварочные работы сопровождаются такими опасными факторами, как поражение лучами дуги глаз и открытой поверхности кожи, поражение при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи электрическим током, взрыв в результате проведения сварки вблизи взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ, ожоги от капель шлака и брызг металла при сварке, а также различного рода травмами механического характера при подготовке и в процессе сварки трубопровода.

Основными факторами обеспечения безопасной работы являются наличие исправного сварочного аппарата и достаточная квалификация персонала (к проведению электросварочных работ допускаются электросварщики, прошедшие установленную аттестацию и имеющие соответствующие размещающие удостоверения). Сварочные работы производятся по наряду-допуску. Во время проведения работ необходимо пользоваться исправными средствами индивидуальной защиты: спецобувь для предотвращения попадания шлака и брызг расплавленного металла, защитные щитки и маски, диэлектрические перчатки, резиновый коврик или кошма. Обязательно наличие средств пожаротушения (углекислотные огнетушители) и индивидуальные аптечки.

#### *Взрыво-пожароопасность*

При выводе газопровода из эксплуатации, при его ремонте или демонтаже обеспечивается стравливание газа через свечу, при котором возможно его воспламенение, взрыв.

Требования к способам обеспечения пожарной безопасности на участке производства работ регламентируются ГОСТ 12.1.004-91:

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

- применением машин, механизмов, оборудования, устройств, при эксплуатации которых не образуются источники зажигания;
- применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам, группе и категории взрывоопасной смеси;
- применением устройств защиты производственного оборудования с горючими веществами от повреждений и аварий, установкой отключающих, отсекающих и других устройств;
- применением технологического процесса и оборудования, удовлетворяющих требованиям электростатической искробезопасности;
- устройством молниезащиты зданий, сооружений и оборудования;
- поддержанием температуры нагрева поверхности машин, механизмов, оборудования, устройств, веществ и материалов, которые могут войти в контакт с горючей средой, ниже предельно допустимой, составляющей 80% наименьшей температуры самовоспламенения горючего;
- исключением возможности появления искрового разряда в горючей среде с энергией, равной и выше минимальной энергии зажигания;
- применением неискрящего инструмента при работе с легковоспламеняющимися жидкостями и горючими газами;
- ликвидацией условий для теплового, химического и (или) микробиологического самовозгорания обращающихся веществ, материалов, изделий и конструкций;
- устранением контакта с воздухом пирофорных веществ;
- уменьшением определяющего размера горючей среды ниже предельно допустимого по горючести;
- выполнением действующих строительных норм, правил и стандартов.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



### 6.3 Экологическая безопасность

#### *Воздействие на литосферу*

Ремонтные работы включают с вой состав земляные работы, которые прямым образом влияют на состояние грунта. В период проведения 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.

Во время проведения работ по ремонту газопровода-отвода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов. Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной площади для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т.д.), восстановить нарушенный рельеф местности и провести рекультивацию земель.

Немаловажным является осуществление сбора отходов для предотвращения загрязнения.

#### *Воздействие на гидросферу*

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

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

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

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

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

#### *Воздействие на атмосферу*

При проведении ремонта в атмосферу попадают в газообразные углеводороды, преимущественно метан – основной компонент природного газа. Предельная концентрация паров в воздухе рабочей зоны не должна превышать: углеводороды -  $0,3 \text{ г/м}^3$  , бензин -  $0,1 \text{ г/м}^3$  , тетраэтилсвинец (ТЭС) -  $0,005 \text{ г/м}^3$  . Так же стоит отметить, что эксплуатация оборудования, используемого в процессе земляных работ, сопровождается неизбежными выбросами вредных веществ в атмосферу.

Для исключения возникновения или уменьшения негативного воздействия на атмосферу применяют очистные фильтры, которые устанавливаются на оборудование. Выбросы газа при операциях продувки и опорожнении полости газопровода необходимо фиксировать и учитывать при ежемесячных отчетах эксплуатирующей организации. Повсеместно необходимо использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания и газоанализаторы.

### **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **6.4.1 Анализ вероятных ЧС**

При проведении работ по ремонту газопровода-отвода могут произойти различные чрезвычайные ситуации. Отметим наиболее характерные, вероятность возникновения которых высока:

- взрыв или возгорание природного газа;
- разрушение газопровода механическим воздействием;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

- падение строительной техники (экскаватор или трубоукладчик);
- природные разрушения вследствие стихийных бедствий (ураганы, наводнения, пожары).

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

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

##### *Вероятный вид ЧС*

Одной из наиболее частых аварий при эксплуатации газопровода под избыточным давлением являются взрывы, сопровождающиеся пожаром, разрушением тела трубы, образованием котлованов.

##### *Возможные источники возникновения ЧС*

При проведении ремонта на газопроводе-отводе появление взрыва может спровоцировано следующими факторами:

- возникновение гидравлического удара при неправильной эксплуатации запорных устройств;
- выделение газов, паров, легковоспламеняющихся веществ, способных привести к образованию взрывоопасной смеси.
- разгерметизация оборудования вследствие некорректного определения вида дефекта коррозии, его класса опасности и, соответственно, ремонта.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

### *Порядок действий и ликвидация ЧС*

При произошедшей ЧС необходимо, в первую очередь, при получении информации об аварии, перекрыть участки согласно схеме, остановить по возможности перекачку продукта, оповестить по схеме реагирования эксплуатирующую организацию и следовать плану ликвидации аварии. План ликвидации включает в основном три основных этапа:

- определение аварии из списка возможных сценариев для данного опасного производственного объекта;
- доставка персонала, техники, оборудования на место аварии;
- мероприятие по ликвидации и локализации аварийной ситуации.

Для каждого участка трассы необходима разработка оперативного плана ликвидации аварийных ситуаций (ПЛА), с обязательным указанием сценариев возможной аварии. В плане указываются действия персонала, ответственные за ликвидацию лица. Проводимые в рамках аварийных мероприятий огневые и газоопасные работы проводятся без наряда-допуска до устранения открытых источников возникновения аварии. Необходимо учитывать количество необходимого персонала, задействованного в ликвидационных мероприятиях. Все участники должны быть оснащены средствами индивидуальной защиты, знать положения планов ликвидации и их содержание, применять только исправные механизмы и инструменты, соблюдать технику безопасности.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

## Вывод по разделу 6

Таким образом, при проведении аналитического обзора, к основным вредным и опасным факторам, возникающим при проведении ремонта линейной части магистральных газопроводов, относятся:

- Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- Отсутствие или недостаток необходимого освещения.
- Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.
- Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых объектов на работающего;
- Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты;
- Производственные факторы, связанные с электрическим током.
- Взрыво-пожароопасность.

В данном разделе были приведены основные решения, обеспечивающие безопасное проведение ремонтных работ, минимизацию воздействия негативных факторов производства ремонта на окружающую среду.

Также необходим контроль компетентности персонала, задействованного в ремонтных работах – наличие у персонала необходимых удостоверений, регулярные проверки знаний и правил охраны труда.

На основании вышеизложенного стоит отметить необходимость соблюдения правил промышленной безопасности и охраны труда, актуализацию стандартов и разработки специальных узконаправленных инструкций и документов применительно к каждому виду ремонтных работ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

## Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были проанализированы способы строительства подводных переходов магистральных трубопроводов, выбран способ строительства методом ННБ и определен порядок работ.

По завершении выполнения работы сформулированы следующие выводы:

1. Надежность подводного перехода магистрального трубопровода во многом зависит от способа прокладки. Проектирование и строительство перехода должно основываться на данных инженерных изысканий сроком не более двух лет.
2. Подводные переходы, построенные траншейным методом, являются ненадежными и требуют значительных затрат при эксплуатации. Также при их строительстве наносится огромный ущерб экологии.  
Бестраншейные методы, ННБ и микротоннелирование, полностью отвечают современным требованиям надежности переходов.  
Поэтому для строительства перехода был выбран метод ННБ, применение которого при отсутствии ограничений по грунтам и длине проходки целесообразнее, чем микротоннелирования, по причине более низкой стоимости и большей скорости строительства.
3. Работы по строительству перехода методом ННБ имеют строгую последовательность и организацию во избежание осложнений и аварий во время строительства.

					Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Видершпан А.Э.</i>				Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						102	112
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

4. Толщина стенки трубопровода при наличии продольных осевых сжимающих напряжений равна 5 мм.

Условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется, а именно продольное осевое напряжение  $|\sigma_{пр.N}| = 68,9 \text{ МПа} \leq 330,2 \text{ МПа}$ .

Условия предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопровода выполняются, а именно: максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе  $|\sigma_{пр}^H| = |-143,6| \text{ МПа} \leq 177,2 \text{ МПа}$ ; кольцевые напряжения от рабочего давления  $\sigma_{кц}^H = 280,8 \text{ МПа} \leq 400,0 \text{ МПа}$ .

Условие прочности трубопровода при протаскивании выполняется, а именно  $137,5 \text{ МПа} \leq 330,2 \text{ МПа}$ .

5. Рассмотрены вопросы финансового менеджмента при строительстве подводного перехода магистрального газопровода методом ННБ и социальной ответственности при проведении строительных работ.

Таким образом, по итогам проделанной работы можно утверждать, что поставленная цель достигнута, а задачи выполнены.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

## Список использованных источников

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 (с Изменениями N 1, 2, 3).
2. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ : учебное пособие / сост. : В.Г. Крец, А.В. Шадрина, Н.А. Антропова ; Томский политехнический университет. – 2-е изд., испр. и доп. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 356 с.
3. СП 86.13330.2022 Магистральные трубопроводы СНиП III-42-80.
4. Трубопроводный транспорт нефти/ С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. – 2-е стер. изд. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Т.2. – 621 с.: ил.
5. Сальников А. В., Зорин В. П., Агинея Р. В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна: учебное пособие //АВ Сальников, ВП Зорин, РВ Агинея–УГТУ. – 2009.
6. Сапсай А. К. и др. Выбор метода строительства подводных переходов магистральных трубопроводов //Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 11. – С. 143-148.
7. ТТК. Сооружение подводных переходов трубопроводов методом наклонно-направленного бурения.
8. Катина А. А., Огороднова Ю. В. Строительство подводных переходов нефтепровода по технологии микротоннелирования //ББК 1 Е91. – 2017. – С. 125.

					Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Видершпан А.Э.</i>				Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						104	112
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		



9. Петров А. А., Старченко С. Ф., Дронова Г. Л. Современные методы микротоннелирования //IX Международный молодежный форум" Образование. Наука. Производство". – 2017. – С. 1952-1955.
10. Кармышанов Д. М. Современные методы строительства ППМН //Нефтегазовый терминал. – 2015. – С. 134-137.
11. Кальмучин М. А., Жданова С. М. Сравнение бестраншейных методов прокладки трубопроводов //Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке. – 2020. – Т. 1. – С. 308-312.
12. ВН «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения».
13. СП 341.1325800.2017 Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением (с Изменением N 1).
14. СП 422.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Строительство подводных переходов и контроль выполнения работ.
15. СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы.
16. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент (с Изменениями N 1, 2, 3).
17. СНиП III-42-80 Магистральные трубопроводы.
18. Быков Л. И. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. – 2006.
19. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
20. ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация.
21. СНиП 2.02.01-83 Основания зданий и сооружений.
22. СТО Газпром 2-2.2-457-2010 Магистральные газопроводы. Правила производства и приемки работ переходов газопроводов через водные преграды, в том числе в условиях Крайнего Севера.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

23. ТТК. Укладка стальных трубопроводов в траншею.
24. СТО Газпром 2-3.5-354-2009 Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях.
25. ТУ 1381-016-00186654-2010 Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 508-1420 мм для магистральных газопроводов на рабочее давление до 9,8 МПа включительно.
26. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция).
27. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
28. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция.
29. ГОСТ 12.1.005 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
30. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
31. ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
32. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.
33. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты (с Поправкой).
34. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
35. ГОСТ 12.3.003-86 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности (с Изменением N 1).

					Список использованных источников	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

36. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).  
Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
37. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).  
Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением N 1).

					Список использованных источников	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

## Приложение А

Таблица А.1 – Прочностные и пластические свойства основного металла труб  
по ТУ 1381-016-00186654-2010

Класс/группа прочности	Временное сопротивление $\sigma_b$ , Н/мм <sup>2</sup>	Условный предел текучести $\sigma_{0.2}$ , Н/мм <sup>2</sup>	Относительное удлинение, $\delta_5$ , %
	не менее		
К 52	510	360	20
К 54	530	380	20
К 55	540	380	20
К 56	550	390	20
К 60	590	480	20
Х 56	490	390	20
Х 60	517	414	20
Х 65	531	448	20
Х 70	565	485	20

					Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>								
<i>Разраб.</i>		<i>Видершпан А.Э.</i>			Приложение А			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>							108	112		
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А				

## Приложение Б

Таблица Б.1 – Значение коэффициента надежности по материалу  $k_I$

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу $k_I$
Сварные из стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5% и подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100% на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами. После выполнения технологического шва допускается лазерная (лазерно-гибридная) сварка средней части толщины стенки, при этом часть сварного шва, выполненного лазерной (лазерно-гибридной) сваркой, остается в готовой трубе после двухсторонней электродуговой сварки под флюсом	1,34
Сварные, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом и подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100% сварных соединений неразрушающими методами.  Бесшовные, подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100% на сплошность металла неразрушающими методами. Сварные, изготовленные электроконтактной сваркой токами высокой частоты, подвергнутые локальной термообработке сварных соединений и общей термообработке, подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100% на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,40
Сварные, изготовленные электроконтактной сваркой токами высокой частоты, подвергнутые общей термообработке или локальной термообработке сварных соединений и сварные соединения которых подвергнуты автоматическому контролю в объеме 100% неразрушающими методами	1,47
Прочие бесшовные или электросварные	1,55

					Организация работ по проведению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода на примере объекта в Новосибирской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Видершпан А.Э.				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>	Шадрина А.В.					109	112	
<i>Рук. ООП</i>	Брусник О.В.				Приложение Б			
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А			

Таблица Б.2 – Значение коэффициента надежности по материалу  $k_2$

Характеристика трубы	Отношение $R_2^H / R_1^H$	Значение коэффициента надежности по материалу $k_2$
Бесшовная	До 0,60 включ.	1,10
Бесшовная	От 0,60 до 0,80 включ.	1,15
Сварная	До 0,80 включ.	
Бесшовная или сварная	Св. 0,80	1,20

Таблица Б.3 – Значение коэффициента надежности по ответственности трубопровода  $k_n$

Номинальный диаметр трубопровода $DN$	Значение коэффициента надежности по ответственности трубопровода $k_n$			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p \leq 5,5$ МПа	$5,5 < p \leq 7,5$ МПа	$7,5 < p \leq 10$ МПа	
500 и менее	1,100	1,100	1,100	1,100
600-1000	1,100	1,100	1,155	1,100
1200	1,155	1,155	1,210	1,155
1400	1,155	1,210	1,265	-

Таблица Б.4 – Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность  $m$

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность
В	0,660
I	0,825
II	0,825
III	0,990
IV	0,990

Таблица Б.5 – Коэффициент надежности по нагрузке  $n$

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода		Коэффициент надежности по нагрузке
		Подземный, наземный (в насыпи)	Надземный	
Постоянные	Масса (собственный вес) трубопровода и устройств	+	+	1,10 (0,95)
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	+	+	1,00 (0,90)
	Давление (вес) грунта	+	-	1,20 (0,80)
	Гидростатическое давление воды	+	-	1,00
Временные длительные	Внутреннее давление для газопроводов	+	+	1,10
	Внутреннее давление для нефтепроводов номинальным диаметром 700-1200 и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром 700 с промежуточными НПС без подключения емкостей	+	+	1,15
	Внутреннее давление для нефтепроводов номинальным диаметром 700-1200 и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром 700 без промежуточных или с промежуточными НПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром менее 700	+	+	1,10
	Масса продукта или воды	+	+	1,00 (0,95)
	Температурные воздействия	+	+	1,00
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	+	+	1,50

Продолжение таблицы Б.5

Кратковременные	Снеговая нагрузка	-	+	1,40
	Ветровая нагрузка	-	+	1,20
	Гололедная нагрузка	-	+	1,30
	Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта	+	-	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	+	+	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	+	+	1,00
	Воздействие селевых потоков и оползней	+	+	1,00
Особые	Воздействие деформаций земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах	+	+	1,00
	Воздействие деформаций грунта, сопровождающихся изменением его структуры (например, деформация просадочных грунтов при замачивании или многолетнемерзлых грунтов при оттаивании)	+	+	1,00
	Воздействия, вызываемые развитием солифлюкционных и термокарстовых процессов	+	-	1,05