

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранение нефти, газа и продуктов переработки»  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ</b>

УДК 622.692.4.074(204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Кремнёв Роман Игоревич		06.06.23

..юРуководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Шадрина А.В	д.т.н., доцент		06.06.23

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Криницына З.В.	к.т.н., доцент		06.06.23

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В	-		06.06.23

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В	к.х.н., доцент		06.06.23

# ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

## 21.03.01 Нефтегазовое дело

### ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

	документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<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 и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
<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 требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      Чухарева Н.В.  
(ФИО)

Обучающийся:

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	45-35/с от 14.02.2023
---	-----------------------

## ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницына З.В.
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В.

<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>
Реферат

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

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Шадрина А.Н.	д.н.т., доцент		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Кремнёв Роман Игоревич		

Студент:

Группа	ФИО
3-2Б8А2	Кремнёв Роман Игоревич

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Виды и стоимость ресурсов: Человеческие ресурсы: 2 человека, общая стоимость суммы зарплат и отчислений на социальные нужды – 154141 руб.
--	--

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа; Определение целевого рынка и проведение его сегментирования; Анализ конкурентных технических решений
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Обоснование экономической выгоды за счет внедрения проекта
3. Оценка ресурсосбережения	Оценка ресурсосбережения

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком

04.05.2023

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Кремнёв Роман Игоревич		

# ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студент:

Группа	ФИО
3-2Б8А2	Кремнёв Роман Игоревич

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

## Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

### Введение:

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

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.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- проанализировать специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– проанализировать организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных вредных и опасных факторов;</li> </ul> <p>Обоснование мероприятий по снижению их воздействия</p>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- повышенный уровень шума;</li> <li>- повышенный уровень вибрации;</li> <li>- отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> <li>- производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работающих.</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы);</li> </ul>

	<p>- производственные факторы, связанные с электрическим током;</p> <p>- пожарная безопасность при проведении огневых работ.</p> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b></p> <p>нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.</p>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b>	<p>– <b>Воздействие на литосферу:</b> загрязнение грунта нефтепродуктами в результате аварийных ситуаций;</p> <p>– <b>Воздействие на гидросферу:</b> попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы;</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <p>пожары, взрывы, отравления вредными веществами</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b></p> <p>разгерметизации оборудования с последующим выходом и возгоранием нефти..</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком</b>	
--	--

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»**

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

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Кремнёв Роман Игоревич		





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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)**

**Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

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

**Уровень образования бакалавриат**

**Отделение нефтегазового дела**

**Период выполнения** осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

**Форма представления работы:**

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.02.2023	Введение	5
28.02.2023	Характеристика природно-климатических, инженерно-технологических условий и объекта исследований	10
15.03.2023	Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	10
27.03.2023	Расчетная часть	25
04.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2023	Социальная ответственность	10
25.05.2023	Заключение	5
01.06.2023	Презентация	10
	Итого	100

**Составил преподаватель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Шадрина А.Н.	д.н.т., доцент		

**Согласовано:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А2	Кремнёв Роман Игоревич		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 100 страниц, 6 рисунков, 17 таблиц, 22 источников литературы

*Ключевые слова:* магистральный нефтепровод, водная преграда, горизонтально-направленное бурение, наклонно-направленное бурение, тоннельно-бурильная машина

*Объект исследования* – наклонно-направленное бурение как выбор способа прокладки магистрального нефтепровода через водные преграды.

*Целью работы* является изучение организации работ при применении бестраншейной технологии прокладки нефтепровода через водные преграды.

Для достижения поставленной цели в ходе исследования необходимо было решить следующие *задачи*:

- провести анализ технологий прокладки нефтепровода через водные преграды по данным литературных источников;
- дать описание объекта, изучить район предполагаемого строительства нефтепровода и осуществить выбор метода для проведения бестраншейной технологии прокладки нефтепровода в конкретных условиях;
- провести анализ работ, необходимых для проведения наклонно-направленного бурения;
- провести расчет продольного профиля ствола скважины, длины скважины трубопровода и расчет толщины стенки трубопровода.

*В процессе исследования проводились:* изучение данных литературы, а также нормативной документации по контролю технического состояния и проведению прокладки магистрального нефтепровода через водные преграды.

					ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Кремнёв Р.И.			<i>Реферат</i>		<i>Лист</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		И.И.Идрина						
<i>Рис-ль</i>		Чухарева Н.В.					10	100
							Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2	

*Область применения:* прокладка магистральных нефтепроводов через водные преграды.

					Реферат	Лис
						11
Изм.	Лис	№ доким.	Подпись	Лат		

## Abstract

The final qualifying work consists of 99 pages, 6 figures, 14 tables, 22 literature sources

Keywords: oil trunk pipeline, water barrier, horizontal directional drilling, directional directional drilling, tunnel drilling machine

The object of research is directional drilling as a choice of a method for laying a trunk oil pipeline through water barriers.

The purpose of the work is to study the organization of work when using trenchless technology of laying an oil pipeline through water barriers.

To achieve this goal in the course of the study , it was necessary to solve the following tasks:

- to analyze the technologies of laying an oil pipeline through water barriers according to literary sources;
- to give a description of the object, to study the area of the proposed construction of the pipeline and to select a method for conducting trenchless technology of laying the pipeline in specific conditions;
- to analyze the work required for directional drilling;
- to calculate the longitudinal profile of the borehole, the length of the pipeline well and the calculation of the wall thickness of the pipeline.

In the course of the study, the following were carried out: the study of literature data, as well as regulatory documentation on the control of the technical condition and laying of the main oil pipeline through water barriers.

Scope of application: laying of oil trunk pipelines through water barriers.

					ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ			
Изм	Лист	№ док-м.	Подпись	Дат	Abstract	Лит	Лист	Листов
Разраб		Кремнёв Р.И.						
Руковод		Ильадина					12	100
Рук-ль		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

## Содержание

Сокращения и обозначения .....	15
Введение .....	16
1. Характеристика природно-климатических, инженерно-технологических условий и объекта исследований .....	18
1.1 География и инженерно-технологические особенности района строительства .....	18
1.2 Характеристики трубопровода .....	19
2. Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения .....	21
2.1 Порядок проведения работ методом ННБ .....	21
2.2 Организация работ .....	37
2.3 Характеристики оборудования .....	49
3. Расчетная часть .....	59
3.1 Расчет продольного профиля ствола скважины .....	59
3.2 Расчет длины скважины трубопровода .....	60
3.3 Строительство подводного перехода .....	65
3.4 Расчет толщины стенки .....	65
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	69
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ .....	69
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	69
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений .....	70
4.1.3 SWOT-анализ .....	71
4.2 Планирование НИ работ .....	74
4.2.1 Структура работ в рамках НИ .....	74
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ .....	75

					ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ		
Изм	Лист	№ док-м.	Подпись	Дат			
Разраб		Кремнёв Р.И.			Содержание	Лист	Лист
Рисовал		Ильадина				13	100
Рис-ль		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2	

4.3	Оценка бюджета на научно-технологическую разработку .....	77
4.3.1	Определение материальных расходов для научно-технического исследования .....	77
4.3.2	Заработная плата .....	77
4.3.3	Дополнительная оплата труда участников исследования .....	78
4.3.4	Выплаты во внебюджетные фонды .....	79
4.3.5	Накладные расходы .....	80
4.3.6	Бюджет и затраты НИ проекта .....	81
4.4	Ресурсоэффективность проекта .....	81
5.	Социальная ответственность .....	84
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасной работы .....	84
5.2	Производственная безопасность .....	85
5.3	Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	87
5.4	Экологическая безопасность .....	93
5.4.1	Защита жилой зоны .....	93
5.4.2	Защита атмосферы .....	94
5.4.3	Защита гидросферы .....	94
5.4.4	Защита литосферы .....	95
5.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	95
	Заключение .....	97
	Библиографический список .....	98

					Содержание	Лис
						14
Изм.	Лис	№ док-м.	Подпись	Дат		

## Сокращения и обозначения

АО – акционерное общество

ГНБ – горизонтально-наклонное бурение

ГОСТ – государственный стандарт

ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость

МН – магистральный нефтепровод

МТ – магистральный трубопровод

НИ – научное исследование

ННБ – наклонно-направленное бурение

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

ОВП – огнетушитель воздушно-пенный

ООО – общество ограниченной ответственности

ОП – огнетушитель пенный

ОУ – огнетушитель углекислотный

ПУЭ – правила эксплуатации электроустановок

РВС – резервуар вертикальный стальной

РД – руководящий документ

РФ – Российская Федерация

СИ – средство измерения

ТБМ – тоннельно-бурильная машина

ТК – Трудовой Кодекс РФ

ЦНС – центральная насосная станция

ЧС – чрезвычайная ситуация

					ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат.</i>				
<i>Разраб.</i>		Кремнёв Р.И.			<i>Сокращение и обозначение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Ильина					15	100
<i>Рис-ль</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

## Введение

Строительства и прокладка магистрального нефтепровода может проходить на значительные расстояния. Для того, чтобы выполнить свое назначение, магистральный нефтепровод должен преодолеть не только значительные расстояния. Зачастую его прокладка проходит не только по разным территориям с разными условиями строительства (болото, обводненная местность, каменистая местность), но и сопровождается необходимостью пересечения водных объектов, чаще всего в виде речных систем, в связи с чем ВКР по теме «Организация работ при применении бестраншейной технологии прокладки нефтепровода через водные преграды» является актуальной.

К переходам МН через водные преграды относится линейная часть нефтепровода с сооружениями, проходящая через водные преграды шириной 10 м и более по зеркалу воды в межень и глубиной свыше 1,5 м.

При пересечении реки следует учитывать множество факторов:

- глубина прокладки трубопровода: в ряде случаев первой линией защиты от повреждения трубопровода является глубина укрытия, или закапывание трубопровода далеко под поверхность, чтобы на него не повлияло размывание русла реки.

- толщина стенки трубопровода: трубопроводы, которые прокладываются под водой, иногда на 30-50% имеет большую толщину стенки, чем нефтепроводы, используемые на остальной части маршрута.

- специальные покрытия: для предотвращения повреждений от камней и мусора в почве и в движущейся воде при прокладке используются специализированные покрытия для нефтепроводов, которые отличаются ударопрочностью, стойкостью к истиранию и высокой прочностью,

					ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ		
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дат			
Разраб		Кремнёв Р.И.			Введение	Лит.	Лист
Рисовал		Ильина					Листов
Рис-ль		Чухарева Н.В.					16
							100
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2	



**Целью работы** является организация порядка работ при применении бестраншейной технологии прокладки нефтепровода через водные преграды.

Для достижения поставленной цели в ходе исследования необходимо было решить следующие задачи:

- провести анализ технологий прокладки нефтепровода через водные преграды по данным литературных источников;
- дать описание объекта, изучить район предполагаемого строительства нефтепровода и осуществить выбор метода для проведения бестраншейной технологии прокладки нефтепровода в конкретных условиях;
- привести порядок работ, необходимых для проведения наклонно-направленного бурения;
- провести расчет продольного профиля ствола скважины, длины скважины трубопровода и толщины стенки трубопровода.

					Введение	Лис
						17
Изм	Лис	№ док.им.	Подпись	Лам		

# 1. Характеристика природно-климатических, инженерно-технологических условий и объекта исследований

## 1.1 География и инженерно-технологические особенности района строительства

В качестве объекта исследования был выбран участок подводного перехода через реку Западной Сибири.

Участок проведения работ располагается на необжитой территории.

На территории Западной Сибири, берега рек которой являются одним из главных элементов урбанизации этой области, представлены горные породы, среди которых преобладают известняки. Они перекрыты верхними слоями глин и наносного грунта. В русле реки наблюдаются мелкие и средние пески, смешанные с гравием и галькой. Мощность слоя песков и гальки у правого берега уменьшается по мере его приближения. При этом, правый берег реки преимущественно сложен песком гравелистого типа, образующим породу мощностью от двух до трех метров. Ниже располагается слой песка средней крупности. Левый берег, в свою очередь, покрыт мелким песком, образующим породу мощностью два метра, под который расположилась мука известковистой природы.

Ширина реки на участке перехода составляет 60 метров, а наибольшая глубина достигает 2,0 метра. Русло реки прямолинейное и устойчивое в течении времени.

На территории Западно-Сибирской равнины можно найти множество водоемов различного типа - озера, реки, болота, размещенные в зависимости от рельефа и климатических условий. Однако, среди всех типов водоемов реки

					ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ			
Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дат	Характеристика природно-климатических, инженерно-технологических условий и объекта исследований	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Кремнёв Р.И.						
Риковод.		Ильдрина					18	100
Рик-ль		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

играют особую роль в гидрологии данной территории. Реки Западной Сибири отличаются низкими уклонами и скоростями течения. Например, Обь при прохождении через Новосибирск имеет скорость течения всего 0,5 м/сек, а высота падения русла - 90 метров.

Питание рек осуществляется за счет летних дождей и талых снегов. Основная часть годового стока воды приходится на весну и лето, что соответствует природным условиям источников воды, однако весеннее половодье и обилие осадков также выступают в качестве источников питания рек. Весеннее половодье сопровождается значительным подъемом уровней воды в крупных речных водоемах на 7-12 метров.

Зимой реки Западной Сибири покрыты льдом в течение 5-8 месяцев, что значительно снижает их сток до 10% от годовой суммы. Требуется отметить, что реки играют важную роль в гидрологии территории Западной Сибири, обеспечивая водой множество населенных пунктов и сельскохозяйственных угодий.

## 1.2 Характеристики трубопровода

В таблице 1.1 представлена характеристика трубопровода, который необходимо проложить через водную преграду.

Таблица 1.1 – Характеристика трубопровода

Параметр	Значение
Внутреннее давление, МПа	11,8
Наружный диаметр трубопровода, мм	1220
Толщина стенки, мм	29,7
Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе	1,15
Нормативное сопротивление растяжению металла труб, МПа	827
Коэффициент работы трубопровода	0,75
Коэффициент надежности по материалу	1,34
Коэффициент надежности по назначению трубопровода	1,15
Длина участка трубопровода	582 м

					Характеристика природно-климатических, инженерно-технологических условий и объекта исследований	Лис
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лит		19

В таблице 1.2 представлены данные по характеристике русла реки, через которую необходимо проложить нефтепровод.

Таблица 1.2 – Характеристика русла реки

Параметр	Значение
Ширина зеркала воды, м	46,5
Ширина русла между береговыми кромками	68
Прогнозируемые величины отступления береговых склонов, м: - левого - правого	1 0,1
заложения откосов береговых склонов: - левого - правого	0,214 0,0922
Прогнозируемая глубина размыва дна от наинизшей его отметки, м	0,1

## 2. Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения

### 2.1 Порядок проведения работ методом ННБ

Анализ преимуществ метода ННБ позволил выбрать данный метод для прокладки магистрального нефтепровода через водную преграду. Рассмотрим их.

Метод ННБ, применяемый для прокладки трубопроводов, является эффективным способом, который позволяет значительно сократить сроки строительства, а также увеличить срок использования трубопровода. В отличие от традиционного траншейного метода, при использовании метода ННБ отсутствуют негативные последствия для окружающей среды, такие как нарушение состояния берегов и русел рек, а также экологически уязвимых участков поверхности [21].

Важным фактором в процессе строительства подводных переходов методом ННБ является возможность исключения отрицательных последствий, связанных с традиционным траншейным методом. Однако, при использовании метода ННБ появляются и другие преимущества: сохранение флоры и фауны пересекаемых водотоков, а также возможность минимизировать негативное воздействие на окружающую среду.

В целом, использование метода ННБ оправдывает себя не только с точки зрения скорости и экономии средств, но и с точки зрения экологичности и учета интересов общества. Данный метод должен получить распространение в будущем и стать нормой для строительства трубопроводов под водными

					ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ			
Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дат.	Основные технологические принципы метода горизонтально- направленного бурения	Лист	Лист	Листов
Разраб.		Кремнёв Р.И.						
Рисовод.		Ильина					21	100
Рис-ль		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

объектами.

При прокладке трубопроводов важно учитывать предельный размыв дна и береговых участков реки. Одним из способов обеспечения сохранности этих участков является прокладка труб на достаточной глубине. Это позволяет защитить их от возможных внешних воздействий и размыва.

Важно отметить, что земляные работы на береговых и русловых участках должны быть исключены. Это позволит предотвратить разработку береговых и русловых траншей, что в свою очередь уменьшит концентрацию взвешенных минеральных частиц грунта в воде. Следовательно, вредное влияние на водные организмы, условия обитания рыб и ихтиофауну сведется к минимуму.

В процессе прокладки трубопровода при использовании традиционного метода существует риск загрязнения нижележащих участков реки грунтом, который сносится течением при обратной засыпке траншей. Однако, при использовании более современных технологий, таких как подводный переход, этот риск уменьшается.

Отсутствие воздействия строительной техники на береговых участках также обеспечивает сохранность целостности грунтов и предотвращает эрозию почвы. Это важно для сохранения экологической устойчивости реки и ее береговых зон.

В современной инженерной практике широко используется метод бурения несущих скважин, или ННБ, который позволяет прокладывать трубопроводы, кабели и другие коммуникации под естественными или искусственными препятствиями, такими как реки. Суть метода заключается в бурении скважины с поверхности земли, которая проходит под препятствием и выходит на противоположной стороне. Однако, ННБ может применяться и для других целей, таких как обеззараживание грунтов путем удаления экологически опасных жидкостей или проводки канализационных сетей под наклоном.

Развитие технологий привело к значительному увеличению протяженности скважин до 1600 метров и диаметра укладываемых труб до 1575 сантиметров в последние 30 лет. Кроме того, ННБ может использоваться для проведения

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис
Изм	Лис	№ докум	Подпись	Лам		22

коммуникаций на морские объекты или с них на берег, что делает метод особенно полезным и востребованным в различных отраслях промышленности.

В процессе бурения скважин керны отбираются по предлагаемой траектории с целью получения информации о характере горных пород и условиях проведения бурения. Для этого обычно бурятся вертикальные скважины на глубину, превышающую предполагаемую глубину перехода, на расстоянии около 500 футов друг от друга. Керны являются источниками ценной информации о реальных условиях внутри горных пород, которая ложится в основу дальнейшего планирования и компоновки бурового снаряда [19].

Анализ кернового материала предоставляет полезную информацию для разработки плана проведения буровых работ и расположения необходимого оборудования на строительном участке. По результатам изучения кернового материала учитываются различные факторы, в том числе обеспечение достаточной глубины проходки под препятствием и уход бурового раствора на поверхность, возможность изменения направления проходки в процессе бурения, размер дюкера и присутствие пород с нежелательными характеристиками.

В целом, отбор кернов и анализ их состава являются неотъемлемой частью технологических работ на бурении скважин, позволяющей обеспечивать безопасность и эффективность проведения работ в соответствии с условиями и требованиями проекта.

При выполнении бурения подземных коммуникаций, важным моментом является выбор места для точек входа и выхода, что зависит от топографии местности и наличия уже имеющихся пустот под землей. Входная сторона должна иметь доступность для транспорта, а также иметь ровную поверхность. В свою очередь, на выходной стороне необходимо предусмотреть достаточное место для сборки дюкера перед его затаскиванием в скважину.

На входной стороне размещается необходимое оборудование для проведения всех операций по выполнению перехода, включая буровой станок и систему анкеровки, буровой насос, систему циркуляции бурового раствора, грязеотстойник, силовую установку и водозаборный насос для приготовления

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
Изм.	Лис.	№ док-м.	Подпись	Лам		23

бурового раствора. Оптимизация размещения оборудования должна осуществляться с учетом наличной площади.

Таким образом, для успешного выполнения работ по бурению подземных коммуникаций, важно учесть все факторы, влияющие на местоположение точек входа и выхода, а также правильно распределить необходимое оборудование на входной и выходной сторонах.

Итак, оценив все преимущества, проведя общий анализ выполняемых работ, определим, что работы по бурению грунтовой скважины предусмотрено выполнять установкой горизонтально-направленного бурения.

При проведении работ по прокладке трубопровода необходимо учитывать ряд факторов, среди которых максимальная величина расчетного тягового усилия при протаскивании трубопровода и коэффициент безопасности не менее 2. В связи с этим, выбор буровой установки является критически важным этапом процесса.

Оптимальное буровое оборудование, применяемое для ННБ, должно гарантировать успешную проходку пилотной скважины и ее расширение в фактических грунтах, а также обеспечивать надежность протаскивания рабочего трубопровода.

При выполнении прокладки трубопровода необходимо уделять внимание планировке, которая должна быть выполнена прямолинейно и учитывать оптимальное положение проектируемого створа и точек входа и выхода буровой колонны. Эти параметры определяются с учетом удобства выполнения буровых работ и монтажа рабочего трубопровода, а также обеспечивают оптимальное размещение бурового комплекса.

При реализации наклонно-направленного бурения трубопровода используется комплекс технико-технологических операций. Данный комплекс включает в себя следующие виды работ:

- Подготовительные действия, которые включают в себя оценку местности, разработку проекта, проведение геологического исследования местности для определения условий залегания грунтов, выбор необходимого оборудования.

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
						24
Изм.	Лис.	№ док-м.	Подпись	Лам		



- Непосредственно процедуры бурения, включающие в себя установку специального бурового оборудования, прокладку форсунки, установку конвейера для вытаскивания грунта из скважины, настройку оборудования. Для бурения используются буровые станки, которые способны обеспечить точную прокладку необходимых труб и других элементов трубопровода.

- Монтажная подготовка, которая включает в себя очистку и обработку обеих сторон трубы, нанесение защитных покрытий и монтаж необходимых элементов в соответствии с проектом.

- Установка трубы, включающая в себя выполнение ряда действий: проведение монтажных работ, установку гидроразрывающих устройств, заложение грунта вокруг трубы [14].

- Завершающие процедуры, такие как установка затворов, герметизация трубопровода, гидравлические испытания, проверка работоспособности.

Все этапы процесса осуществляются под контролем квалифицированных специалистов по техническому обслуживанию и проектированию трубопроводов для того, чтобы достичь максимальной эффективности выполняемых работ и обеспечить безопасность процесса. Современные методы наклонно-направленного бурения позволяют решить множество задач, связанных с транспортировкой жидкостей и газов в различных условиях и на различных глубинах [9].

Последовательность выполнения работ по проведению ННБ:

- устройство основания под буровую установку;
- монтаж буровой установки для прокладки основной и резервной нитки;
- монтаж вспомогательного технологического оборудования;
- сварка трубопровода (основная и резервная нитка);
- контроль качества сварных стыков;
- нанесение изоляции на сварные стыки (труба в заводской изоляции) и контроль сплошности изоляционного покрытия;
- устройство основания под направляющие опоры спусковой (стапельной) дорожки, установка направляющих опор и укладка на них газопровода;

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
						25
Изм.	Лис.	№ док-м.	Подпись	Лам.		

- бурение пилотной скважины;
- расширение пилотной скважины;
- калибровка скважины;
- протаскивание в грунтовую скважину рабочего трубопровода;
- демонтаж технологического оборудования;
- переработка и вывоз отработанного бурового раствора.

Специальное внимание нужно обратить на установку буровой установки - она должна быть размещена на тщательно подготовленном основании. Однако, только этого недостаточно - для достижения максимальной устойчивости и избежания перекосов фундамент буровой установки необходимо закрепить специальными инвентарными анкерными устройствами. Они предназначены для предотвращения сдвига, опрокидывания в процессе бурения и расширения скважины, а также протаскивания трубопровода. Место размещения основного бурового и вспомогательного оборудования определено проектом на выполнение работ.

Перед началом процесса бурения пилотной скважины необходимо провести подготовку дюкера на монтажной площадке, с учетом особенностей геологической среды и основных характеристик бурового оборудования. Это включает в себя как техническую подготовку самого устройства, так и проведение испытаний на соответствие техническим требованиям.

В процессе бурения пилотной скважины необходимо обеспечивать надежность и безопасность работы на монтажной площадке. Для этого необходимо завершить испытания дюкера до начала бурения, чтобы убедиться в его готовности к работе и соответствии техническим требованиям.

После завершения бурения и расширения скважины, необходимо уложить дюкер на опоры спускового стапеля. Это позволит обеспечить безопасность и надежность дальнейшей работы, а также предотвращение поломок и задержек в работе технологического оборудования.

Технологическая последовательность этапов выполнения перехода:

- сварка трубопровода (основная и резервная нитка);

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
						26
Изм.	Лис.	№ док.	Подпись	Лам		

- контроль качества сварных стыков;
- нанесение изоляции на сварные стыки (труба в заводской изоляции) и контроль сплошности изоляционного покрытия;
- устройство основания под направляющие опоры спусковой (стапельной) дорожки, установка направляющих опор и укладка на них газопровода;
- бурение пилотной скважины;
- расширение пилотной скважины;
- калибровка скважины;
- протаскивание в грунтовую скважину рабочего трубопровода;
- демонтаж технологического оборудования;
- переработка и вывоз отработанного бурового раствора.

Размещение и монтаж основного бурового и вспомогательного технологического оборудования на строительных площадках должны осуществляться по месту, согласно проекта [19].

### **Бурение пилотной скважины**

При строительстве подводного перехода в заданных условиях бестраншейным способом прокладывается пилотная скважина по упругому изгибу, состоящему из трех участков: двух прямолинейных и одного криволинейного. Криволинейность участка достигается за счет изменения угла поворота в вертикальной плоскости.

Для того чтобы проехать по заданной траектории, необходимо снабдить буровую установку системой ориентации. Она контролирует направление бурения и позволяет управлять положением бурового наконечника в плане и профиле.

Одним из зарубежных опытов используется бурение пилотной скважины с применением системы «Tru-Tracker Coil Layout» от компании «Тензор». Эта система обеспечивает надежный контроль и точность выполнения скважины.

Применение магнитного контура обеспечит выполнение следующих требований проекта:

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
						27
Изм.	Лис.	№ док.	Подпись	Лам		

- отклонение бурового инструмента в вертикальной плоскости от заданной траектории скважины должно быть нулевым;
- отклонение бурового инструмента в плане должно быть не более 3,7 м.

При разработке технологии бурения предпринимаются меры по проектированию скорости бурения, выбору оптимальных режимов и разработке рецептуры бурового раствора. Данные параметры определены на начальной фазе работ – стадии ППР. Она является важным этапом, на котором осуществляется подробный анализ условий месторождения и учитываются особенности территории. В соответствии с разрабатываемой технологией и требованиями подрядчика осуществлен подбор наилучших параметров скорости бурения и режимов процесса. Также проектом определены рецептура бурового раствора, которая учитывает геологические характеристики пластов и водоносных горизонтов.

ППР определяет тип забойного инструмента. Инструмент может быть заменен в процессе проведения работ, исходя из конкретных условий бурения и возникновения ситуаций.

Окончание бурения пилотной скважины наступает при выходе буровой колонны на другом берегу реки.

В таблице 2.1 определена компоновка низка бурильной колонны (КНБК), применяемой с целью бурения пилотной скважины

Таблица 2.1 - Компоновка низка бурильной колонны (КНБК), применяемой с целью бурения пилотной скважины

Составляющий компонент	Техническая характеристика		Суммарная длина КНБК, м
	Наружный диаметр, мм	Длина, м	
Трехшарошечное долото	215,9	0,33	18,24
ДРУ2-172РС	172	7,566	
Немагнитный пропускной переводник	172	0,3	
Немагнитный переводник с навигационным	169,5	0,59	

зондом			
Немагнитные УБТ	172	9,45	

### Расширение пилотной скважины

Расширение пилотной скважины является неотъемлемой частью подготовки к прокладке трубопровода. С целью протаскивания трубопровода требуется расширение скважины до достаточной величины. Это достигается путем использования специального инструмента - расширителя скважины. Диаметр расширителя должен быть не менее чем на 25% больше, чем диаметр протаскиваемого трубопровода.

При проведении процесса расширения на буровой установке следует предусматривать кратковременные остановки для снятия буровой трубы и ее последующей транспортировки на противоположную монтажную площадку. Одновременно необходимо осуществлять навинчивание труб на хвостовую часть расширителя [21].

Для проведения демонтажа буровых труб можно использовать штатный кран-манипулятор буровой установки. Навинчивание же производится с помощью трубоукладчика или автомобиля, оснащенного краном-манипулятором.

Важно подчеркнуть, что процесс расширения должен проводиться непрерывно, чтобы минимизировать затраты времени и ресурсов. Таким образом, систематическое перемещение буровых труб и их навинчивание на хвостовую часть расширителя позволяет обеспечить эффективность процесса расширения буровых скважин.

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
Изм.	Лис.	№ док.	Подпись	Лам		29

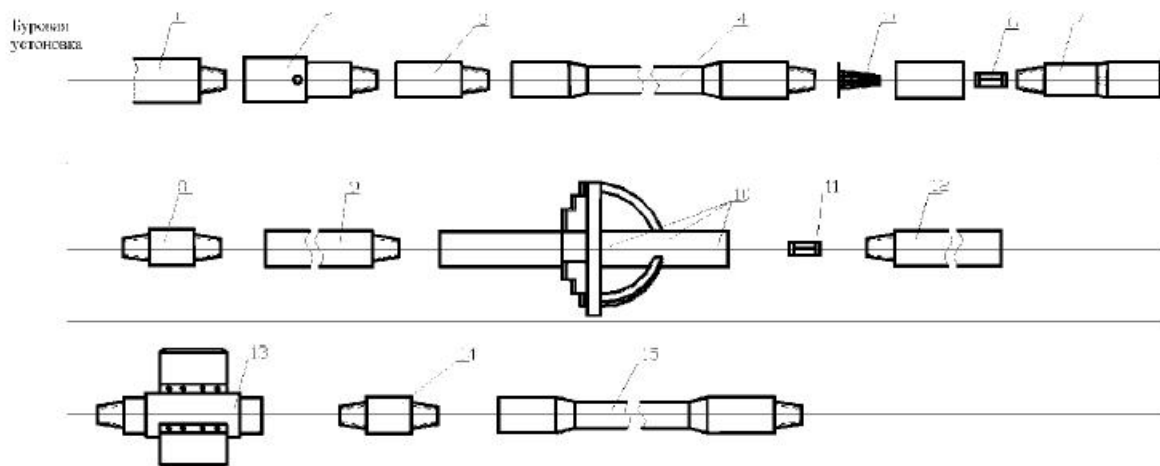


Рисунок 2.1 – Бурильная колонна для расширения скважины обратным способом

1 – буровой шиндель, 2 – спецпереводник, 3 – рабочий переводник, 4 0 бурильные трубы, 5 – сетчатый фильтр, 6 – проводник обратного клапана, 7 – переводник смачивающий, 8 – переводник двухнипельный, 9 – УБТ, 10 – расширитель, 11 – обратный клапан, 12 – УБТ, 13 – невращающийся стабилизатор, 14 – переводник двухнипельный, 15 – бурильные трубы

При расширении пилотной скважины в направлении к буровой установке, используются расширители диаметром до 800 мм и калибратор диаметром 600 мм, выбор которого определяется в ходе работ. Протаскивание дюкера осуществляется после проведения данной процедуры. При расширении необходимо учитывать негативные параметры грунтов и учитывать длину перехода. В случае значительных увеличений тяговых усилий и вращающего момента в определенных участках расширения, процедуру протаскивания следует проводить дважды.

Таблица 2.2 – Компоновка оборудования для расширения скважины

Составляющий компонент	Техническая характеристика		Суммарная длина компоновки, м
	Наружный диаметр, мм	Длина, м	
Переводник смачивающий	215	0,1062	
Переводник перепускной	210	0,18	
УБТ	210	3,01	

Расширитель, 1 этап	400	2,31	20,88
УБТ	210		
Переводник перепускной	210	3,01	
СБТ	168	0,18	
Невращающийся стабилизатор	410	9,7	
Переводник перепускной	210	2,2	

Окончательное решение по выбору схемы расширения, применяемых расширителей по диаметру, их количеству и последовательности протаскивания может корректироваться в процессе выполнения работ по ННБ.

Скважина считается подготовленной к протягиванию трубопровода после достижения проектного значения ее диаметра и длины. При расширении используется расширитель бочкового типа с породоразрушающими наконечниками из твердосплавных материалов, которые равномерно распределены по цилиндрическим и лобовым поверхностям расширителя.

Для укрепления свода скважины и проверки проходного сечения перед протаскиванием дюкера необходимо выполнить предварительный проход бочкообразного расширителя (калибратора) [9].

### **Калибровка скважины**

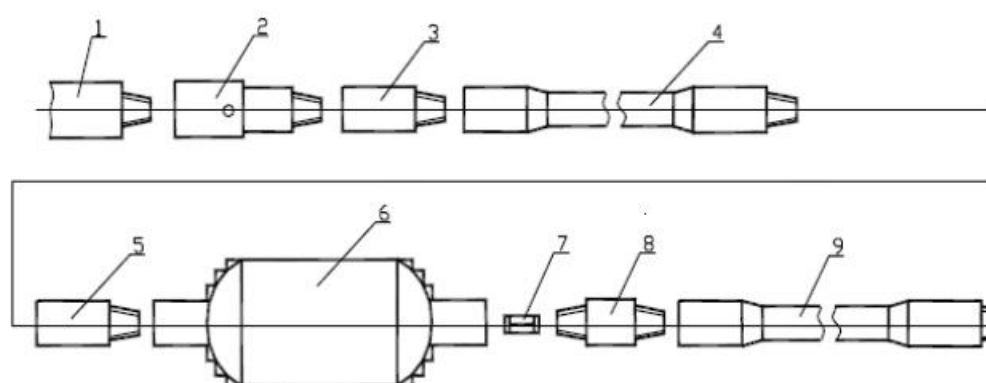
Для получения дополнительной очистки скважины от разбуриваемой породы и формирования фильтрационной корки на ее стенках с низким коэффициентом трения для последующего протаскивания дюкера, рекомендуется применять предварительный проход скважины цилиндрическим калибратором диаметром 1200 мм. Проход калибратора позволит проверить проходное сечение скважины и готовность ее к чистке и работы с дюкером.

Предварительный проход скважины цилиндрическим калибратором имеет большое значение при проведении буровых работ. Калибратор удаляет из скважины окаменелости, внутреннюю кору и другие частицы породы. Это позволяет получить чистую и готовую к работе скважину. Кроме того, калибратор формирует на стенках скважины фильтрационную корку с низким

коэффициентом трения, что способствует ее дальнейшей очистке и облегчает протаскивание дюкера внутри скважины.

С помощью предварительного прохода скважины цилиндрическим калибратором также можно проверить проходное сечение скважины, определить наличие препятствий, а также убедиться в возможности работы с дюкером в данной скважине. Кроме того, это поможет избежать нежелательных ситуаций во время буровых работ и повысить их эффективность.

Следует отметить, что применение предварительного прохода скважины цилиндрическим калибратором необходимо в условиях сложных геологических условий и наличия определенных препятствий в скважине. Это позволит сохранить ее работоспособность и предотвратить возможные негативные последствия для буровых работ.



- |  |                    |
|--|--------------------|
| 1. Буровой шпиндель                                    | 6. Калибратор      |
| 2. Спецпереводник                                      | 7. Обратный клапан |
| 3. Рабочий переводник                                  | 8. Переводник      |
| 4. Бурильные трубы                                     | 9. Бурильные трубы |
| 5. Переводник $D=176 \text{ мм}$ , $L=0,315 \text{ м}$ |                    |

Рисунок 4 - Конструкция бурильной колонны для калибровки скважины



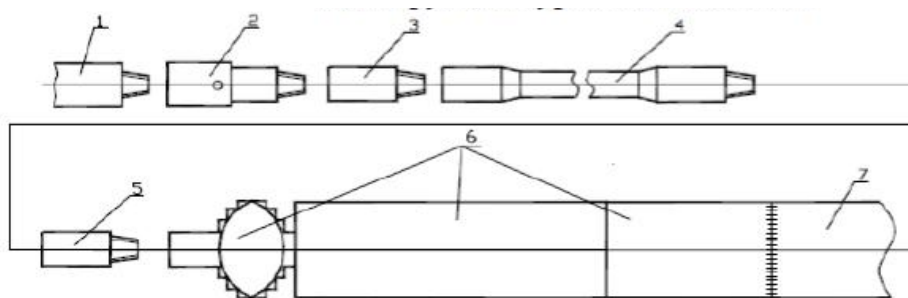
Таблица 2.3 - Компоновка для калибровки скважины

Составляющий компонент	Техническая характеристика		Суммарная длина компоновки, м
	Наружный диаметр, мм	Длина, м	
Калибратор	1200	2,80	2,98
Переводник переускной	210	0,18	

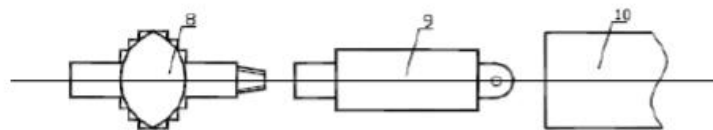
### Протаскивание трубопровода

До начала протаскивания трубопровода необходимо определить и выполнить ряд последовательных работ:

- проведение гидравлического испытания трубопровода на монтажной площадке (I этап);
- нанесение термоусаживающихся манжет на кольцевые сварные стыки;
- укладка рабочего трубопровода на роликовые опоры;
- площадка № 2 (в точке входа трубы в скважину) спланирована.



Конструкция оголовника



1. Буровой шпindelь

2. Спешпереводник

3. Рабочий переводник

4. Бурильные трубы

5. Переводник Д=176 мм, L=0,315 м

6. Шарнирный оголовник в сборке с вертлюгом

7. Трубопровод

8. Режущая кромка

9. Вертлюг

10. Шарнирный оголовник

Рисунок 5 – Конструкция бурильной колонны для протаскивания трубопровода

Для протаскивания трубопровода в грунтовую скважину необходимо соблюдать определенный технологический процесс. В первую очередь, присоединение оголовка из комплекта оборудования ННБ к дюкеру с шарнирным соединением необходимо выполнить непосредственно перед началом работ. Далее, для укладки трубопровода нужно использовать роликовые опоры, которые должны быть расставлены соосно с пробуренной скважиной на определенном расстоянии друг от друга, исходя из максимальной грузоподъемности опор.

Оптимальная схема расстановки опор при протаскивании трубопровода в грунтовую скважину описана в проектной документации. Важно помнить, что укладку трубопровода на направляющие опоры необходимо проводить трубоукладчиками с соблюдением всех правил, обеспечивающих сохранность труб и изоляции. Операторы трубоукладчиков должны использовать мягкие полотенца, чтобы не повредить эти элементы.

Операторам также нужно регулировать высоту роликовых опор и стрел трубоукладчиков так, чтобы радиус кривизны спускового пути соответствовал допустимому радиусу упругого изгиба трубопровода и обеспечивал требуемый угол входа трубопровода в устье скважины при протаскивании. В итоге, правильное протаскивание трубопровода обеспечит его надежную работу в условиях эксплуатации.

В процессе протаскивания трубопровода в грунте необходимо учитывать ряд факторов, связанных с конструкцией и расположением различных элементов, обеспечивающих движение трубопровода. Оптимальная высота роликовых опор на начальном участке трубопровода выбирается с учетом минимального сопротивления грунта и заданного угла входа трубопровода. Для придания требуемой кривизны трубопроводу и обеспечения его движения в процессе протаскивания применяются специальные трубоукладчики с троллейными подвесками. Одним из них обеспечивается поддержка начального участка трубопровода, в то время как другой используется для поддержания «хвоста» трубопровода. Для достижения заданной кривизны трубопровода и

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
Изм.	Лис.	№ док.	Подпись	Лам		34

выдерживания допустимого радиуса кривизны могут потребоваться дополнительные подъемы трубопровода трубоукладчиками. Важно также учесть, что роликовые опоры и трубоукладчики должны быть расположены в строгом створе буровой скважины. Таким образом, правильный выбор высоты роликовых опор и использование специализированных трубоукладчиков являются важными моментами при протаскивании трубопровода в грунте.

Одним из ключевых элементов конструкции буровых установок является рабочая плеть, на передний конец которой приваривается оголовок дюкера, необходимый для передачи тягового усилия. При прокладке трубопровода головную часть сначала устанавливают в створе перехода под определенным углом, который должен соответствовать углу выхода пилотной скважины.

Данный угол обеспечивается за счет использования троллейных подвесок с обрезиненными роликами, которые позволяют поддерживать плеть трубопровода под заданным углом. Протаскивание трубопровода осуществляется путем втягивания колонны буровых труб «на себя» до тех пор, пока оголовок трубопровода не появится на поверхности в точке забуривания у буровой установки.

Для обеспечения сохранности трубы и изоляции необходимо соблюдать определенные правила при ее протаскивании. Один из ключевых этапов – это постоянный контроль перемещения трубы по роликовым опорам, осуществляемый при постоянном обходе дюкера.

Для снижения тяговых усилий, связанных с протаскиванием трубопровода, рекомендуется использовать смазывающую добавку, которая позволяет уменьшить силу трения между трубопроводом и стенками скважины. Это позволяет снизить нагрузку на материалы, снизить их износ и повысить эффективность процесса.

Перед протаскиванием трубы в точке выхода скважины отрывается приямок, размером 4х20х0-2 м. Он необходим для обеспечения задаваемого радиуса изгиба трубопровода и снижения высоты максимального его подъема

трубоукладчиками. Это позволяет уменьшить риск повреждения трубы и обеспечить ее сохранность в процессе протаскивания [21].

### **Контроль качества при ННБ**

При выполнении буровых работ необходимо уделять особое внимание процессу присоединения штанг к колонне и их тщательному осмотру, чтобы избежать возникновения аварийных ситуаций. Необходимо осматривать всю поверхность буровых труб, в том числе резьбовые соединения, и выявлять повреждения, такие как трещины, сколы и искривления. В случае обнаружения повреждений, трубы отбраковываются и не применяются для производства работ.

Перед проходкой пилотной скважины необходимо проверить направление вращения породоразрушающего инструмента. Во время проходки оператор следит за углом наклона, азимутом и положением отклонителя, используя соответствующие приборы и корректируя при необходимости. Система навигации производит показания через каждые 5 метров проходки, на основе которых строится фактическая траектория проходки.

Таким образом, процесс бурения скважин требует тщательной проверки буровых труб и точного контроля параметров проходки, что позволяет избежать аварийных ситуаций и обеспечить качественное выполнение работ.

При осуществлении проходки и протаскивания рабочего трубопровода необходимо контролировать величину давления на манометре гидросистемы подачи масла в гидроцилиндры проходческой установки. Это усилие можно регулировать с помощью гидравлических параметров промывочной жидкости, таких как давление и расход. Для данного контроля используются манометры, которые установлены на напорных линиях. Все технические параметры, связанные с проходкой, включая данные о гидравлических параметрах и усилиях, зафиксированные в журнале буровых работ. Задача управления целым процессом проходки заключается в тщательном контроле за всеми техническими параметрами и своевременном регистрации их в журнале. Контроль за

выполнением данной задачи принципиально важен для успешной реализации проектов по проходке трубопроводов.

## 2.2 Организация работ

Проектом в рамках данной работы предусматривается укладка основной и резервной нитки.

Прилегающие к ННБ участки укладываются традиционным способом с бровки траншеи.

Технологические операции при строительстве подводного перехода выполняются в следующей последовательности:

- устройство строительных площадок;
- устройство амбаров-шламоприемников для строительства методом ННБ;
- монтаж бурового оборудования для бурения скважины;
- сборка, сварка, контроль, подлежащего протаскиванию, изоляция стыков со всеми сопутствующими работами;
- бурение, расширение и калибровка скважины для прокладки;
- протаскивание;
- переработка и вывоз на утилизацию оставшегося бурового раствора;
- засыпка амбаров-шламоприемников;
- монтаж береговых участков с бровки и врезка в существующий;
- врезка нового участка в действующий существующий;
- демонтаж существующего, заменяемого участка;
- проведение работ по рекультивации временной полосы отвода [9].

В процессе производства работ необходимо обеспечить проживание рабочих, что удобно осуществлять в специально обустроенных вагончиках на территории производства. При этом следует обеспечить необходимое электроснабжение для временной строительной базы. Для этого предусмотрено использование ЛЭП или ДЭС, которая входит в состав буровой установки.

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
Изм.	Лис.	№ док.им.	Подпись	Лам		37

Одним из важных аспектов при подготовке строительной базы является обеспечение производственной площадки водой. В данном случае для гидравлических испытаний и приготовления бурового раствора предлагается использовать воду из реки, через которую осуществляется переход.

Для обеспечения потребности в питьевой воде на стройплощадке предполагается регулярная доставка воды из существующей водопроводной сети автотранспортом. Рекомендуется хранить питьевую воду в специальных герметичных пластиковых емкостях. Такой подход позволит соблюдать гигиенические нормы и обеспечить необходимые условия для работы рабочих на строительной площадке.

В рамках обеспечения работающих медицинским обслуживанием, используются существующие медицинские учреждения. Однако, в случае работы строительной бригады, требуется проведение дополнительных мероприятий для обеспечения безопасности и здоровья работников. В частности, необходимо иметь аптечку с первичными средствами оказания помощи, медикаментами и перевязочными материалами на производственном участке.

Подготовительные работы включают в себя:

- оформление допускных и разрешительных документов в установленном порядке;
- сдача-приемка геодезической разбивочной основы и проведение геодезических разбивочных работ, (уточнение и закрепление на местности существующих подземных коммуникаций, геодезическая разбивка оси трассы проектируемых трубопроводов);
- отвод территории для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства строительных работ;
- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов;
- расчистка полосы отвода от леса и кустарника;
- организация временного строительного хозяйства, быта рабочих;

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
Изм.	Лис.	№ док.им.	Подпись	Лам		38

- сооружение временных дорог, обустройство проездов через коммуникации;
- обустройство временных площадок складирования строительных материалов, мест для размещения временных зданий и сооружений, мест базирования и ремонта строительной техники;
- устройство площадок монтажа бурового оборудования и дюзера, шламоприемников;
- организация системы связи;
- уведомление органов Государственного пожарного надзора и землепользователей, а также владельцев пересекаемых и проложенных в едином техническом коридоре коммуникаций о начале и сроках проведения работ [14].

Для осуществления расчистки трассы от растительности, необходимо выполнять работы в пределах строительной полосы, установленной в соответствии с проектом. Прежде чем начинать работу, требуется получить специальное разрешение - лесорубочный билет, который дает право убрать мелкоколесье и кустарники.

Важно следить за тем, чтобы все работы по расчистке леса соответствовали проекту и законодательству в области лесного хозяйства. Стоит также учитывать тот факт, что корчевка пней производится в разных местах по-разному: в сухих участках трассы необходимо использовать всю ширину полосы отвода, а в болотистых - только полосу будущей траншеи трубопровода. В остальных случаях деревья следует спиливать на уровне земли.

После того, как растительность была удалена, следует произвести уборку строительной полосы. Такая работа осуществляется с использованием специального волока, который заранее подготавливается к месту складирования.

В процессе подготовительных работ необходимо контролировать несколько параметров, которые влияют на правильность выполнения последующих этапов строительства. Важным фактором является закрепление трассы, которое должно соответствовать требованиям проекта. Кроме того, необходимо убедиться, что трасса была освобождена от леса и кустарников.

Чтобы обеспечить комфортную эксплуатацию трассы, необходимо также убедиться, что ее ширина соответствует планируемой полосе. Особенно важно следить за точностью выполнения работ в зоне рытья траншеи в приурезной части.

Одним из основных этапов строительства являются земляные работы. Для того, чтобы ускорить и улучшить процесс земляных работ, следует использовать механизированный способ. Однако, на участке в полосе шириной 3 метра с каждой стороны от пересекаемого трубопровода, работу необходимо выполнять вручную.

Важным этапом подготовки к строительству является планировка площадок, предназначенных для буровой техники, а также монтажа дюкера. При этом, для выполнения данной задачи используется бульдозер. Площадки обычно выкладываются бетонными плитами, которые затем демонтируются.

Во время строительно-монтажных работ на прокладке трубопровода и для доступа техники на трассу, разрабатываются временные дороги в соответствии с фактической необходимостью, которая определяется на месте производства работ. Размер временных дорог учитывается в общей площади арендуемой земли, предоставляемой местными администрациями для СМР.

Для доставки материалов и техники осуществляется использование имеющихся грунтовых дорог, а также полос вдоль трассы.

При устройстве временных подъездных дорог необходимо учитывать их ширину, которая должна быть не менее пяти метров. Для реализации этой задачи производится планировка проезжей части бульдозером с последующей подсыпкой песком на низменных участках дороги и срезкой бугров.

На подводном переходе необходима установка створных знаков, которые закрепляют трассу. Каждые два створных знака на каждом берегу должны быть расположены не менее чем в 50 метрах друг от друга. В качестве створных знаков используются вехи высотой не менее четырех метров с одинаковым сечением, расположенные строго вертикально. Они устанавливаются за пределами границы земляных работ.

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
Изм.	Лис.	№ док.им.	Подпись	Лам		40



При передаче трассы заказчик обязан предоставить репер с указанием отметки и привязки к чертежу подрядчику. Однако, если рабочий репер или несколько реперов находятся в зоне сноса в результате производственной необходимости, их следует перенести в более надежное место вблизи перехода и в наименее подверженных случайным наездам механизмов местах, избегая осадочных и заболоченных грунтов [21].

Перед началом земляных работ на строительной площадке необходимо провести исследование на месте совместно с представителем организации, эксплуатирующей подземные коммуникации. Это позволит определить точное местоположение подземных коммуникаций и распланировать безопасные зоны для работы землеройных механизмов.

Для определения траектории движения землеройных механизмов необходимо провести проверку и разметку углов поворота и кривых трассы. При этом на местах поворотов и кривых трассы следует закрепить закрепляющие знаки за пределами участков разработки.

После вырубki леса и срезки кустарника возникает проблема с захоронением порубочных остатков. Для решения этой проблемы осуществляется их специальное захоронение. Таким образом, можно минимизировать вредные воздействия на природные ресурсы области и снизить риск возникновения опасных ситуаций во время земляных работ.

При планировке трассы дорожного сооружения следует уделять повышенное внимание сохранению природных водотоков всех типов, которые дренируют соответствующую территорию. Желательно исключить засыпку таких водотоков или, при необходимости, ограничить ее максимально, предоставив возможность для свободного прохождения воды через соответствующие водопропускные сооружения. Кроме того, необходимо снизить количество земляных перемычек, которые могут образоваться на элементах рельефа, чтобы избежать создания эрозионных форм в первые недели после проведения планировки.

На всех пересечениях временных и подъездных дорог, ручьев, каналов и т.п., необходимо предусматривать установку водопропускных сооружений, которые обеспечивают свободное движение воды и предотвращают ее накопление. Это абсолютно необходимо для сохранения природных водотоков и дальнейшего использования их ресурсов.

Временные запруды водотоков, создаваемые для проезда транспортных средств, необходимо ликвидировать после завершения строительства. Это снижает негативное воздействие на окружающую среду и сохраняет природные водные источники в рабочем состоянии.

Перед началом работ рекомендуется провести проверку наличия сертификатов (паспортов) на трубы и сварочные материалы, которые будут использованы для сооружения объекта. Также необходимо убедиться в соответствии маркировки (клейм) обозначениям, указанным в сертификатах (паспортах). В случае отсутствия документов, удостоверяющих качество элементов, трубы для сборки и сварки не могут быть допущены. Для обеспечения качества оборудования необходимо провести визуальный контроль поверхности труб, включая зоны заводских продольных и спиральных швов, для выявления недопустимых дефектов, определенных техническими условиями на поставку труб. Трубы, детали трубопроводов и арматура, содержащие недопустимые дефекты, не могут быть допущены к сборке.

Перед началом работ необходимо провести проверку наличия соответствующих сертификатов (паспортов) для использования труб и сварочных материалов при строительстве объекта, а также соответствия маркировки (клейма) обозначениям, указанным в этих документах. Если отсутствуют подходящие клейма, маркировки, сертификаты (или другие необходимые документы, подтверждающие качество продукции), трубы не могут быть допущены к сборке и сварке.

При выполнении визуального контроля поверхности труб, включая области заводских продольных и спиральных швов, необходимо обнаружить

недопустимые дефекты, вид и размеры которых определены техническими условиями на поставку данных труб.

Трубы, детали трубопроводов и арматура с недопустимыми дефектами к сборке не допускаются.

На поверхности труб или деталей не допускаются:

- трещины, плены, рванины, закаты любых размеров;
- царапины, риски и задиры глубиной более 0,2 мм;
- местные перегибы, гофры и вмятины;
- расслоения на концах труб

При строительстве подводных переходов необходимо учитывать, что трубы с отремонтированными заводскими швами и выправленными вмятинами не допускаются для сборки стыков труб. Для обеспечения качества работ следует проверить перпендикулярность свариваемого торца по угольнику. При этом важно учитывать допустимые значения отклонения свариваемого торца от угольника для труб, деталей и арматуры.

Кроме того, необходимо убедиться в соответствии формы, размеров и качества подготовки свариваемых кромок требованиям технологической карты. Проверка точности обработки фасок под сварку и размеров разделки осуществляется инструментально. Рекомендуется соблюдать эти требования для обеспечения безопасности и долговечности сооружений.

Перед производством сварочных работ необходимо провести очистку внутренней полости труб от грунта, снега и прочих загрязнений, а также избавиться от недостатков на кромках и прилегающих внутренних и наружных поверхностей. Кроме того, необходимо проверить качество зачистки наружной и внутренней поверхностей свариваемых торцов. Окончательную обработку (то есть переточку) кромок перед сваркой следует производить механическим способом, используя резцы, фрезы или абразивные круги. Если же по какой-то причине кромки на свариваемых торцах остаются недостаточно очищенными, то их можно обработать кислородной, плазменно-дуговой или воздушно-дуговой

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лист
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Лист		43

резкой, после чего необходимо произвести зачистку кромок до получения металлического блеска.

Необходимо провести осмотр поверхностей кромок свариваемых элементов перед началом их сборки. В случае обнаружения царапин, рисок и задиров глубиной до 5% от нормативной толщины стенки труб на наружной поверхности неизолированных торцов, необходимо устранить их методом шлифовки. Однако, при этом допускается уменьшение толщины стенки трубы только до минусового допуска в соответствии с техническими условиями или ГОСТом на трубы. Забоины и задиры фасок глубиной до 5 мм в трубах 1-й и 2-й групп прочности рекомендуется удалять с помощью электродов с основным видом покрытия типа Э50А диаметром 2,5-3,2 мм; для труб 3-й группы прочности - электроды с основным видом покрытия типа Э60 диаметром 3,0-3,2 мм. Перед началом сварки необходимо провести предварительный подогрев до 100-130 °С.

Отремонтированные поверхности кромок труб после удаления царапин, рисок и задиров, а также забоин и задиров фасок, должны быть зачищены абразивным инструментом путём их шлифовки. При этом необходимо восстановить заводскую разделку кромок, а толщина стенки трубы не должна быть выведена за пределы минусового допуска.

В процессе ремонта труб допустима коррекция плавных вмятин на концах трубы, при условии, что их глубина не превышает 3,5% диаметра трубы, с использованием безударных разжимных устройств. При этом необходимо обязательное местное подогревание изнутри трубы до температуры в диапазоне 100-150 °С, независимо от температуры окружающей среды.

Концы труб, которые имеют забоины, задиры фасок или вмятины глубиной более 3,5% от диаметра трубы и глубиной более 5 мм, а также вмятины с надрывами или резкими перегибами, не подлежат исправлению и должны быть удалены.

После удаления участка с недопустимыми дефектами необходимо провести ультразвуковой контроль (УЗК) участка, прилегающего к торцу

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
Изм.	Лис.	№ док.	Подпись	Лам		44

шириной не менее 40 мм по всему периметру трубы для выявления расслоений [14].

В процессе ультразвуковой дефектоскопии (УЗК) возможно выявление наличия расслоений. В этом случае рекомендуется произвести обрезку трубы на расстоянии не менее 300 мм от торца и выполнить ультразвуковой контроль в соответствии с установленными правилами.

При сборке электросварных труб с толщиной стенки 10 мм и более, следует учитывать допустимое смещение кромок. Оно не должно превышать 20% от нормативной толщины стенки, но не более 3 мм. Измерение величины смещения кромок разрешается осуществлять по наружным поверхностям труб, используя специальный шаблон.

Для сборки труб диаметром 530 мм и выше рекомендуется использовать внутренние центраторы гидравлического или пневматического типов. Важно обращать внимание на состояние центратора и исключать возможность появления царапин, задиров и масляных пятен на внутренней поверхности труб.

При выполнении процедуры освобождения жимки внутреннего центратора необходимо учитывать, что ее допустимо проводить только при выполнении условия, согласно которому периметр корневого слоя должен быть сварен на 75% и более ручной дуговой сваркой электродами с основным покрытием.

В процессе сборки запрещено использовать ударную правку концов труб, как с нагревом, так и без нагрева. Для достижения максимальной прочности соединения труб необходимо придерживаться следующего правила: при сборке заводских продольных и спиральных швов, их следует смещать друг относительно друга не менее, чем на 100 мм, если диаметр свариваемых труб превышает 530 мм.

Рекомендуется располагать заводские продольные швы на верхней половине периметра свариваемых труб, чтобы минимизировать риск недостаточной прочности соединения. Необходимо учитывать, что перестановка заводских швов может повлиять на сопротивление соединения труб и потребовать корректировки программы технологических настроек при сварке.

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
Изм.	Лис.	№ док.	Подпись	Лам		45

Перед началом выполнения сварочных работ необходимо произвести сушку или подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков. В случае возникновения технических проблем, таких как захлесты или приварка кривых холодного гнутья, при сборке труб требования по расстоянию между смежными швами заводских швов не могут быть соблюдены. В этом случае производитель работ должен обсудить любые изменения в расстоянии между швами с представителем Заказчика и отразить эти изменения в исполнительной документации. Это позволит обеспечить соответствие требованиям и гарантировать безопасность и надежность конструкции.

Необходимость проведения предварительного подогрева и его режим определяются:

- видом покрытия электрода;
- эквивалентом углерода и толщиной стенки свариваемой стали;
- температурой окружающего воздуха.

При осуществлении сушки или предварительного подогрева труб необходимо использовать однопламенные или кольцевые наружные пропановые горелки. Одним из обязательных условий процесса является равномерный нагрев торцов по периметру трубы и близлежащих участков поверхности на ширине от 10 до 15 мм от торца. Для контроля температуры предварительного подогрева, в качестве средства могут применяться термокарандаши или контактный термометр ТК-5.

Продолжительность подогрева определяется экспериментально для каждого из подогревателей, учитывая параметры окружающей среды и стенки трубы. Если трубы имеют изоляцию, то необходимо избегать повреждения этой изоляции в процессе подогрева. В таком случае, рекомендуется применять термоизоляционные пояса или боковые ограничители пламени.

Для сушки торцов труб и прилегающих к ним участков при отсутствии необходимости проведения предварительного подогрева требуется достичь температуры 50 °С. Это необходимо выполнить при температуре окружающего воздуха, которая ниже +5 °С или в случае наличия влаги на торцах труб. Если на

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
Изм.	Лис.	№ док-м.	Подпись	Лам		46

торцах труб присутствуют следы влаги или наледи, то их следует осушить, нагревая до температуры 50 °С.

При выполнении работ по устранению дефектов сварных соединений изнутри и снаружи трубы, не зависимо от температуры окружающего воздуха, необходимо провести предварительный подогрев до 130 °С. При этом температуру предварительного подогрева стыков труб различных прочностных классов, разнотолщинных труб или разнотолщинных соединений следует устанавливать по максимальному значению, которое требуется для одного из стыкуемых элементов.

При выполнении сварочных работ на трубопроводе необходимо соблюдать определенные правила безопасности и качества. Один из них заключается в том, что приваривание обратного кабеля к телу трубы не допускается [21].

Для выполнения сварки корневого слоя и последующих слоев шва рекомендуется использовать электроды с основным видом покрытия. Обратную полярность метода «на подъем» следует применять при сварке корневого слоя шва стыков труб.

Если в процессе сварки зазор уменьшается, необходимо выполнить пропил шлифовальным кругом толщиной 2,0-3,0 мм. Это позволит обеспечить надлежащую герметичность сварного соединения.

Сварочные работы на трубопроводе диаметром 530 - 1420 мм необходимо проводить не менее чем двумя специалистами. Это позволит контролировать качество сварочных работ и минимизировать риск возможных дефектов.

В целом, соблюдение правил и рекомендаций по сварке трубопровода позволит обеспечить качественную и безопасную эксплуатацию трубопровода в длительной перспективе.

При проведении буровых работ на береговых участках реки необходимо уделять внимание вопросу об исключении загрязнения окружающей среды. Одним из методов предотвращения распространения вредных веществ является организация шламоприемников на правом и левом берегах. Для подключения шламоприемников к входному и выходному прямым требуется прокладывание

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
Изм.	Лис.	№ док.	Подпись	Лам		47

отводящих трубопроводов диаметром 200 мм с шламовыми насосами. Шламоприемники могут быть выполнены в виде земляных амбаров, причем внутренние и внешние стенки, а также дно, необходимо защитить от фильтрации бентонитового раствора в грунт. Для этого предлагается использовать полиэтиленовую пленку, которая должна быть закреплена грунтом вокруг шламоприемника. Этот подход позволит защитить окружающую среду от загрязнения и сохранить почву в безопасном состоянии.

					Основные технологические принципы метода горизонтально- направленного бурения	Лис.
						48
Изм.	Лис.	№ доким.	Подпись	Лам		



## 2.3 Характеристики оборудования

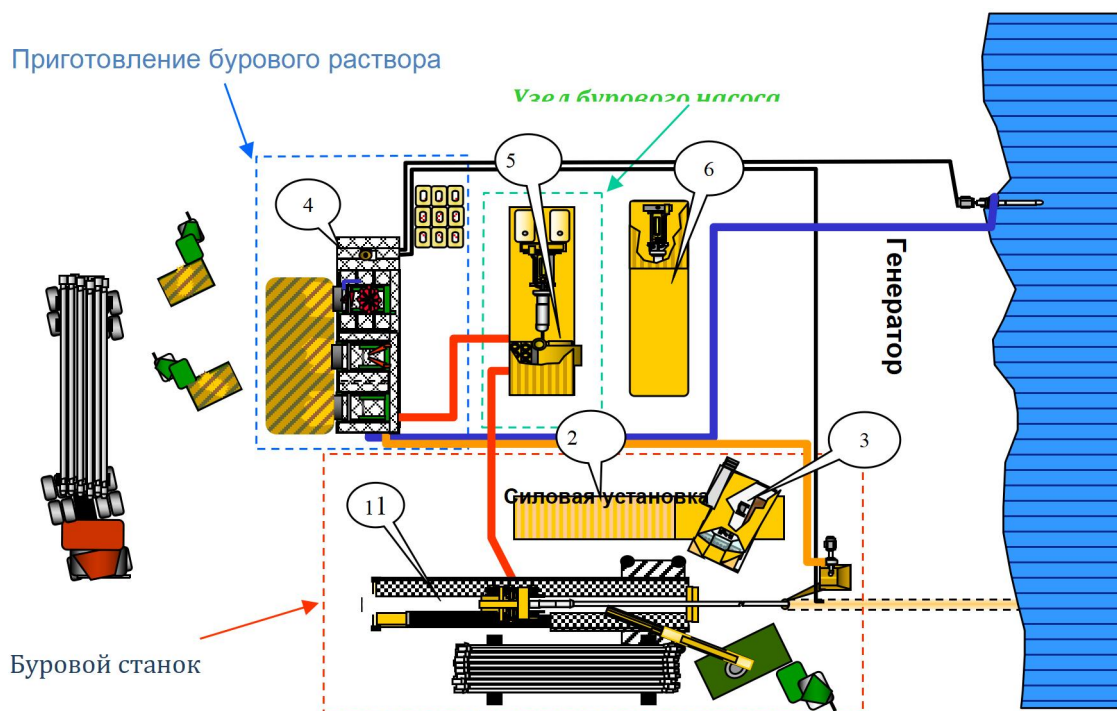


Рисунок 6 - Размещение бурового оборудования на входной стороне, включая буровой станок (1), силовую установку (2), кабину оператора (3), систему циркуляции бурового раствора (4), буровой насос (5) и генератор (6)

Схема размещения оборудования на выходной стороне будет зависеть от диаметра дюкера, протяженности перехода, а также потребности в наращивании дюкера. При большом диаметре дюкера и протяженности перехода также понадобятся толкатель дюкера и лебедка.

### Компоновка оборудования для ГНБ

Оборудование для ГНБ обычно размещается на двух основных площадках. Первая по важности площадка находится на входной стороне, где сосредоточена основная масса оборудования. На выходной же стороне размещается вспомогательное оборудование, используемое при расширении ствола скважины в обратном направлении, и осуществляется сборка дюкера перед его затаскиванием в скважину. К числу основных компонентов оборудования для ГНБ относятся буровой станок, буровой насос, система контроля содержания

твердой фазы в буровом растворе и буровые снаряды для проходки пилотной скважины, расширения ее ствола и протаскивания дюкера.

### Буровой станок

Буровой станок подразделяется на 4 компонента. К ним относятся собственно буровой станок, система анкеровки, кабина оператора и силовая установка. Буровой станок позволяет вращать бурильную колонну и выполнять операции по проталкиванию и протаскиванию скважинного инструмента. Пилотная скважина обычно пробуривается с помощью струйного долота, принцип действия которого основан на разрушении породы под гидравлическим воздействием бурового раствора по мере продвижения бурового снаряда вперед. Однако при бурении в твердых породах используется трехшарошечное долото, оказывающее на забой механическое воздействие при вращении с заданным

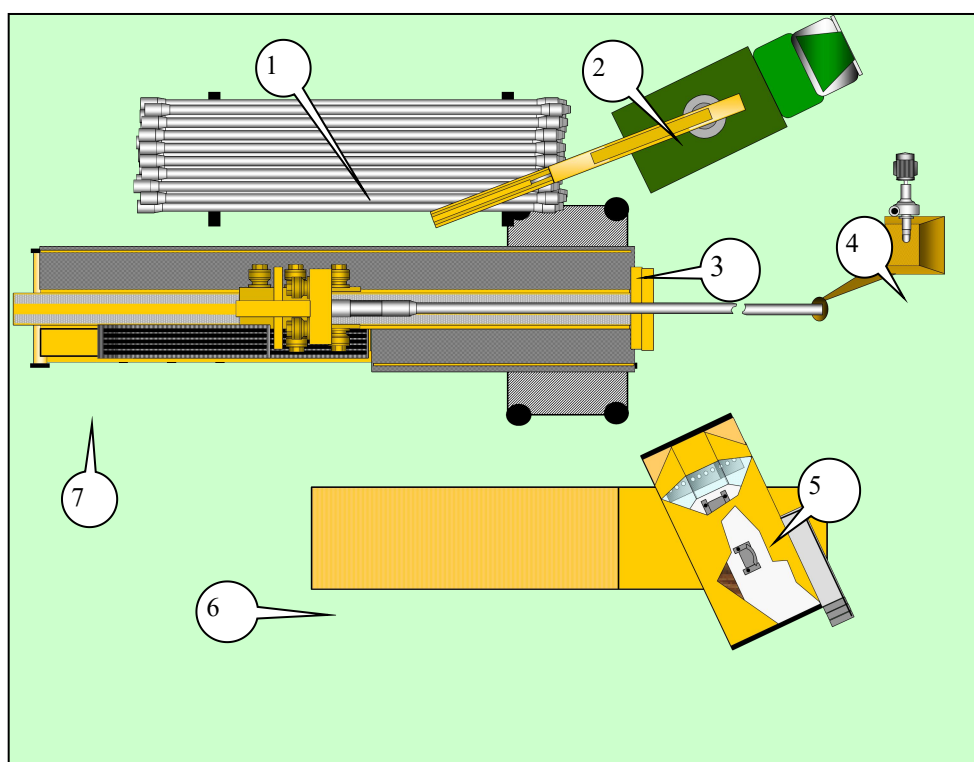


Рисунок 7 - Типовая схема компоновки бурового станка, включая бурильную трубу (1), автокран (2), анкер (3), грязеотстойник (4), кабину оператора (5), силовую установку (6) и собственно буровой станок (7)

крутящим моментом, обеспечиваемом буровым станком. Буровой станок также позволяет вращать летучие резцы или шарошечные расширители при расширении ствола скважины перед протаскиванием дюкера. И, наконец, с

помощью бурового станка выполняется завершающая операция по протаскиванию дюкера через скважину с выходной стороны на входную [19].

### **Буровой насос**

В процессе бурения нужно обеспечивать высокое давление и большие объемы бурового раствора для разрушения породы и выноса обломков выбуренной породы на поверхность. В состав оборудования для ГНБ входит трехцилиндровый буровой насос, обеспечивающий высокое давление и большие объемы бурового раствора. Тем самым обеспечивается необходимая гидравлическая мощность для разрушения породы. Буровой раствор под нужным давлением и в нужном количестве используется для разрушения породы через струйное долото или приводя в действие забойный турбинный двигатель (турбобур) при бурении трехшарошечным долотом. В том или ином случае обломки выбуренной породы (буровой шлам) выносятся из скважины через кольцевое пространство оптимальным объемом бурового раствора. Буровой насос можно регулировать на оптимальное давление и объем. Насос объемного типа и состоит из отдельных блоков на стороне всасывания и нагнетания.



Рисунок 8 - Узел бурового насоса

### **Система контроля содержания твердой фазы в буровом растворе**

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
Изм.	Лис.	№ док.	Подпись	Лит		51

В состав системы контроля содержания твердой фазы в буровом растворе входят емкости (резервуары) для приготовления исходного бурового раствора.



Рисунок 9 - Система контроля содержания твердой фазы в буровом растворе

Кроме того, когда буровой раствор возвращается на поверхность через кольцевое пространство, с помощью этой системы из него удаляются твердые частицы и он готов к рециркуляции. Иными словами, система позволяет придавать буровому раствору необходимые свойства и регенерирует его для дальнейшего использования. Она служит в качестве емкости для приготовления бурового раствора, его хранения и очистки. Она также обеспечивает необходимый запас бурового раствора в ситуациях, когда его нужно использовать в больших количествах.

### **Бурильная колонна**

На бурильную колонну приходится наиболее значительная часть вкладываемых в ГНБ средств каждым подрядчиком, поэтому научить персонал правильной и безопасной эксплуатации этого компонента бурового оборудования приобретает особую важность. С конструктивной точки зрения, бурильные колонны претерпели значительные изменения с середины двадцатых годов. Такой технический прогресс, однако, был достигнут немалой ценой – ценой, оплаченной буровыми подрядчиками за оставленные в скважине трубы и изготовителями за дорогостоящие исследования и разработки. Нет никакого сомнения, что в пересчете на единицу веса, бурильная колонна самый дорогой

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
Изм.	Лис.	№ док.м.	Подпись	Лам		52

компонент бурового оборудования, поэтому на нее следует смотреть не как на какие то старые ржавые трубы с резьбой на обоих концах, а как на ценный, тщательно разработанный скважинный инструмент, заслуживающий самого заботливого ухода и большого уважения из всего оборудования.

В ГНБ принято использовать несколько разных компоновок или конфигураций бурильной колонны. В зависимости от поставленных задач в ее состав могут входить те или иные переводники и другие виды скважинного инструмента. Многие из уникальных переводников и прочих компонентов из одной конфигурации могут использоваться и в других. Однако в каждой компоновке присутствуют компоненты, годные для выполнения конкретных операций. Для решения конкретных задач используется целый ряд специализированных компонентов бурильной колонны.

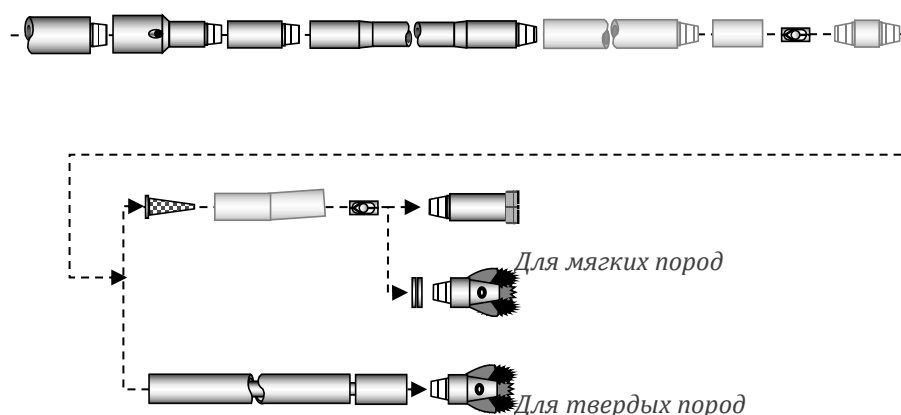


Рисунок 10 - Типовая компоновка бурильной колонны для проходки пилотной скважины

В ГНБ используется специальная промывочная жидкость на водной основе, содержащая бентонит. Бентонит представляет собой добываемую в карьерах и специально обрабатываемую глину, которая встречается в естественном состоянии и обладает способностью набухать в 3-4 раза при смешивании с водой. Промывочная жидкость или буровой раствор охлаждает и смазывает долото, обеспечивает гидравлическую мощность для разрушения мягких пород и приводит во вращение турбобур, оказывающий механическое воздействие на породу через долото. Буровой раствор обладает заметной вязкостью, благодаря которой обломки выбуренной породы (буровой шлам)

поддерживаются во взвешенном состоянии и выносятся на поверхность. Таким образом обеспечивается чистота скважины и предотвращается накопление бурового шлама, что может привести к чрезмерному увеличению крутящего момента и гидравлического сопротивления в процессе бурения. Буровой раствор также стабилизирует стенки скважины и не дает им обрушаться. Поэтому ствол скважины нужно рассматривать не как незаполненное пространство, а какместилище закачиваемого бентонитового шлама. Буровой раствор в стволе скважины создает гидростатический напор, в результате которого ее стенки все время находятся под давлением и поэтому не обрушиваются. Следовательно, буровой раствор является неотъемлемой составляющей процесса бурения.

Таблица 2.4 - Характеристика реагентов

Название реагента	Краткая характеристика и назначение реагента
Бентонит (глина)	Структурообразователь, отвечает за образование структуры-рованного раствора. Выход раствора не менее 35 м3 с тонны
NGS polymer - 50	Контроль водоотдачи
LUBRIOL	Смазочная добавка

На этапе бурения пилотной скважины необходимо создать условия для закрепления песка. Использовать физико-химические методы для предотвращения образования сальников на инструменте.

Таблица 2.5 - Свойства раствора

Параметр	Величина
Плотность раствора, кг/м	1040 - 1060
Условная вязкость по АНИ, сек.	70 - 85
Пластическая вязкость, сПз	6-10
ДНС, дПа	15-30
СНС 1/10, дПа	60/ 90
Водоотдача по АНИ, см /30мин	5-10
Содержание частиц размером более 75 мкм, %	до 1
рН	8 - 10

Основное внимание уделяется смазывающей способности бурового раствора. Необходимо добиться снижения коэффициента трения до 0,2-0,25 [19].

Таблица 2.6 - Свойства раствора

Параметр	Величина
Плотность раствора, кг/м	1040 - 1060
Условная вязкость по АНИ, сек.	60-70
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-90
СНС 1/10, дПа	80/ 100
Водоотдача по АНИ, см /30мин	9
Содержание частиц размером более 75 мкм, %	до 1
рН	8 - 10

В процессе выполнения работ по бурению скважин важное значение имеет использование эффективного бурового раствора, обеспечивающего надежный и безопасный процесс. Одним из ключевых параметров качества бурового раствора является его смазывающая способность, определяемая прочностью фильтрационной корки. Кроме того, способность смазывать уменьшает коэффициент трения при высоких нагрузках.

Для контроля качества бурового раствора используется комплект полевой лаборатории, соответствующий стандартам API, который входит в комплект бурового комплекса. Полученные результаты измерений свидетельствуют о качестве работы системы приготовления и регенерации бурового раствора, а также могут использоваться при необходимости корректировки его состава.

Квалифицированные специалисты осуществляют контроль качества бурового раствора, что позволяет обеспечить безопасность процесса бурения и повысить эффективность работы. В зависимости от конкретных условий на объекте производства работ, может быть рассмотрен вопрос о внесении дополнительных добавок, таких как полимеры, или изменении вязкости бурового раствора.

### Специальное оборудование



Для выполнения работ по ГНБ в полном объеме могут потребоваться разные виды вспомогательного оборудования. В частности, возникает необходимость в большом генераторе для обслуживания системы контроля содержания твердой фазы в буровом растворе, кран для размещения отдельных компонентов бурового оборудования и переноса бурильных труб на буровой станок в процессе бурения. Также нужно предусмотреть прицеп для перевозки бурильной колонны по мере необходимости.

Для земляных работ, связанных с копанием грязеотстойника, прямка для анкера бурового станка и т. п., используются обратные лопаты или скиповые подъемники. Вилочные погрузчики используются для подвоза поддонов с бентонитом на участок приготовления бурового раствора, а также для транспортировки самых разнообразных грузов, доставляемых на строительный участок.

### **Личный состав**

Помимо оборудования для выполнения работ по ГНБ требуется личный состав, включающий в себя специалистов разного профиля. Сюда входят производитель работ, навигатор, специалист по буровым растворам, бурильщик, его помощник, старший рабочий, оператор оборудования (например, машинист крана), механик и рабочий. Производитель работ осуществляет общее руководство работами на строительном участке. Навигатор нужен только на этапе бурения пилотной скважины для обеспечения расчетной траектории скважины. Специалист по буровым растворам отвечает за работу системы циркуляции бурового раствора и обеспеченность всех этапов работ по выполнению перехода буровым раствором надлежащего состава в нужном количестве. Бурильщик отвечает за работу бурового станка на всех этапах. Его помощник осуществляет уход за буровым станком, перенимает у него опыт работы и взаимодействует со старшим рабочим на разных этапах. Старший рабочий отвечает за правильную сборку бурильной колонны и протягивание провода к навигационному зонду. Рабочий же не имеет каких либо определенных обязанностей и используется по необходимости [21].

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
						56
Изм.	Лис.	№ док.	Подпись	Лам		



Во время бурения пилотной скважины оба рабочих и помощник бурильщика находятся у бурового станка: двое из них стоят у тисков и занимаются свинчиванием труб, а третий направляет бурильную трубу в сменный шпиндель и подсоединяет провод к навигационному зонду. Во время расширительных работ приготовлением бурового раствора в основном занимается рабочий. Во время протаскивания дюкера он может понадобиться на выходной стороне для сборки труб. Механик занимается ремонтом оборудования, если в этом возникает необходимость, однако и другие члены бригады должны уметь производить тот или иной вид мелкого ремонта. Оператор (или операторы) оборудования может (могут) понадобиться для управления любым видом вспомогательных средств, таких как, например, автокран, вилочный погрузчик, скиповый погрузчик, грейдер или лебедка. На переходах большой протяженности может быть одновременно занято до 18 человек.

Таблица 2.7 – Буровое оборудование для прокладки нефтепровода через водную преграду

№	Наименование	Техническая характеристика	Изображение
1	Буровая установка «Robbins 18030»	Скорость вращения ствола: 85,00 об/мин Крутящий момент: 54 200,00 Н* М Угол наклона: 11,00-18,00 ° Усилие проходки/вытягивания: 81 720,00 кг	
2	Трубоукладчик KOMMATSU D155»	Мощность двигателя, л.с. - 320 Вес, кг - 45800 Грузоподъемность, кг - 70000	

3	Экскаватор «Hitachi zx330»	Объем ковша - 1,4 куб. м, Длина стрелы - 6,4 м, Мощность двигателя - 275 л.с.	
4	Бульдозер Т-170	<p>Марка двигателя – Д160</p> <p>Мощность силовой установки – Д160 (160 л.с.)</p> <p>Номинальные обороты – 1070 об/мин.</p> <p>Расход топлива – 158 г. (л.с./ч.)</p> <p>Колея – 1880 мм.</p> <p>Тяговый класс – 10 тс.</p> <p>Габариты длина/ширина/высота – 4600/2480/3180 мм.</p> <p>Давление на грунт – 0,076 МПа.</p> <p>Снаряженная масса – 15990 кг.</p>	

					Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения	Лис.
Изм.	Лис.	№ док.им.	Подпись	Лам		58

### 3. Расчетная часть

#### 3.1 Расчет продольного профиля ствола скважины

Продольный профиль ствола скважины при выбранном методе бурения представлен кривой полого типа, которая состоит из участков как прямолинейных, так и криволинейных, имеющих определенные радиусы, зависящий от радиуса естественного изгиба трубопровода, который переносят через речные преграды.

Углы входа и выхода головки бурильной установки, с точки зрения горизонта, длина участков прямолинейного и криволинейного характера, а также радиусы изгибов должны быть отражены в чертежах, которые размещены в Рабочем проекте, на основании которого проводят бурение пилотной скважины.

С целью проведения описания профиля скважины приводят параметры, которые служат целью определение скважинного профиля, среди которых считают углы входа и выхода бурильного инструмента, длины участков и радиусы искривления.

Для проектируемой скважины радиус изгиба должен быть равен значению, который равен значению радиуса упругого изгиба укладываемого нефтепровода или более этого значения.

Минимально допустимые радиусы упругого изгиба, обеспечивающие прокладку трубопроводов без опасных напряжений в стеках трубы, должны соответствовать формуле:

					ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ			
Изм	Лист	№ док-м	Подпись	Дат				
Разраб.		Кремнёв Р.И.			Расчетная часть	Лист	Лист	Листов
Рик-овод.		ИИадрина					59	100
Рик-ль		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

$$R_{\min} = 1200 \cdot D_n,$$

где  $R_{\min}$  – радиус минимального изгиба трубопровода, м;

$D_n$  – наружный диаметр трубопровода.

Проектная величина заглубления трубопровода составляет не менее 3 м от линии предельного размыва русла реки и не менее 8 м от наименьшей отметки дна.

### 3.2 Расчет длины скважины трубопровода

Для определения расстояния и между точками входа и выхода трубопровода в горизонтальной проекции и общей длины трубопровода, укладываемого способом ННБ, необходимо найти ширину прогнозируемого профиля размыва по верху и по низу  $B_n$  и  $b_n$  соответственно:

- ширина зеркала воды  $B_0 = 46,5$  м;
- ширина русла между береговыми кромками  $B_1 = 68$  м;
- прогнозируемые величины отступления береговых склонов:
- левого  $\Delta Bp_1 = 1$  м;
- правого  $\Delta Bp_2 = 0,1$  м;
- заложения откосов береговых склонов:
- левого  $m_1 = 0,214$ ;
- правого  $m_2 = 0,0922$ ;
- прогнозируемая глубина размыва дна от наименьшей его отметки  $\Delta h_p = 0,1$

м.

Ширина проектного профиля размыва по верху,  $B_n$ , м,

$$B_n = B_1 + \Delta Bp_1 + \Delta Bz_1 + \Delta Bp_2 + \Delta Bz_2,$$

Где  $B_1$  – ширина русла между бровками берегов м;

					Расчетная часть	Лис
						60
Изм.	Лис	№ док-м.	Подпись	Лам		

$\Delta B_{p1}, \Delta B_{p2}$  – прогнозируемые величины отступления береговых склонов по материалам инженерных изысканий и гидролого-морфологического анализа руслового процесса, м;

$\Delta B_{з1}, \Delta B_{з2}$  – запасы к прогнозируемым значениям отступления берегов, м;

$\Delta B_{з1}$  должен удовлетворять условию,

$$\Delta B_{з1} > m_1 \cdot \Delta h_з,$$

где  $m_1$  – заложения откоса берегового склона; 0,214;

$\Delta h_з$  – запас к прогнозируемой глубине размыва дна, м;

$$\Delta h_з = 2 \cdot D_n,$$

$D_n$  – наружный диаметр нефтепровода, м;  $D_n = 1,22$  м;

$$\Delta h_з = 2 \cdot 1,22 = 2,44 \text{ м}$$

$$\Delta B_{з1} > 0,214 \cdot 2,44 \text{ м},$$

$$\Delta B_{з1} > 0,522 \text{ м}.$$

Принимаем  $\Delta B_{з1} = 0,522$  м.

$\Delta B_{з2}$  должен удовлетворять условию,

$$\Delta B_{з2} > m_2 \cdot \Delta h_з,$$

где  $m_2$  – заложения откосов береговых склонов; 0,0922;

$$\Delta B_{з2} > 0,0922 \cdot 2,44 \text{ м},$$

$$\Delta B_{з2} > 0,22 \text{ м}$$

Принимаем  $\Delta B_{з1} = 0,3$  м.

$$B_n = 68 + 1 + 0,6 + 1 + 0,3 = 70,9 = 71 \text{ м}$$

Ширина проектного профиля размыва по низу  $b_n$ , м,

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ док-м.	Подпись	Дат		61

$$b_n = B_n - H_1 \cdot m_1 - H_2 \cdot m_2,$$

Где  $H_1$  – разница высот наинизшей отметки профиля размыва относительно высоты левого берега, м;

$$H_1 = H_{б1} + \Delta h_p + \Delta h_z,$$

где  $H_{б1}$  – высота левого берега относительно наинизшей отметки дна, м;

$$H_{б1} = D_1 - D_0,$$

где  $D_1$  – высотная отметка левого берега, м; 128,87 м;

$D_0$  – высотная отметка дна БС, 97,35 м.

$$H_{б1} = 128,87 - 97,35 = 31,52 \text{ м}$$

$$H_1 = 31,52 + 0,5 + 2,84 = 34,86 \text{ м}$$

$H_2$  – разница высот наинизшей отметки профиля размыва относительно высоты правого берега, м;

$$H_2 = H_{б2} + \Delta h_p + \Delta h_z,$$

где  $H_{б2}$  – высота правого берега относительно наинизшей отметки дна, м;

$$H_{б2} = D_2 - D_0,$$

где  $D_2$  – высотная отметка правого берега, 109,22 м;

$$H_{б2} = 109,22 - 97,35 = 11,87 \text{ м}$$

$$H_2 = 11,87 + 0,5 + 2,84 = 15,21 \text{ м}$$

$$b_n = 71 - 34,86 \cdot 0,214 - 15,21 \cdot 0,0922 = 49 \text{ м}$$

Радиус кривой искусственного изгиба трубопровода,  $R_k$ , м;

$$R_k > R_{\min},$$

где  $R_{\min}$  – радиус минимального изгиба трубопровода, м;

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ доким.	Подпись	Лат		62

$$R_{min} = 1200 \cdot D_H,$$

$$R_{min} = 1200 \cdot 1,22 = 1464 \text{ м}$$

$$R_k = 1500 \text{ м.}$$

Диаметр скважины необходимой для протаскивания трубопровода,  $D_c$ , м,

$$D_c = 1,25 \cdot D_H,$$

$$D_c = 1,25 \cdot 1,22 = 1,5 \text{ м.}$$

Угол скважины в точке 2,  $a_2$ , град,

$$a_2 = \arcsin \frac{b_n}{2R}$$

$$a_2 = \arcsin \frac{41}{2 \cdot 1500} = 0,689^\circ$$

Угол скважины в точке 3,  $a_3$ , град,

$$a_3 = \arcsin \frac{b_n}{2R}$$

$$a_3 = \arcsin \frac{41}{2 \cdot 1500} = 0,689^\circ$$

Нижняя точка оси скважины БС,  $HT_c$ , м,

$$HT_c = D_0 - \Delta h_p - \Delta h_z - \left( \frac{D_c}{2} \right) - \frac{b_n - tg a_{2,3}}{2}$$

$$HT_c = 97,35 - 0,5 - 2,84 - \left( \frac{1,8}{2} \right) - \frac{41 - tg 0,689}{2} = 88,35 \text{ м}$$

Угол входа скважины,  $a_4$ , град,

$$a_4 = \arccos \frac{R - (D_2 - HT_c)}{R}$$

$$a_4 = \arccos \frac{1500 - (109,22 - 92,86)}{1500} = 7,8^\circ$$

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ док-м.	Подпись	Лит		63

Угол выхода скважины,  $a_1$ , град,

$$a_1 = \arccos \frac{R - (D_1 - HTc)}{R}$$

$$a_1 = \arccos \frac{1464 - (128,87 - 92,86)}{1464} = 11,7^\circ$$

Протяженность от нижней точки оси скважины до входа скважины по горизонтальной проекции,  $L_{п, вх}$ , м,

$$L_{n,bx} = (R - (D_2 - HTc)) \cdot tg a_4$$

$$L_{n,bx} = (1464 - (109,22 - 92,86)) \cdot tg 8 = 228 \text{ м}$$

Расстояние между точками входа и выхода трубопровода (горизонтальная проекция),  $L$ , м,

$$L = L_{n,bx} + L_{n.вых}$$

$$L = 233 + 349 = 582 \text{ м}$$

Общая протяженность бурения скважины,  $S$ , м,

$$S = \frac{\pi \cdot 2R \cdot (a_1 + a_4)}{360}$$

$$S = \frac{3,14 \cdot 2 \cdot 1500 \cdot (11,7 + 7,8)}{360} = 584 \text{ м}$$

Скважина состоит из одного криволинейного участка по дуге окружности.

Вход в скважину происходит под углом  $a_4 = 7,8^\circ$  к плоскости горизонта, длина участка  $S = 582$  м по дуге окружности с радиусом  $R = 1500$  м с выходом на поверхность под углом  $a_1 = 11,7^\circ$  плоскости горизонта.

Согласно произведенным расчетам, строительство ППМТ диаметром 1220 мм при радиусе искусственного изгиба трубопровода равном 1500 м, что является более радиуса упругого изгиба трубопровода данного диаметра, по

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ док-м.	Подпись	Дат		64



геометрическим параметрам на реке бестраншейным методом строительства возможно. Длина скважины бурения по оси составила 584 м, что является приемлемым. Для данной длины скважины возможно выбрать установку наклонно-направленного бурения Robbins 18030 способную разбуривать скважину до диаметра 1800 мм, и длиной бестраншейного участка до 1830 м.

### 3.3 Строительство подводного перехода

Заблаговременно до начала протаскивания должен быть выполнен комплекс сварочно-монтажных работ по подготовке дюкера трубопровода. Трубы с заводским изоляционным покрытием должны быть доставлены на монтажную площадку, смонтированы и сварены в единую плеть. Все трубы и сварочные материалы должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие качество и соответствие требованиям техдокументации.

После сварки трубопровода должен быть произведен 100% радиографический контроль сварных стыков с использованием рентгеновских аппаратов и источников радиоактивного излучения в соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82. Результаты проверки стыков должны быть оформлены в виде заключений.

Сварные стыки должны быть заизолированными термоусадочными манжетами, устанавливаемые на эпоксидный праймер.

### 3.4 Расчет толщины стенки

Подземные трубопроводы следует проверять на прочность, деформативность и общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия.

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лат		65

Толщину стенки трубы находят, исходя из нормативного значения временного сопротивления на разрыв, диаметра трубы и рабочего давления с использованием предусмотренных нормами коэффициентов СНиП III-42-80\*.

Расчетная толщина стенки труб,  $\delta$ , см:

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

Где  $n$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе,  $n=1,15$ ;

$P$  – внутреннее давление в трубопроводе, МПа;  $P = 11,8$  МПа;

$D_H$  – наружный диаметр трубопровода, см;  $D_H = 122$  см;

$R_1$  – расчетное сопротивление металла труб растяжению, МПа;

$$R_1 = \frac{m \cdot R_1^H}{k_1 \cdot k_H},$$

Где  $R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению металла труб, 827 МПа;

$m$  – коэффициент работы трубопровода, 0,75;

$k_1$  – коэффициенты надежности по материалу,  $k_1=1,34$ ;

$k_H$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода,  $k_H=1,15$ ;

$$R_1 = \frac{827 \cdot 0,75}{1,34 \cdot 1,15} = 402,5 \text{ МПа}$$

Расчетное сопротивление материала трубы сжатию,  $R_2$ , МПа,

$$R_2 = \frac{m \cdot R_2^H}{k_2 \cdot k_H}$$

Где  $R_2^H$  – нормативное сопротивление сжатию металла труб, 690 МПа;

$k_2$  – коэффициент надежности по материалу,  $k_2=1,15$ ;

$$R_2 = \frac{690 \cdot 0,75}{1,34 \cdot 1,15} = 375 \text{ МПа}$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 11,8 \cdot 122}{2(402,5 + 1,15 \cdot 11,8)} = \frac{1655,54}{830,9} = 2,0 \text{ см}$$

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лист		66

Толщину стенки труб, определенную по формулам, следует принимать не менее  $1/140 D_H$ , но не менее 4 мм для труб с Ду свыше 200 мм. Принимаем предварительное значение толщины стенки  $\delta = 29,7$  мм.

Внутренний диаметр трубопровода  $D_{BH}$ , мм,

$$D_{BH} = D_H - 2\delta$$

$$D_{BH} = 1220 - 2 \cdot 29,7 = 1160 \text{ мм}$$

Проверка на осевые сжимающие напряжения в трубопроводе,  $\sigma_{пр.N}$ , МПа,

$$\sigma_{пр.N} = -aE\Delta t + \mu \frac{n p D_{BH}}{2\delta},$$

Где  $a$  – коэффициент линейного расширения, град<sup>-1</sup>;  $a = 0,000012$  град<sup>-1</sup>

$E$  – модуль упругости стали, 20600 МПа;

$\Delta t$  – расчетный температурный перепад, равный разности между максимальной температурой эксплуатации и минимальной температурой укладки трубопровода, °С,  $\Delta t = 55$  °С;

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

$$\sigma_{пр.N} = -0,000012 \cdot 206000 \cdot 55 + 0,3 \frac{1,15 \cdot 11,6 \cdot 136}{2 \cdot 2,97} = -46,76 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб  $\Psi_1$ :

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75}$$

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75}$$

Расчётная толщина стенки с учётом влияния осевых сжимающих напряжений,  $\delta$ , см, 1655,54

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(\Psi_1 \cdot R_1 + nP)}$$

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ док.им.	Подпись	Лит		67

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 11,8 \cdot 122}{2(0,937 \cdot 402,5 + 1,15 \cdot 11,8)} = 2,44$$

Принимаем значение толщины стенки  $\delta=29,7$  мм.

Проверка трубопровода на прочность производится по условию:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \Psi_2 \cdot R_1$$

Где  $\Psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб, при  $\sigma_{пр.N} < 0$ , определяем по формуле:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75}$$

Где  $\sigma_{кц}$  – кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления, МПа;  
1641,9

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 11,8 \cdot 121}{2 \cdot 29,7} = 55,8 \text{ МПа}$$

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75}$$

Проверка на прочность подземного трубопровода,

$$55,8 \leq 0,4 \cdot 402,5 ,$$

$$55,8 \leq 160,7$$

Условие проверки прочности подземного трубопровода выполняется.

Следовательно, результаты расчетов принимаем как удовлетворительными.

Длина дюкера назначается с запасом, который компенсирует удлинение скважины в случае выхода бура за проектную отметку в неблагоприятных условиях бурения.

Длина дюкера,  $L_{тб}$ , м:

$$L_{тб} = L + \Delta L,$$

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ док-м.	Подпись	Лист		68

Где  $\Delta L$  – запас, который компенсирует удлинение скважины в случае выхода бура за проектную отметку в неблагоприятных условиях бурения, 20 м;

$$L_{тб} = 582 + 20 = 602 \text{ м}$$

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ доким.	Подпись	Лат		69

## 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ

#### 4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальные потребители определяются как компании, которые занимаются добычей и транспортировкой нефти, для которых строительство нефтепровода является актуальной задачей.

Транспортировка нефти является процессом, который позволяет реализовать перемещение нефти на длительные расстояния, в связи с чем, строительство магистрального нефтепровода является важной частью системы доставки добытой нефти от месторождения до потенциального потребителя.

В таблице 4.1. приведена карта сегментации рынка предоставляемых услуг.

Таблица 4.1 – Карта сегментации рынка предоставляемых услуг

		Вид деятельности	
		Межпромысловая перекачка	Магистральный транспорт нефти
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

Как видно из представленных данных мелкие и средние компании выступают в качестве основных сегментов рынка.

					ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ			
Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дат.				
Разраб.		Кремнёв Р.И.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Рисовод.		Ильдрина					69	97
Рис-ль		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

Продвижение продукта разработки - технологии строительства магистрального нефтепровода через водные преграды – направлено на средние и мелкие нефтяные компании.

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений рассчитывается по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i$$

Где  $B_i$  – балл  $i$  показателя;

$B_i$  – вес показателя;

$K$  – конкурентоспособность научной разработки.

Ниже в таблице 4.2 приведена оценочная карта для решения, представленного в рамках данной работы.

Таблица 4.2 - Оценочная карта конкурентноспособности

Критерии оценки	Вес критерий	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>
Технические критерии оценки							
Повышение производительности труда	0,03	2	3	3	0,25	0,20	0,35
Надежность	0,10	2	2	3	0,2	0,2	0,2
Безопасность	0,20	3	4	3	0,3	0,3	0,4
Энергоэффективность	0,20	3	5	3	0,75	0,25	0,10
Техническая база	0,04	2	3	4	0,15	0,25	0,10
Экономические аспекты критерий для оценки эффективности							
Цена	0,03	2	5	4	0,2	0,2	0,2
Предполагаемый срок эксплуатации	0,10	3	4	5	1	0,5	0,8
Уровень проникновения на рынок	0,20	5	2	3	0,70	1	0,8
Итого	1	22	28	28	3,55	2,9	2,95

В качестве  $K_1$  рассматривается технология ГНБ, в качестве  $K_2$  – технология ННБ.

Большой показатель для ННБ говорит о том, что в условиях речной системы Томской области, в рамках данной работы, ННБ является более конкурентоспособным.

### 4.1.3 SWOT-анализ

Матрица для выполнения SWOT-анализа представляет собой оценку сильных и слабых сторон проекта, а также возможности угрозы.

Ее разработка осуществляется в два этапа.

Данные первого этапа представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Матрица для проведения SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С1 – строительство через преграды в виде речных систем</p> <p>С2 – варьирование технических средств</p> <p>С3 – строительство через любые речные системы</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1 – большие материальные затраты на строительство</p> <p>Сл2 – Влияние речных особенностей на процесс строительства</p> <p>Сл3 – Конкурентные решения</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1 – Использование при строительстве через речные преграды</p> <p>В2 – Появление дополнительного спроса</p> <p>В3 – Увеличение площади охвата системы магистрального нефтепровода</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1 – ужесточение требований законодательства на государственном уровне</p> <p>У2 – рост стоимости работы и материалов в связи с нестабильной экономической ситуацией в стране</p> <p>У3 – повышение конкуренции</p>		



На следующем этапе проведено выявление как слабых, так и сильных сторон исследования в рамках данной ВКР со стороны внешних условий окружающей среды. На основании проведенного анализа выявляется необходимость проведения изменений в стратегии деятельности предприятия. В таблице 4.4 представлена интерактивная матрица проекта.

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
		C1	C2	C3
Возможности	B1	+	0	+
	B2	0	+	0
	B3	+	0	-
Результаты B1C1C3, B2C2, B3C1				
Угрозы	Y1	+	0	0
	Y2	0	+	-
	Y3	+	0	-
Результаты Y1C1, Y2C2, Y3C1				
Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3
Возможности	B1	+	0	0
	B2	0	-	0
	B3	0	-	0
Результаты B1Сл1,				
Угрозы	Y1	+	0	0
	Y2	0	0	0
	Y3	0	-	0
Результаты Y1Сл1				

Следующий этап включает сопоставление данных предыдущих таблиц, чтобы выявить основные проблемы и возможности, с которыми может столкнуться проект строительства магистрального нефтепровода через водные преграды.

Данные представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С1 – строительство через преграды в виде речных систем</p> <p>С2 – варьирование технических средств</p> <p>С3 – строительство через любые речные системы</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1 – большие материальные затраты на строительство</p> <p>Сл2 – Влияние речных особенностей на процесс строительства</p> <p>Сл3 – Конкурентные решения</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1 – Использование при строительстве через речные преграды</p> <p>В2 – Появление дополнительного спроса</p> <p>В3 – Увеличение площади охвата системы магистрального нефтепровода</p>	<p>1. Продолжение исследований, которые могут помочь усовершенствовать предлагаемую технологию строительства</p> <p>2. Разработка оптимальной технологии строительства для каждого вида реки с определенными общими параметрами</p>	<p>1. Поиск лиц, которые могут быть заинтересованы в развитии и совершенствовании данной технологии</p> <p>2. Проведение дополнительных исследований по изучению влияния показателей речных система на процесс строительства</p> <p>3. Упрощение ряда операций с помощью новых разработанных технологий</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1 – ужесточение требований законодательства на государственном уровне</p> <p>У2 – рост стоимости работы и материалов в связи с нестабильной экономической ситуацией в стране</p> <p>У3 – повышение конкуренции</p>	<p>1. Отслеживание изменений в законодательстве РФ</p> <p>2. Оценка возможности использования доступных аналогов без потери качества строительства</p>	<p>1. Замена действующего оборудования на оборудование с более низкой стоимости</p> <p>2. Развитие кадрового потенциала, занятого в строительстве нефтепровода через речные преграды</p>

В результате проведенного SWOT-анализа для проекта можно отметить высокие материальные затраты, снижение которых может произойти только за счет использования материалов и оборудования с более низкой стоимостью. Из положительных сторон можно отметить высокую актуальность разработки строительства магистрального нефтепровода через водные преграды и ее применение в технологии строительства.

## 4.2 Планирование НИ работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках НИ

Исследовательская работа в рамках данной ВКР проводится при участии руководителя проекта и инженера.

Планирование задач обеспечивает разделение обязанностей между участниками проекта, подсчет заработной платы работников и гарантирует выполнение проекта в установленные сроки.

Последовательность и характер работы, а также назначение исполнителей, представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Распределение среди исполнителей и этапы работ

					Этапы	№	Основные цели работ	Должность	
					Разработка ТЗ	1	Формирование и согласование ТЗ	Руководитель	
					Разработка документов для НИ	2	Изучение регламентирующей технической документации и сбор основных данных по строительству магистральных нефтепроводов	Инженер	
						3	Планирование работ по проекту в соответствии с календарем	Руководитель	
					Теоретические и экспериментальные расчеты	4	Выявление и расчет ключевых параметров нефтепровода при строительстве через речные преграды с учетом параметров реки	Инженер	
						5	Разработка предложений по улучшению технологий строительства	Инженер	
					Оценка полученных	6	Оценка экономической	Инженер	
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				Лис
Изм.	Лис	№ доким.	Подпись	Лит					74

результатов		эффективности	
	7	Анализ результатов исследований	Руководитель, Инженер
Составление документации по результатам исследования	8	Составление пояснительной записки	Ведущий инженер

#### 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения работ определяется по формуле:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{mini} + 2 \cdot t_{maxi}}{5},$$

Где  $t_{min\ i}$  - прогнозируемая трудозатраты на выполнение  $i$ -й работы, чел.-дн.;

$t_{mini\ i}$  - наименьшие возможные трудозатраты на выполнение заданной  $i$ -й работы (оптимистическая оценка: при наилучшем сочетании обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi\ i}$  - наибольшие возможные трудозатраты на выполнение заданной  $i$ -й работы (пессимистическая оценка: при наихудшем сочетании обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из прогнозируемых трудозатрат, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{q_i},$$

Где  $T_{pi}$  - продолжительность  $i$ -й работы, раб. дн.;

$t_{ож\ i}$  - прогнозируемая трудозатраты на выполнение  $i$ -й работы, чел.-дн.;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лит		75

$Ч_i$  - количество исполнителей, одновременно выполняющих одну и ту же работу на  $i$ -м этапе, чел.

В таблице 5.7 представлены результаты в форме календарного плана-графика Ганта выполнения работ в период с апреля по июнь.

Таблица 4.7 - Календарный план-график Ганта

№	Вид работ	Исп.	Календ. дни	Продолжительность выполнения								
				Апрель			Май			Июнь		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение ТЗ для НИ	Р	4									
2	Изучение нормативно-технической документации	И	8									
3	Календарное планирование	Р	3									
4	Определение и расчет основных параметров насоса	И	14									
5	Сравнение результатов с базовыми параметрами	И	10									
6	Разработка рекомендации по модернизации насосов	И	6									
7	Оценка результатов	Р, И	2									
8	Составление пояснительной записки	И	10									

### 4.3 Оценка бюджета на научно-технологическую разработку

#### 4.3.1 Определение материальных расходов для научно-технического исследования

Для проведения научно-технического исследования необходимыми являются материальные расходы.

Материальные расходы, требуемые для данной разработки, записываются в таблицу 4.8. Данные расходы представлены канцелярскими принадлежностями, которые необходимы для разработки и оформления проекта.

Таблица 4.8 - Материальные расходы

Наименование	Единицы измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Затраты на материалы, руб.
Бумага для принтера для распечатки ТЗ	Уп.	1	400,00	400,00
Ручка	Шт.	2	30,00	60,00
Картридж для принтера	Шт.	1	1700,00	1700,00
Итого				2160,00

#### 4.3.2 Заработная плата

Заработная плата состоит из основной и дополнительных заработных плат для инженера и руководителя:

$$B_{зп} = B_{доп} + B_{осн}$$

Дополнительная заработная плата составляет 15-20 % от основной заработной платы.

$B_{осн}$  находится по формуле:

$$B_{осн} = B_{дн} \cdot T_p$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ доким.	Подпись	Лат		77

Где  $B_{\text{дн}}$  - среднедневная оплата, руб.;

$T_p$  - длительность работ, раб. дн.

$$B_{\text{дн}} = \frac{B_m \cdot M}{\Phi_m},$$

Где  $B_m$  - месячный должностной оклад сотрудника, руб.;

$M$  - количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске на 28 рабочих дней  $M = 11$  месяцев, 5-дневная рабочая неделя;

- при отпуске на 56 рабочих дней  $M = 10$  месяцев, 6-дневная рабочая неделя.

$\Phi_m$  - фактический годовой фонд рабочего времени участников проекта, рабочие дни.

Месячный должностной оклад сотрудника:

$$B_m = B_{\text{тс}} \cdot (1 + K_d + K_{\text{пр}}) \cdot K_{\text{п}},$$

Где  $B_{\text{тс}}$  - зарплата согласно тарифной ставке, руб.;

$K_{\text{пр}}$  - премиальный коэффициент, составляющий 0,3 (30% от  $B_{\text{тс}}$ );

$K_d$  - коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

$K_{\text{п}}$  - районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

#### 4.3.3 Дополнительная оплата труда участников исследования

Расходы на дополнительную оплату труда участников проекта учитывают размер доплат, предусмотренных Трудовым кодексом РФ за отклонение от стандартных условий труда, а также выплаты, связанные с предоставлением гарантий и компенсаций.

Дополнительная оплата труда:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лит		78

$$B_{\text{д}} = K_{\text{д}} \cdot B_{\text{осн}}$$

Где  $K_{\text{д}}$  - коэффициент заработной платы, который равен 0,18.

Расчет заработной платы для руководителя:

$$B_{\text{м}} = 39300 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 76635 \text{ руб.}$$

$$B_{\text{дн}} = \frac{76635 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 3153,7 \text{ руб.}$$

$$B_{\text{осн}} = 3153,7 \cdot 6,6 = 20814,4 \text{ руб.}$$

$$B_{\text{д}} = 20814,4 \cdot 0,18 = 3746,6 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера:

$$B_{\text{м}} = 26200 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 51090 \text{ руб.}$$

$$B_{\text{дн}} = \frac{51090 \cdot 10}{365 - 117 - 28} = 2322,7 \text{ руб.}$$

$$B_{\text{осн}} = 2322,7 \cdot 34,3 = 79668,7 \text{ руб.}$$

$$B_{\text{д}} = 79668,7 \cdot 0,18 = 14340,3 \text{ руб.}$$

Данные по расчету сведены в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 - Расчеты заработной платы для исполнителей

Исполнитель	В <sub>тс</sub> , руб	К <sub>пр</sub>	К <sub>д</sub>	К <sub>п</sub>	В <sub>м</sub> , руб.	В <sub>дн</sub> , руб	Т <sub>п</sub> , руб	В <sub>осн</sub> , руб	К <sub>доп</sub> , руб	В <sub>доп</sub> , руб	Итого, руб.
Инженер	26200	0,3	0,2	1,3	51090	3153,7	34,3	79668,7	0,18	14340,3	94009
Руководитель	39300				76635	2322,7	6,6	20814,4		3746,6	24561

#### 4.3.4 Выплаты во внебюджетные фонды

Выплаты во внебюджетные фонды включают в себя установленные законами Российской Федерации ставки взносов на государственное социальное страхование (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и фонд обязательного медицинского



страхования (ФОМС) от суммы оплаты труда сотрудников. Сумма взносов во внебюджетные фонды:

$$B_{\text{вн}} = K_{\text{вн}} \cdot (B_{\text{доп}} + B_{\text{осн}}),$$

Где  $K_{\text{вн}}$  - коэффициент взносов во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и т.д.).

Значение коэффициента взносов во внебюджетные фонды принимается равным 30%.

В таблице 4.10 представлены результаты расчета взносов во внебюджетные фонды для всех участников проекта.

Таблица 4.10 - Взносы во внебюджетные фонды

Исполнитель	Дополнительная заработная плата, руб.	Основная заработная плата, руб.
Инженер	14340,3	79668,7
Руководитель	3746,6	20814,4
Коэффициент взносов во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Инженер	28202,7	
Руководитель	7368,3	

#### 4.3.5 Накладные расходы

Включенные в накладные расходы прочие издержки организации, не учтенные в предшествующих статьях затрат, такие как оплата телекоммуникационных услуг, электричества, интернет-соединения и т.п.

Накладные расходы:

$$B_{\text{накл}} = (\text{сумма статей} \div 5) \cdot K_{\text{нр}}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Лит		80

Где  $K_{нр}$  - коэффициент, который учитывает накладные расходы, принимаются в размере 16%.

$$B_{накл} = (B_{м} + B_{об} + B_{осн} + B_{доп} + B_{внеб}) \cdot 0,16$$

#### 4.3.6 Бюджет и затраты НИ проекта

$$B = (1968 + 438811 + 100483,1 + 18086,9 + 35571) \cdot 0,16 = 95187,2 \text{ руб.}$$

Таблица 4.11 - Бюджет на проведение работ

Наименование статьи	Сумма, руб.
Материальные затраты	1968
Затраты по основной заработной плате	100483,1
Затраты по дополнительной заработной плате	18086,9
Отчисления во внебюджетные фонды	35571
Накладные расходы	95187,2
Итого	690107,2

#### 4.4 Ресурсоэффективность проекта

Оценка эффективности основывается на расчете интегрального показателя эффективности научного исследования. Он связан с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсной эффективности.

Интегральный финансовый показатель исследования определяется в виде:

$$I_{фин}^{инс} = \frac{\Phi_{п}}{\Phi_{тах}}$$

Где  $I_{фин}$  - интегральный показатель;

$\Phi_{п}$  - стоимость исполнения;

$\Phi$  - максимальная стоимость НИ.

Для проекта стоимость исполнения:

$$I_{фин}^{цнс} = \frac{\Phi_{п}}{\Phi_{max}} = \frac{690107,2}{690107,2} = 1$$

Интегральный показатель ресурсной эффективности для разных вариантов выполнения исследовательского объекта может быть определен следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

Где  $I_{pi}$  - интегральный показатель ресурсной эффективности;

$a_i$  - весовой коэффициент разработки;

$b_i$  - экспертная оценка разработки, определенная на основе выбранной шкалы оценивания.

Таблица 4.12 - Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Вес. коэффициент	Проект
Безопасность	0,2	4
Надежность	0,2	5
Долговечность	0,2	5
Удобство в эксплуатации	0,1	5
Ремонтопригодность	0,1	4
Энергоэкономичность	0,2	5
Итого	1,0	

Расчет ресурсоэффективности:

$$I=0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,7$$

Интегральный коэффициент эффективности различных вариантов выполнения проекта ( $I_{исп}$ ) рассчитывается на основе интегрального показателя ресурсной эффективности и интегрального финансового показателя, используя формулу:

$$I_{исп} = \frac{I_{р-исп}}{I_{цнс\ фин}}$$

$$I = \frac{I_{р-исп}}{I_{цнс\ фин}} = \frac{4,7}{1} = 4,7$$

Сопоставление интегральных показателей эффективности разных вариантов выполнения проекта даст возможность определить относительную эффективность проекта и выбрать наиболее подходящий вариант из предложенных. Относительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{ср}$ ):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп}}{I_{исп.мин}}$$

$$\mathcal{E} = \frac{4,7}{4,5} = 1,04$$

Таблица 4.13 - Интегральные показатели

Показатели	Проект
Интегральный финансовый показатель разработки	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7
Интегральный показатель эффективности	4,7

Таким образом, по разделу были получены данные, что бюджет на проведение работ составил 690107,2 руб. Интегральный финансовый показатель разработки составил 4,7. Проект аналогов не имеет, поэтому показать сравнительную эффективность не предоставляется возможным.

## 5. Социальная ответственность

В данном разделе ВКР на тему «Организация работ при применении бестраншейной технологии прокладки нефтепровода через водные преграды» проводится анализ вредных и опасных производственных факторов, которые имеют воздействие на объекте строительства магистрального газопровода через водные преграды.

Магистральные нефтепроводы являются опасными производственными объектами, в связи с чем, строительство нефтепроводов, отвечающих всем требованиям законодательства, предъявляемым к таким объектам, является основной задачей при их строительстве.

Приводится изучение вопросов, связанных с опасными и вредными производственными факторами, которые оказывают влияние на работника в условиях строительства магистрального нефтепровода через водные преграды.

В качестве рабочей зоны при строительстве магистрального газопровода рассматриваются полевые условия в районе речной системы.

Климат участка строительства относится к резко-континентальным областям с суровой, длительной зимой и жарким летом. Кроме того, строительство объекта осуществляется на болотистой и обводненной местности, что также предопределяет разработку необходимых мер охраны труда.

### 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасной работы

При строительстве магистрального нефтепровода, работники, занятые на площадке, доставляются на рабочее место и работают вахтовым методом.

					ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ			
Изм	Лист	№ док-м.	Подпись	Дат				
Разраб.		Кремнёв Р.И.			Социальная ответственность			
Риковод.		Ишадрина						
Рик-ль		Чухарева Н.В.						
						Лит.	Лист	Листов
							84	100
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2		

Основным документом, защищающим права работающих, является Трудовой кодекс РФ. Согласно статье 212 ТК РФ, компания для каждого рабочего места должна обеспечить безопасные условия труда.

В соответствии с положениями в статьях, которые предоставляет Трудовой кодекс при нормировании взаимосвязи «работодатель – работник», для сотрудников, занятых на вахтовых работах в условиях Крайнего Севера и регионах, которые приравнены к ним, определяется районный коэффициент, в соответствии с которым работодатель выплачивает процентные надбавки в размере и порядке, установленных на законодательном уровне в отношении данных работников, занятых на работах вахтовым методом в условиях Крайнего Севера и приравненных к ним регионов. В качестве дополнительных мер поддержки предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск, количество которого в районах Крайнего Севера составляет 24 дня, в районах, приравненных к Крайнему Северу – 16 дней.

Рабочее место сотрудников находится в полевых условиях. Строительство магистрального газопровода может осуществляться в любое время года, в том числе и при экстремальных погодных условиях, что обуславливает необходимость сохранения, как жизни, так и здоровья сотрудников со стороны работодателя через реализацию мер и мероприятий, направленных на охрану труда.

## 5.2 Производственная безопасность

Выполнение работ по строительству магистрального нефтепровода через водные преграды сопровождается потенциальным влиянием на сотрудников вредных и опасных производственных факторов трудового процесса.

Анализ потенциальных вредных и опасных факторов при строительстве магистрального газопровода представлены в таблице 6.1. Факторы идентифицированы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015.

					Социальная ответственность	Лис
						85
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лист		

Таблица 5.1 – Вредные и опасные производственные факторы при строительстве магистрального нефтепровода через водные преграды

Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте монтажника трубопроводов согласно ГОСТ 12.0.003-2015	Нормативные документы, регламентирующие безопасные уровни (ПДУ) и ПДК (для вредных веществ)
ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризующиеся повышенным уровнем общей вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ОВПФ, связанные со световой средой и характеризующиеся отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
ОВПФ, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой, влажностью и скоростью движения воздуха	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ОВПФ, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека (запыленность, загазованность, сварочная аэрозоль)	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обваливающиеся горные породы; падающие деревья и их части)	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
ОВПФ, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

Таким образом, были определены потенциально опасные и вредные факторы, которые могут воздействовать на работающих в условиях строительства нефтепровода через речные системы в Томской области. Анализ

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лит		86

потенциально опасных и вредных производственных факторов для монтажника трубопровода, приведен ниже.

### 5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

*ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума*

Шум на рабочих местах остается помехой, которая может вызывать различные расстройства и патологии, которые могут угрожать здоровью сотрудника и производительности его труда.

Повышенный уровень шума в течение длительного времени оказывает влияние на:

- слух: усталость слуха, акустические травмы, профессиональная глухота;
- на организм: в дополнение к воздействию на слух шум на работе может вызывать беспокойство / стресс, который влияет на сердечно-сосудистую систему (учащенное сердцебиение и кровяное давление), иммунную систему, ритм и качество сна, а также на психологическое и поведенческое равновесие (нервозность, агрессивность, депрессия);
- шум на работе снижает количество и качество выполняемой сотрудниками работы. Шум затрудняет концентрацию внимания, что негативно сказывается на производительности труда сотрудников.

В дополнение к снижению концентрации внимания и когнитивных способностей, шум на работе может вызывать усталость, дискомфорт, нервозность, затруднения в общении между сотрудниками, что может быть источником несчастных случаев на производстве.

При строительстве магистрального нефтепровода источником повышенного шума могут быть работающие машины, спецтехника, которые выполняют определенные работы на каждой стадии технологического процесса.

					Социальная ответственность	Лис
						87
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лам		



Уровень шума не должен превышать допустимый – 80 дБА. В рабочей зоне, где уровень шума превышает 135 дБА, нахождение работника недопустимо.

Средствами индивидуальной защиты слуха являются наушники, беруши, противοшумные вкладыши. Их применение является обязательным для выполнения работ, связанных с повышенным уровнем шума, или при нахождении в зонах с повышенным уровнем шума.

К средствам защиты от повышенного уровня шума являются элементы производственной конструкции (кабины, экраны, шумопоглощающие прокладки). Но тут стоит отметить, что их применение не всегда возможно.

*ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризующиеся повышенным уровнем общей вибрации*

Воздействие вибрации может оказать негативное влияние на здоровье работающих. Повышенный уровень вибрации может привести к повреждению суставов, мышц, нарушению кровообращения и чувствительных нервов, к сильной боли, временной потере трудоспособности или даже инвалидности (профессиональное заболевание – вибрационная болезнь).

При строительстве магистрального нефтепровода источником вибрации может быть работа спецтехники, подъемных механизмов, работа дизельной станции, работа ручного инструмента.

Согласно нормативному документу, представленному в таблице 6, для вибрации существуют предельно допустимые уровни. Ограничивающим фактором при нахождении работающего в зоне с повышенным уровнем вибрации, является время, в течение которого он может работать:

- работа в течение 120-160 минут разрешается при превышении ПДУ до 3 дБ, затем следует сделать регламентированный перерыв;
- запрещается работать в рабочей зоне, где уровень вибрации превышает ПДУ на 12 и более дБ.

В качестве защиты работающих в зонах с источником как общей, так и локальной вибрации, эффективной является виброизоляция, которая служит

					Социальная ответственность	Лис
						88
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лам		

своего рода «гасителем» источника вибрационных колебаний. Ее размещают между источником вибрации и основанием.

Как средства индивидуальной защиты от общей вибрации, выделяют обувь на подошве из материалов, обладающих свойством гасить колебания. В качестве защиты от локальной вибрации (через руки) используются виброгасящие перчатки.

*ОВПФ, связанные со световой средой и характеризующиеся отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения*

Создание оптимальных условий световой среды является важной частью в комплексе мероприятий по охране труда и оздоровлению условий труда при работе оборудованием и т.д. Помещение или рабочая зона должны иметь как естественное, так и искусственное освещение. В свою очередь недостаток освещения или его неправильная спроектированная система приводит к различным заболеваниям органов зрения и ухудшению психического здоровья. Не только на зрение, но и весь человеческий организм остро реагирует на дискомфортный свет. Это проявляется в усталости, сонливости, частых головных болях, повышении артериального давления, и как результат – снижается работоспособность.

В данных условиях имеется недостаток искусственного освещения и общего, поскольку рабочая зона находится в уличных условиях.

*Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды*

Площадка строительства магистрального нефтепровода располагается на открытом воздухе. Строительство осуществляется как в зимний период, так в летний и переходный, что обуславливает потенциальное влияние на работающих температурных факторов.

При длительном нахождении на холодном воздухе может появиться переохлаждению, обморожению конечностей, дискомфорту и нарушению сенсорной и нервно-мешочной функции. Работы в охлаждающей среде должны

					Социальная ответственность	Лис
						89
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лит		

проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения согласно ГОСТ 12.1.005-88.

Лиц, приступающих к работе на холоде, следует проинформировать о его влиянии на организм и мерах предупреждения охлаждения. Работающие на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом СИЗ от холода, имеющим теплоизоляцию, соответствующую определенным величинам для различных климатических регионов (поясов).

Во избежание локального охлаждения тела работников и уменьшения, общих теплопотерь с поверхности тела их следует обеспечивать рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию.

*Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо*

Работы по строительству магистрального газопровода проходят с использованием техники и оборудования. Площадка строительства представляет собой опасность со стороны движущихся машин и механизмов. Наиболее типичными опасностями для данного фактора падение предмета и т.д. на человека.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне, а также предупреждающие знаки. Ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов.

*ОВПФ, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий*

Опасность поражения электрическим током может привести к смерти или травмам от:

					Социальная ответственность	Лис
						90
Изм.	Лис	№ док.им.	Подпись	Лит		

- поражения электрическим током;
- ожога электрическим током;
- электрической дуги;
- пожара или взрыва, вызванного электрической энергией (когда любая такая смерть или травма связаны с производством, предоставлением, передачей, преобразованием, ректификацией, конверсией, проводкой, распределением, контролем, хранением, измерением или использованием электрической энергии).
- Поражение электрическим током и ожоги от контакта с проводом под напряжением;
- Пожары из-за неисправной проводки;
- Перегрузка цепей;
- Открытые части оборудования под напряжением;
- Поражение электрическим током или ожоги из-за отсутствия СИЗ;
- Взрывы и пожары от взрывчатых и легковоспламеняющихся веществ;
- Контакт с воздушными линиями электропередачи.

Обеспечение безопасности - задача, которую приходится решать каждому работодателю. Порядок допуска персонала к электроустановкам строго регламентирован, а руководство предприятия отвечает за соблюдение многочисленных правил, норм и предписаний. Присвоение группы по электробезопасности - одно из обязательных условий, без выполнения которого работник не имеет права эксплуатировать или обслуживать определенные виды оборудования.

Работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках.

Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

					Социальная ответственность	Лис
						91
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лам		

Работники, относящиеся к электротехническому персоналу, а также электротехнологический персонал должны пройти проверку знаний Правил и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по устройству электроустановок, по технической эксплуатации электроустановок, а также применения защитных средств) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение о проверке знаний норм труда и правил работы в электроустановках.

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении о проверке знаний правил работы в электроустановках.

К техническим мероприятиям относятся действия, которые должен произвести электротехнический персонал при выполнении работ со снятием или без снятия напряжения. При снятии напряжения нужно принять меры по предотвращению случайного или ошибочного включения электроустановки.

Случайное включение происходит в том случае, если ослабевают пружины толкателя, контакты приходят в действие и взаимодействуют, что вызывает подачу тока. Чтобы этого не произошло, между разъединителями или предохранителями нужно установить изоляционную прокладку, например, кембрики или гетинаксовые пластинки.

На ножи надевают изоляционные колпаки. Если произойдет деформация, вызванная причинами природного или техногенного характера, ножи и контакты не встретятся – между ними будут проложены прокладки. Еще одна возможность несанкционированного включения ЭУ – человеческий фактор, ошибка персонала. Во избежание этого на приводах и ключах дистанционного управления вывешивают запрещающий плакат «Не включать, работают люди» или «Не включать, работа на линии».

					Социальная ответственность	Лис
						92
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лит		

Техмероприятия при подготовке к рабочего места со снятием напряжения в электроустановке:

- выполнение отключений и принятие мер, препятствующих подаче напряжения вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- вывешивание на приводах ручного и на ключах дистанционного управления запрещающих плакатов;
- проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током; установка заземления;
- вывешивание указательных плакатов «Заземлено»;
- ограждение при необходимости рабочих мест и оставшихся под напряжением токоведущих частей, вывешивание предупреждающих и предписывающих плакатов.

Указатели напряжения необходимо проверять своевременно. Работник должен быть обеспечен как УВН, так и индикатором наличия напряжения, при этом отсутствие напряжения проверяется только УВН. Электроустановку следует оснастить как минимум двумя указателями ВН. На указателе и на индикаторе должна быть наклейка с указанием даты следующего испытания не реже 1 раза в 12 месяцев.

## 5.4 Экологическая безопасность

### 5.4.1 Защита жилой зоны

Работа по строительству магистрального газопровода согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. относится к объектам I категории, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

					Социальная ответственность	Лис
						93
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лам		

При строительстве магистрального нефтепровода через водные преграды защита жилой зоны не требуется.

#### 5.4.2 Защита атмосферы

Наибольшее воздействие на атмосферу в процессе строительства магистрального нефтепровода представляют различные машины, применяемые в процессе строительства и вредные выбросы, которые исходят от них.

Для снижения уровня загрязнения необходимо:

- Использование экологически безопасных источников энергии;
- Использование безотходной технологии производства;
- Борьба с выхлопными газами автомобилей

#### 5.4.3 Защита гидросферы

При строительстве магистрального нефтепровода не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водных ресурсов.

Для защиты поверхностных вод предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки;
- Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках;
- Очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей.

					Социальная ответственность	Лис
						94
Изм.	Лис	№ док.им.	Подпись	Лам		

#### 5.4.4 Защита литосферы

С точки зрения ОХС аварией на объекте строительства является нарушение хранения вредных отходов и попадание отработанных масел и иных отходов применения машин в почву.

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

#### 5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.01-2019 все объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в ЧС. Перечень возможных ЧС: стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры, социального характера (террористический акт), техногенного характера (производственная авария).

Наиболее вероятная ЧС на площадке строительства - это пожар. Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П-I – зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия. Взрывоопасная зона 2-го класса - зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Класс возможного пожара – пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов (В).

К первичным средствам пожаротушения относятся переносные и передвижные огнетушители, оборудование пожарных кранов, ящики с

					Социальная ответственность	Лис
						95
Изм.	Лис	№ док.	Подпись	Лам		



порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.).

					Социальная ответственность	Лис
						96
Изм.	Лис	№ доким.	Подпись	Лат		

## Заключение

В ходе подготовки ВКР по теме: «Организация работ при применении бестраншейной технологии прокладки нефтепровода через водные преграды» были выполнены следующие задачи:

- проведен анализ технологий прокладки нефтепровода через водные преграды по данным литературных источников;
- дано описание объекта, изучить район предполагаемого строительства нефтепровода и осуществить выбор метода для проведения бестраншейной технологии прокладки нефтепровода в конкретных условиях;
- проведен анализ работ, необходимых для проведения наклонно-направленного бурения;
- проведен расчет продольного профиля ствола скважины, длины скважины трубопровода и расчет толщины стенки трубопровода;
- рассмотрены вопросы, связанные с экономическими аспектами проекта;
- изучены вопросы социальной ответственности.

					ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ				
Изм	Лист	№ док-м.	Подпись	Дат					
Разраб.		Кремнёв Р.И.			Заключение	Лит.	Лист	Листов	
Рик-вод.		Ильина							
Рик-лр		Чухарева Н.В.					97	100	
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2			

## Библиографический список

1. ВСН 010-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Подводные переходы. - М.: Миннефтепроводстрой. 1990. - 103 с.
2. ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. - М.: Миннефтегазстрой. 1990. - 216 с.
3. ВСН 004-88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация.
4. ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. М.: Миннефтегазстрой. 1990. - 103 с.
5. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. - М.: Миннефтегазстрой. 1990. - 98 с.
6. ГОСТ 14782-86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.
7. ГОСТ 7512-82. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
8. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования защиты от коррозии / Госстрой СССР. - М: ЦИТП Госстроя СССР. 1999. - 42 с.
9. Забела К.А.. Краснов В.А.. Москвич В.М. Безопасность пересечения трубопроводами водных преград. - М.: Недра. 2001. - 194 с.
10. ОР-75.200.00-КТН-088-12. Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки.

					ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ								
Изм	Лист	№ док-м.	Подпись	Дат									
Разраб.		Кремнёв Р.И.			Библиографический список			Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Ильина								98		100	
Рис-ль		Чухарева Н.В.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А2					

11. ОР-91.200.00-КТН-350-09. Порядок организации и осуществления строительного контроля за соблюдением проектных решений и качеством строительства подводных переходов магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов.
12. Подпорные стены. судоходные шлюзы. рыбопропускные и рыбозащитные сооружения /Госстрой СССР. - М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1989.
13. РД 75.200.00-КТН-404-09. Нормы проектирования переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды. - М.: ОАО «АК «Транснефть». 2009. - 140 с.
14. РД 91.040.00-КТН-308-09. Строительство подводных переходов нефтепроводов способом наклонно-направленного бурения. - М.: ОАО «АК «Транснефть». 2009. - 77 с.
15. РД 91.200.00-КТН-044-11. Регламент применения балластирующих устройств при проектировании и строительстве магистральных трубопроводов.
16. СНиП 23-01-99\*. Строительная климатология / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2000. - 58 с.
17. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП. 2001. - 60 с.
18. СНиП III-42-80. Магистральные трубопроводы / Госстрой России. - М.: УП ЦПП. 2001. - 75 с.
19. Сооружение подводных переходов газонефтепроводов методом наклонно-направленного бурения: Учебно-методическое пособие / О.Н. Благов. Г.Г. Васильев. Ю.А. Горяинов и др. - М.: ООО «Типография ИПО профсоюзов Профиздат», 2003. - 318 с.
20. СП 48.13330.2011 Организация строительства.
21. Технология сооружения газонефтепроводов: Учебное пособие / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, Г.Г. Васильев, А.Г. Гумеров, А.Е. Лаврентьев. - Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. - 632 с.

22. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов:  
Учебное пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль,  
А.Е. Лаврентьев. - СПб: Недра, 2006. - 824 с.

					Социальная ответственность	Лис
						85
Изм.	Лис	№ доким.	Подпись	Лат		