

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела (ОНД)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения УДК 622.692.4.074(204.1)-047.74

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Богер Р.Д.		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин А.И.	д.т.н, профессор		

Консультант – лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ	Сумцова О.В.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		

Результаты обучения
по Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**
профиль подготовки **«Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»**

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004</i>
Специализация «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
ПК(У)-1	Способность разрабатывать учебно-методическое обеспечение программ профессионального обучения, а также реализовывать их	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004</i>
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела (ОНД)

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Богер Регина Дмитриевне

Тема работы:

«Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения»

Утверждена приказом директора (дата, номер) от 11.02.2021 г. №42-29/с

Срок сдачи студентом выполненной работы: 01.06.2021г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p>	<p>Объектом исследования данной дипломной работы является переход промыслового нефтепровода через реку Большой Юган. Диаметр нефтепровода 219 мм, толщина стенки 6 мм с внутренним давлением 4 МПа. Ширина русла в створе перехода 212 м. Максимальная глубина 2,91 м при отметке уреза воды 26,31 м на 03.09.2020 г. Дно сложено суглинком.</p>
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Рассмотреть существующие способы сооружения перехода трубопровода через водные преграды. 2. Выбрать оптимальный способ перехода проектируемого нефтепровода через реку Большой Юган; 3. Построить переход методом ННБ в ПО «DrillSite» Произвести технологические расчеты тягового усилия на протаскивание трубопровода и необходимого количества бурового раствора для строительства перехода методом ННБ. 4. Предложить мероприятия по повышению надежности проектируемого перехода
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Карчеход на реке Большой Юган; 2. Этапы выполнения работ методом ННБ; 3. План и профиль перехода проектируемого нефтепровода через р. Большой Юган 4. Этапы построения профиля перехода в ПО «DrillSite»
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б., к.э.н., доцент ОНД ИШПР
«Социальная ответственность»	Сечин А.И., д.т.н., профессор ШБИП
«Иностранный язык»	Сумцова О.В., к.ф.н., старший преподаватель ОИЯ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.02.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	к.п.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Богер Регина Дмитриевна		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования магистратура
 Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела (ОНД)
 Период выполнения _____ весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1.06.2020
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл за дела (модуля)
15.02.2021	Сбор литературных данных по поставленной задаче	10
1.03.2021	Проведение анализа учебной литературы, периодических изданий, нормативно-технической документации, с целью систематизации информации о способах прокладки трубопровода через водную преграду	10
15.03.2021	Выбор оптимального способа перехода проектируемого нефтепровода через реку Большой Юган	10
25.03.2021	Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения	10
01.04.2021	Выполнение технологических расчетов	15
19.04.2021	Анализ полученных результатов	10
26.04.2021	Финансовый менеджмент	10
03.05.2021	Социальная ответственность	5
10.05.2021	Иностранный язык	5
14.05.2021	Заключение	5
17.05.2021	Презентация	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОС-
БЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Богер Регина Дмитриевне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образова- ния	Магистратура	Направле- ние/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое де- ло» профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения угле- водородов»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ре-
сурсосбережение»:**

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>1. Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы: 35 980 руб. Человеческие ресурсы: 2 человека, общая стоимость суммы зарплат и отчислений на социальные нужды – 167 286 руб.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>2. Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплаты труда: 30% премии; 20% надбавки; 18% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>3. Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 27.1%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>1. Анализ конкурентных технических решений.</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; определение затрат и капиталовложений в проведение исследования.</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>3. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования; расчет показателей ресурсоэффективности.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1. Оценка конкурентоспособности технических решений;*
- 2. Альтернативы проведения НИ;*

- | |
|--|
| 3. График проведения и бюджет НИ;
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ. |
|--|

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Богер Регина Дмитриевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Богер Регина Дмитриевна

Школа	ишпр	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно направленного бурения (ННБ)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования в данной работе является переход через р. Большой Юган методом наклонно-направленного бурения. Область применения: система трубопроводного транспорта
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования. – СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
<p>2. Производственная безопасность</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1)Повышенный уровень шума 2) Повышенные уровни вибрации 3) Недостаточное освещение рабочей зоны 4) Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1)Движущиеся машины и механизмы

	<p>производственного оборудования</p> <p>2) Поражение электрическим током</p> <p>3) Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением</p> <p>4) Пожаровзрывоопасность на рабочем месте</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выбросы паров нефти;</p> <p>Гидросфера: разливы нефти;</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы твердыми отходами.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: пожар на объекте, авария на объекте, возгорание ГСМ, экологическое загрязнение окружающей среды нефтепродуктами (разлив нефтепродуктов), попадание молнии, ураган, лесные пожары.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: экологическое загрязнение окружающей среды нефтепродуктами (разлив нефтепродуктов).</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин Александр Иванович	д.т.н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Богер Регина Дмитриевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 118 с., 16 рис., 26 табл., 43 источников, 1 прил.

Ключевые слова: ННБ, наклонно-направленное бурение, водная преграда, способ прокладки трубопровода, буровой раствор, показатель приоритетности, надежность, безопасность.

Объектом исследования является переход проектируемого нефтепровода через реку Большой Юган методом наклонно-направленного бурения.

Цель работы – разработка комплекса мероприятий по строительству перехода нефтепровода через реку Большой Юган.

В процессе исследования проводился анализ существующих способов прокладки перехода нефтепровода через водную преграду. В результате исследования был произведен сравнительный анализ строительства подводного перехода траншейным и бестраншейным методами, в результате чего было выявлено, что бестраншейные методы прокладки трубопроводов имеют ряд преимуществ, главными из которых являются увеличение срока эксплуатации трубопровода и значительное уменьшение влияния на окружающую среду.

В результате исследования был выбран оптимальный метод строительства перехода нефтепровода через реку Большой Юган, разработан комплекс мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения. Освоено ПО «DrillSite», выполнено построение продольного профиля перехода и проведен расчет тягового усилия. Систематизирован и автоматизирован расчет необходимого для строительства количества бурового раствора.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения</i>			
		<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Богер Р. Д.</i>				<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брцник О.В.</i>						11	118
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ91</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

Основные определения, обозначения, сокращения

В выпускной квалификационной работе были применены следующие сокращения:

Буровой канал: расширенная буровая скважина для протягивания трубопровода.

Буровой раствор: многокомпонентная дисперсная, как правило, бентонитовая жидкостная суспензия, применяемая при бурении пилотной скважины, последовательных расширениях и протягивании трубопровода.

Буровой шлам: разбуренная порода, смешанная с отработанным буровым раствором и выносимая из забоя скважины.

Горизонтальное направленное бурение: многоэтапная технология бестраншейной прокладки подземных инженерных коммуникаций при помощи специализированных мобильных буровых установок, позволяющая вести управляемую проходку по криволинейной траектории, расширять скважину, протягивать трубопровод.

Закрытый подземный переход: линейный участок инженерной коммуникации, состоящий из одной или нескольких ниток трубопровода, прокладываемый бестраншейным способом под различными препятствиями и ограниченными точками входа и выхода пилотной скважины.

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

Пилотная скважина: направляющая скважина, бурение которой осуществляется в первую очередь.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения</i>			
		<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Богер Р. Д.</i>				<i>Основные определения, обозначения, сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брисник О.В.</i>						12	118
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 25М91		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

Подводный переход: закрытый подземный переход, пересекающий водную преграду и ограниченный запорной арматурой или, при ее отсутствии, горизонтом высоких вод с вероятностью превышения не более 10 %.

Расширение скважины: технологический процесс увеличения первоначального диаметра пилотной скважины с помощью расширителя

Створ перехода: плановое положение и вертикальная плоскость, соответствующие проектной оси подземного перехода.

Точка входа/выхода: планово-высотное положение начала/завершения бурения пилотной скважины.

Угол входа/выхода скважины: угол между осью пилотной скважины в точке входа/выхода и линией горизонта.

ННБ – наклонно- направленное бурение;

ЗП - закрытый переход (подземный);

ЗКП - защитное композитное покрытие;

НД - нормативный документ;

НВД - насос высокого давления (для подачи бурового раствора);

ПОС - проект организации строительства;

ППР - проект производства работ (по закрытому переходу инженерных коммуникаций методом ННБ);

СМР - строительно-монтажные работы;

СПО - спуско-подъемные операции (буровой колонны и трубопровода).

					Основные определения, обозначения, сокращения	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение.....	16
Обзор литературы.....	18
1. Характеристика объекта и района строительства	21
1.1 Топографические условия.....	21
1.2 Инженерно-геологические условия	22
1.3 Гидрогеологические условия.....	24
1.4 Гидрографическая характеристика	25
1.5 Метеорологические и климатические условия.....	28
1.6 Характеристика проектируемого нефтегазосборного трубопровода.....	32
2. Анализ технических решений по строительству подводного перехода	33
2.1 Траншейная прокладка трубопровода	33
2.2 Метод наклонно-направленного бурения.....	35
2.3 Метод микротоннелирования	39
2.4 Прокладка методом «кривых».....	40
2.5 Сравнительный анализ траншейных и бестраншейных технологий.....	42
3. Комплекс мероприятий по строительству перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения.....	45
3.1 Проектирование перехода методом ННБ	45
3.2 Расчет максимально допустимого тягового усилия для протаскивания трубопровода по буровому каналу.....	52
3.3 Систематизация и автоматизация расчета необходимого количества бурового раствора при строительстве перехода методом ННБ	56
4. Важность и роль георадарного обследования для повышения надежности проектируемого перехода.....	61
5 . Финансовый менеджмент,.....	66
ресурсоэффективность и ресурсосбережение	66
5.1 Анализ конкурентных технических решений.....	66

					<i>Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения</i>			
		№ докум.	Подпись	Дата	Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Богер Р. Д.						14	118
Руковод.	Брицник О.В.							
Консульт.	Шадрина А.В.							
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					НИ ТПУ зр. 2БМ91		

Введение

Надежность стабильного функционирования магистральных трубопроводов главным образом зависит от бесперебойной работы самых уязвимых мест – переходов через естественные и искусственные преграды.

Изначальный уровень надежности работы перехода складывается из полноты выполнения инженерных изысканий, правильного выбора створа перехода, корректности проектных разработок, исходного качества применяемых изделий и материалов, а также проведения гидравлических испытаний и приемки объекта в эксплуатацию.

В данный момент большая часть аварийных ситуаций на переходах трубопроводов через водные преграды возникает вследствие размыва грунта вокруг труб и возникновению оголенных участков трубопроводов, что подвергает их силовому воздействию потока. Для ликвидации аварии на подводных переходах потребуется во много раз больше времени и ресурсов, чем для устранения такой же аварии на линейной части промыслового трубопровода, а ремонт таких переходов по сложности сопоставим со строительством нового перехода. Традиционные методы сооружения подводных переходов не всегда могут удовлетворить всем требованиям по сооружению перехода.

Выбор оптимального способа прокладки подводного перехода является **актуальной** задачей, поскольку отказы и аварии на них могут привести к более тяжелым последствиям с экономической и экологической стороны, чем аналогичные ситуации на суше. В работе рассматриваются существующие способы прокладки нефтепроводов при пересечении водной преграды и выбор оптимального метода прокладки на примере р. Большой Юган.

					Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения			
		№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Богер Р. Д.				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брисник О.В.						16	118
Консульт.								
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							
						НИ ТПУ зр. 2БМ91		

Одной из главных технологий сооружения подводных переходов является бестраншейная технология прокладки магистрального трубопровода, где способ прокладки трубопроводов под дном реки методом наклонно-направленного бурения представляет особый интерес. Отличается ННБ от традиционных методов тем, что трубопровод не соприкасается с водной средой, которую он пересекает.

Основной **целью** является разработка комплекса мероприятий по строительству перехода нефтепровода через реку Большой Юган.

Для выполнения поставленной цели необходимо реализовать следующие **задачи**:

1. Изучить нормативно – техническую документацию по проектированию перехода трубопровода через водную преграду;
2. Проанализировать существующие методы строительства подводного перехода и выбрать оптимальное техническое решение;
3. Разработать комплекс мероприятий по строительству перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения;
4. Построить переход через реку Большой Юган в ПО «Drill-Site», провести расчет тягового усилия на протаскивание трубопровода;
5. Систематизировать и автоматизировать расчет необходимого количества бурового раствора при строительстве перехода методом ННБ;
6. Привести мероприятия по повышению надежности проектируемого перехода.

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

Обзор литературы

В настоящее время существует несколько методов строительства подводного перехода, каждый из которых имеет ряд преимуществ и недостатков.

За последние десятилетия особой популярностью при сооружении подводного перехода пользуется метод наклонно-направленного бурения. Технологии данного метода экономически выгодны, требуют минимума ручного труда, имеют низкую себестоимость, а также не наносят большой вред окружающей среде.

Исследованию метода наклонно-направленного бурения, а также возможности его применения при строительстве подводных переходов, уделяется большое внимание среди ученых. Кроме того основные требования и нормы к строительству подводного перехода данным методом находят отражение в нормативно-технической документации.

При написании данной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, а также нормативно-техническая документация (государственные стандарты, строительные нормы и правила, своды правил).

В качестве основных работ при рассмотрении понятия о подводном переходе, а также классификации подводных переходов и особенностей их проектирования послужили следующие источники: Иванов В.А. «Сооружение подводных переходов магистральных трубопроводов» [16], Бородавкин П.П. «Подземные магистральные трубопроводы» [2], Сальников А.В. «Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна» [23], а также Общие Технические Требования к проектированию ОТТ-16.01-60.30.00-КТН-002-1-05 «Переходы магистральных нефтепроводов через водные преграды» [19].

					<i>Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения</i>			
		<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Богер Р. Д.</i>				<i>Обзор литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брисник О.В.</i>						18	118
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

Основными источниками, раскрывающими теоретические основы метода наклонно-направленного бурения, явились работы следующих авторов: Благов О.Н. «Сооружение подводных переходов газонефтепроводов методом наклонно-направленного бурения» [1], Забела К.А. «Безопасность пересечений трубопроводами водных преград» [13], Забродин Ю.Н. «Строительство магистральных трубопроводов: технологии, организация, управление» [14], Иванов В.А. «Сооружение подводных переходов магистральных трубопроводов» [16], Мустафин Ф.М. «Технология сооружения газонефтепроводов» [18], Мустафин Ф.М. «Промысловые трубопроводы и оборудование» [20], Шаммазов А.М. «Подводные переходы магистральных нефтепроводов» [34]. В данных работах подробно описываются история и технология по проведению работ при использовании метода наклонно-направленного бурения, а именно, этапы строительства подводного перехода, применяемое оборудование и материалы.

Истории развития метода наклонно-направленного бурения уделяют наибольшее внимание Благов О.Н. [1] и Забродин Ю.Н. [14]. На основе данных их исследований был рассмотрен вопрос о возникновении данного метода, а также этапы его развития как в зарубежных, так и в отечественных технологиях бурения скважин.

В данной работе важную роль играет также и расчетная часть. В качестве практической части приведен расчет тягового усилия при протаскивании трубопровода при сооружении подводного перехода методом наклонно-направленного бурения. Данный расчет выполнен на основе ПО «DrillSite» [10]. Данный расчет был представлен на примере подводного перехода через реку Большой Юган.

Одним из разделов данной работы является также и влияние метода наклоннонаправленного бурения на окружающую среду. В основу написания данного раздела легли труды Забродина Ю.Н. «Строительство магистральных трубопроводов: технологии, организация, управление» [14], а также строительные нормы и правила, а именно: СП 108–34–97 «Сооружение

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

подводных переходов» [25], СНиП 12–03–2001. «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования» [28], СНиП 12–04– 2002. «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство» [29], СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» [30].

При проектировании прокладки трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения используется следующая нормативная документация:

- СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011 «Освоение подземного строительства. Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения» [5];

- СП 341.1325800.2017. Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением [6].

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

1. Характеристика объекта и района строительства

1.1 Топографические условия

В административном отношении участок производства работ расположен в южной части Восточно-Сургутского нефтяного месторождения в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области Российской Федерации. Участок производства работ находится в Сургутском районе на землях запаса и землях лесного фонда (Юганское лесничество, Локосовское участковое лесничество), в Нефтеюганском районе - на землях запаса и землях лесного фонда (Нефтеюганское лесничество, Нефтеюганское участковое лесничество).

В географическом отношении район выполнения работ расположен в Среднеобской низменности Западно-Сибирской равнины, на левобережье Оби в ее среднем течении.

Ближайшим населенным пунктом является пос. Юганская Обь, расположенный в 14 км по прямой к юго-западу от района работ. В 17 км южнее (по прямой) расположен г. Сургут, в 41 км на юго-восток (по прямой) г. Нефтеюганск, в 44 км на северо-восток г. Пыть-Ях.

Дорожная сеть развита относительно хорошо. По месторождению передвижение возможно по внутрипромысловым асфальтовым и насыпным дорогам, обеспечивающим круглогодичную связь с другими месторождениями Тюменской области. Сообщение с областным центром производится по автодороге с твердым капитальным покрытием, а также воздушным транспортом. Доставка грузов в район намечаемого строительства может осуществляться наземным транспортом.

Трасса нефтегазосборных сетей т.вр. куст № 16 – т.вр. куст № 11

Общее направление трассы на юг. Рельеф поверхности трассы пологоволнистый. Углы наклона поверхности не превышают 2°.

					Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения			
		№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Богер Р. Д.				Характеристика объекта и района строительства	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брисник О.В.						21	118
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							

Абсолютные отметки по трассе изменяются от 26,31 до 32,89 м. Территория по трассе покрыта мелколиственным высокоствольным лесом (осина, береза), зарослями кустарника и участками с влаголюбивой растительностью.

Ситуационный план расположения района производства работ приведен на рисунке 1.1.

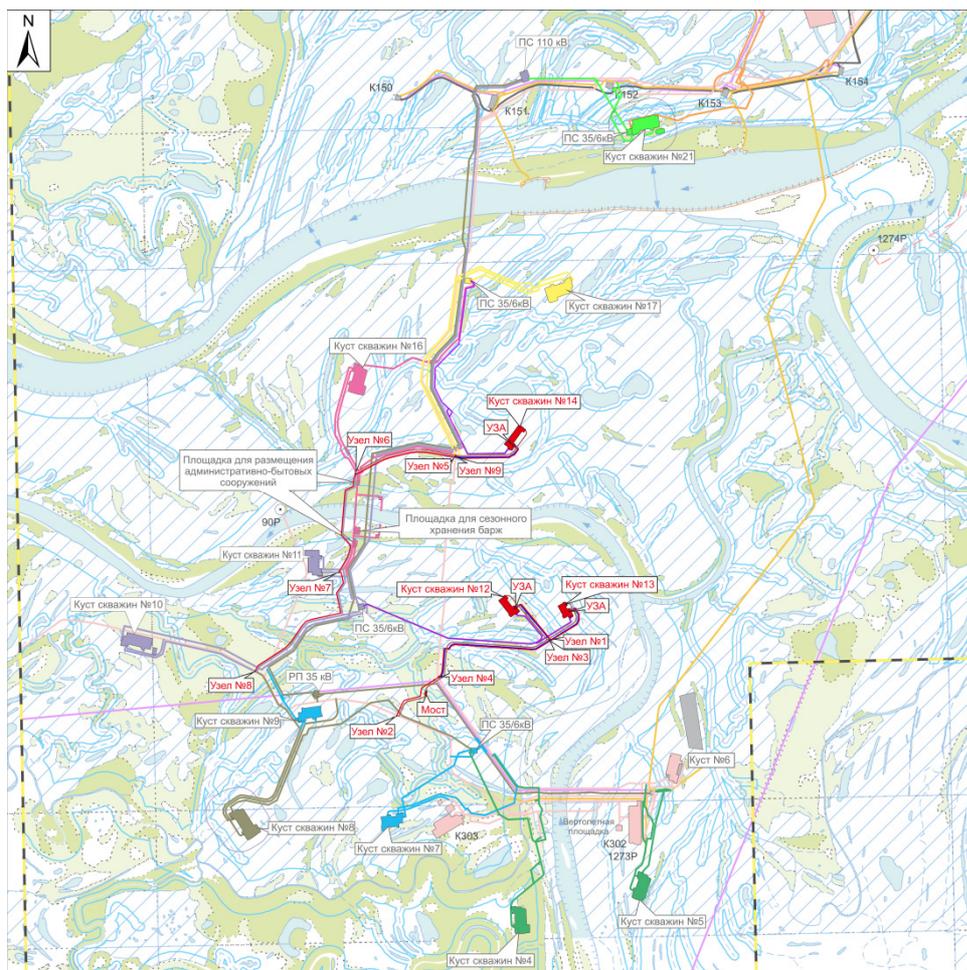


Рисунок 1.1. Ситуационный план расположения района производства работ

1.2 Инженерно-геологические условия

На основании лабораторных данных и в соответствии с ГОСТ 25100-2011 с учетом классификационных признаков номенклатурных видов грунтов, на территории производства работ выделено 2 слоя и 8 инженерно-геологических элементов (ИГЭ).

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Перечень инженерно-геологических элементов и пункты классификации по трудности разработки, согласно таблице 1-1 сборника №1 ФЭР 81-02-01 - 2001:

Таблица 1.1 - Перечень инженерно-геологических элементов и пункты классификации по трудности разработки

ИГЭ-241	Глина легкая пылеватая мягкопластичная с примесью органического вещества, 8а.
ИГЭ-351	Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный с примесью органического вещества, 35а.
ИГЭ-361	Суглинок тяжелый пылеватый текучий, с примесью органического вещества, 35а.
ИГЭ-360	Суглинок легкий песчанистый текучий, 35а.
ИГЭ-430	Супесь песчанистая текучая, 36а.
ИГЭ-530	Песок средней крупности средней плотности водонасыщенный, 29а.
ИГЭ-540	Песок мелкий средней плотности водонасыщенный, 29а.
ИГЭ-550	Песок пылеватый средней плотности водонасыщенный, 29а.

Характеристики физико-механических показателей грунтов для выделенных инженерно-геологических элементов приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1–Характеристики физико-механических показателей грунтов

Наименование характеристик	Номер ИГЭ							
	241	351	361	360	430	530	540	550
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,88	1,92	1,87	1,91	1,94	1,93	1,91	1,87
Модуль деформации, E, МПа	10	8	7	8	9	30	23	15
Угол внутреннего трения, φ , град.	14	16	15	17	19	34	30	28
Удельное сцепление, C, кПа	30	15	14	16	13	–	–	–

Грунты на территории производства работ по степени засоленности, согласно таблицы Б.26 ГОСТ 25100-2011, являются незасоленными. Блуждающие токи отсутствуют.

Биокоррозионная агрессивность грунтов до глубины 2,5 м по отношению к стали отсутствует.

Грунты, залегающие выше уровня грунтовых вод, по отношению к бетонным и железобетонным конструкциям, согласно таблицы В.1 СП 28.13330.2017, являются неагрессивными.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали, на глубине 2,0 - 2,5 м, согласно таблице 1 ГОСТ 9.602-2016, при УЭС более 50 Ом·м классифицируется как низкая, при УЭС от 20 до 50 Ом·м классифицируется как средняя, при УЭС менее 20 Ом·м - высокая.

1.3 Гидрогеологические условия

Территория производства работ расположена на затапливаемой в период половодья левобережной пойме р. Оби, влияние на водный режим которой оказывают воды р. Оби и её протоки (Юганская Обь). Сильно растянутое половодье, пониженная пропускная способность и, следовательно, пониженная дренирующая роль, являются факторами переувлажнения и заболачивания территории. Пойма относительно низкая, луговая, редкооблесенная, изрезана многочисленными протоками, старицами, пойменными ручьями и озерами.

Гидрогеологические условия изучаемой территории характеризуются наличием подземных вод, которые приурочены к суглинкам и глинам текучепластичной и текучей консистенции, супеси текучей и пескам пылеватым, мелким и средним.

Питание подземных вод осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков, речных, озерных и талых вод. Разгрузка подземных вод происходит в поверхностные водотоки и водоемы.

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Режим подземных вод определяется климатическими факторами. Максимальное стояние подземных вод приходится на период массового снеготаяния и полного оттаивания грунтов. В паводковый период повышение уровня подземных вод составляет 1,0-1,5 м.

1.4 Гидрографическая характеристика

Гидрографическая сеть территории полностью принадлежит бассейну р. Обь и представлена протокой Юганская Обь и её притоками. Все реки принадлежат бассейну Карского моря. Густота речной сети 0,39 км/км².

Территория Восточно-Сургутского месторождения находится на пойме Оби, основная часть территории расположена между руслом реки Обь и её главной протоки — Юганской Оби.

Пойма Оби на данном участке реки двусторонняя, левобережная её часть намного больше правобережной. Общая ширина поймы 35-40 км. В районе производства работ для участка поймы характерен процесс наложения молодой прирусловой поймы водотоков второго, третьего порядков на массив центральной поймы основного водотока, а также слабое развитие эрозионно-аккумулятивных процессов, длительное затопление в половодье и медленное накопление иловато-суглинистых отложений. Во все водотоки с обеих сторон впадает большое количество как постоянных, так и действующих только в период половодья притоков и проток. Пойма Оби в районе Восточно-Сургутского месторождения относительно низкая, ровная, проросшая разнотравно-злаковым травостоем на слоистых дерновых, слабогумусированных почвах. Деревья и крупные кустарники произрастают только по бровкам проток и ручьев. Берега обрывистые – 5-10 м. На пойме расположено большое количество озер. Основная пойма расчленяется на ряд массивов, формируя между протоками свою молодую прирусловую пойму, активно растущую в период подъема и спада волны половодья.

Протока Юганская Обь является одной из самых крупных проток Оби, впадает в нее с левого берега на 1353 км. Длина протоки 195 км. Русло

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

протоки Юганская Обь открытое, извилистое. Берега обрывистые – 5-10 м. Скорость течения – 0,5 м/с. Уклон свободной поверхности – 0,016 %. На участке от 1513 до 1350 км от устья судоходна. Протока Юганская Обь соединяется с руслом Оби правосторонними протоками Казенная, Полой, Березовая, Никонова. Слабый уклон местности определяет медленное течение рек и большой коэффициент извилистости, достигающий 3-4.

С левобережья в протоку впадает **р. Большой Юган**. На участке производства работ река Большой Юган протекает по пойме Оби и водный режим реки при максимальных уровнях определяется режимом Оби. Река Большой Юган берет свое начало из Васюганского болотного массива и впадает слева в протоку Юганская Обь на 118 км от устья. Общая площадь водосбора реки 34700 км², общая длина реки 1063 км. Основным притоком является р. Малый Юган, впадающая в р. Большой Юган с правого берега на 121 км от устья. Наиболее крупные притоки р.р. Нёгусьях, Лок-кум-Ягун, Коим-Лых, Сугмутен-Ях, Епель-Петь-Ях и др. В бассейне около 8000 озёр.

Реки рассматриваемого района по водному режиму и характеру питания относятся к рекам с весенне-летним половодьем и паводками в теплое время года. Основным источником питания являются зимние осадки. Весенне-летнее половодье значительно растянуто во времени, зимняя межень устойчивая. Водный режим реки Большой Юган на данном участке, как и всего пойменного участка при максимальных уровнях определяется водным режимом р. Обь.

Расчетные уровни воды, глубина и ширина пересекаемого водотока в проектных створах проектируемого промыслового трубопровода приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Расчетные уровни воды в проектных створах

Водоток	Уровень, м БС			Глубина, м	Ширина зеркала воды, м	ВОЗ (ПЗП)
	1 %	5 %	10 %			
Нефтегазосборные сети т.вр. куст № 16 – т.вр. куст № 11						
р.Большой Юган	35,03	34,51	34,27	2,91	212	200(50)

Общая длина реки 1063 км. Водоохранная зона реки 200 м, прибрежная защитная полоса 50 м. На рассматриваемом участке река Большой Юган протекает по левобережной пойме Оби и впадает слева в Юганскую Обь. Пойма в основном открытая, луговая с редким лесом и тальником, произрастающим чаще по бровкам проток.

Таблица 1.4 – Основные гидрографические характеристики р. Большой Юган в створе перехода

Наименование водотока (ПК)	Расстояние от устья, км	Площадь водосбора, км ²	Отметка уреза, м	Ширина, м	Глубина, м
Трасса нефтегазосборных сетей т.вр.куст № 16-т.вр.куст №11					
р. Большой Юган ПК5+01,18	11,1	34500	26,31 03.09	212	2,91

В створе перехода трассой русло на участке хорошо врезанное, с небольшим изгибом вправо. На участке перехода правый берег высотой 6 м, крутой (крутизна склона 18°), задернованный, от бровок растет тальник высотой от 3 до 6 м. Сложен в основном суглинком с прослойками супесчаных пород. Левый берег высотой 5,7 м, средней крутизны (крутизна склона 10°), суглинистый, задернованный, по бровкам произрастает тальник высотой от 3 до 6 м.

Ширина русла в створе перехода 212 м. Максимальная глубина 2,91 м при отметке уреза воды 26,31 м на 03.09.2020 г. Дно сложено суглинком.

На реке наблюдался ледостав, лед ровный, толщиной до 70 см. Средняя скорость течения при ледоставе составила 0,34 м/с.

При ранее проведенных изысканиях в 1,4 км выше участка перехода в 27.09.2018 были измерены: скорость течения 0,46 м/с, максимальная 0,64 м/с. Измеренный расход воды при открытом русле составил 158 м³/с. Измеренный уклон на участке составил 0,03 ‰. Отметка ГВВ составила 31,98 м БС (трава на ветках).

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По результатам обследования скорость размыва берегов в районе перехода оценивается 0,3 м/год.

На реке Большой Юган наблюдается карчеход - отдельно пlyingщие деревья, произрастающие выше по течению. Деревья максимальной высоты до 16 м, с диаметром корней до 1,6 м и диаметром кроны до 3,5 м.



Рисунок 1.2. Следы карчехода на левом берегу реки Большой Юган выше по течению

1.5 Метеорологические и климатические условия

Климатическая характеристика составлена по данным многолетних наблюдений метеостанции Сургут. Метеостанция Сургут является опорной, репрезентативной для данной территории, данные приводятся в СП 131.13330.2018.

Основные климатические характеристики района строительства приведены в таблице 1.5.

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1. 5 – Основные климатические характеристики района
строительства.

Характеристика		Нормативный документ	Значение
Климатический подрайон строительства		СП 131.13330.2018	I Д
Абсолютная min температура воздуха, °С		СП 131.13330.2018	минус 55
Абсолютная max температура воздуха, °С		СП 131.13330.2018	34
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	обеспеченностью 0,92	СП 131.13330.2018	минус 43
	обеспеченностью 0,98	СП 131.13330.2018	минус 45
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С	обеспеченностью 0,92	СП 131.13330.2018	минус 47
	обеспеченностью 0,98	СП 131.13330.2018	минус 48
Температура теплого периода, °С	обеспеченностью 0,95	СП 131.13330.2018	20
Среднегодовая сумма осадков, мм		СП 131.13330.2018	676
Нормативное значение ветрового давления (I район), кПа		СП 20.13330.2011 СП 20.13330.2016	0,23
Нормативное значение ветрового давления, Па (скорость ветра, м/с) для II района по ветру		ПУЭ	500 (29)
Нормативное значение веса снегового покрова (IV район), кПа		СП 20.13330.2016	2,0
Толщина стенки гололёда (II район), мм		ПУЭ	15
		СП 20.13330.2016	5
Среднегодовая продолжительность гроз, ч		ПУЭ	От 40 до 60
Барометрическое давление, гПа		СП 131.13330.2018	1005

К опасным гидрометеорологическим явлениям, зафиксированным на метеостанции Сургут на территории производства работ, относятся: очень сильный ветер (скорость ветра при порывах не менее 25 м/с и более), сильная метель (средняя скорость ветра 15 м/с и более, МВД 500 м и менее, продолжительность не менее 12 ч), очень сильный дождь (количество выпавших осадков 50 мм и более в течение 12 ч и менее), сильный мороз (в

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

течение 3-х суток и более минимальная температура воздуха для территории ХМАО минус 45 °С и ниже) и сильная жара (в течение 5 дней и более максимальная температура воздуха для ХМАО +30 °С и выше).

Среди современных физико-геологических процессов и явлений, осложняющих условия инженерно-хозяйственного освоения района, следует отметить: морозное пучение и подтопление.

Морозное пучение. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов определена в соответствии с п. 5.5.3 СП 22.13330.2016, и составляет для суглинков и глин 2,2 м, супесей, песков пылеватых и мелких – 2,7 м, песков средней крупности – 2,9 м (по данным многолетних наблюдений метеостанции Сургут). По относительной деформации морозного пучения грунты на изучаемой территории обладают непучинистыми (ИГЭ-530), среднепучинистыми свойствами (ИГЭ-241, ИГЭ-540, ИГЭ-550), сильнопучинистыми (ИГЭ-351) и чрезмернопучинистыми свойствами (ИГЭ-251, ИГЭ-361). Согласно СП 115.13330.2016 по степени опасности морозного пучения территория относится к «опасным».

Подтопление. Согласно СП 115.13330.2016, по степени опасности подтопления, территория относится к «весьма опасным». Согласно СП 22.13330.2016, п. 5.4.8, территория по характеру подтопления относится к естественно подтапливаемым территориям.

Месторождение расположено на территории, где интенсивность сейсмических воздействий составляет 5 баллов (карты ОСР-2015 СП 14.13330.2018). Согласно СП 115.13330.2016 по степени опасности землетрясения территория относится к «умеренно опасным».

Другие процессы, согласно СП 115.13330.2016, на объекте не выявлены.

Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

В геоморфологическом отношении территория производства работ расположена на Васюганском структурно-денудационном плато (согласно

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

геоморфологическому районированию Западно-Сибирской равнины) и приурочена к поверхности поймы р. Оби.

В геологическом строении территории на исследованную глубину до 5,0-25,0 м принимают участие:

– (tQIV) – современные техногенные отложения, представленные песком мелким. Насыпные грунты слагают отсыпку существующих автодорог мощность отсыпки составляет до 1,0 м.

– (aQIV) – аллювиальные отложения поймы р. Оби, представленные глинами, суглинками, супесью, песками пылеватыми, мелкими и средней крупности.

Химический состав подземных вод гидрокарбонатный кальциевый, магниевый, калиево-натриевый.

Подземные воды по отношению к бетону нормальной проницаемости, согласно СП 28.13330.2017, среднеагрессивные по содержанию CO₂, неагрессивные по показателю бикарбонатной щелочности, и слабоагрессивные по значению показателя pH; по отношению к арматуре железобетонных конструкций - неагрессивные при периодическом смачивании и при постоянном погружении.

Согласно таблице, X.3 СП 28.13330.2017 подземные воды, по степени агрессивного воздействия воды-среды на металлоконструкции – среднеагрессивные.

По суммарной концентрации сульфатов и хлоридов в подземных водах, согласно таблицы X.5 СП 28.13330.2017, грунты ниже уровня грунтовых вод по степени агрессивного воздействия на конструкции из углеродистой стали – слабоагрессивные.

Степень агрессивного воздействия грунтов выше уровня грунтовых вод на конструкции из углеродистой стали, по данным лабораторных и геофизических исследований, согласно таблице, X.5 СП 28.13330.2017, классифицируется как слабоагрессивная.

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.6 Характеристика проектируемого нефтегазосборного трубопровода

Таблица 1.6 – Перечень и характеристики проектируемых нефтегазосборных трубопроводов.

Наименование	Характеристика
Нефтегазосборные сети т.вр. куст № 16 – т.вр. куст № 11	Диаметр и толщина стенки – 219х6 мм Протяженность трубопровода – 1532,20 м Транспортируемая среда – нефтегазоводяная смесь Рабочее давление – 4,0 МПа

В зависимости от классификации транспортируемых продуктов, в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 55990-2014, категория продукта – 7 (нефть с газовым фактором до 300 м³/т). [7]

В соответствии с п. 7.1.2 ГОСТ Р 55990-2014 класс проектируемых нефтегазосборных трубопроводов – II (номинальный диаметр DN200,). [7]

Сведения о проектной мощности и проектной пропускной способности проектируемых нефтегазосборных трубопроводов приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Сведения о проектной мощности и проектной пропускной способности.

Наименование	Проектная мощность, м ³ /сут		Проектная пропускная способность по жидкости, м ³ /сут
	по газу	по жидкости	
Нефтегазосборные сети т.вр. куст № 16 – т.вр. куст № 11	47980,1	2305,3	14770,9

На ПК5+01,18 трассой нефтегазосборных сетей т.вр.куст № 16- т.вр.куст №11 пересекается р. Большой Юган в 11,1 км от устья.

2. Анализ технических решений по строительству подводного перехода

Существует огромное разнообразие вариантов сооружения подводных переходов через естественные или искусственные преграды.

Выбор определенного метода в каждом отдельном случае должен базироваться на анализе совокупности условий прокладки и технических, экономических, экологических и прочих требований к переходу.

Основные методы прокладки подводных переходов трубопроводов:

- Траншейный способ;
- Наклонно-направленное бурение;
- Микротоннелирование;
- Метод кривых

2.1 Траншейная прокладка трубопровода

Траншейный метод строительства трубопроводов через водные преграды является наиболее распространенным из-за низкой себестоимости, но не исключает существенные недостатки, такие как большой объем подводных и земляных работ. Данные виды работ разрушают целостность подводного перехода, то есть несут экологический ущерб. В настоящее время траншейный метод используют тогда, когда нет возможности применить бестраншейные методы, ввиду каких-либо ограничений для строительства.

Существует несколько способов и схем прокладки трубопроводов в заранее выкопанные траншеи под водной поверхностью. Основные из них:

- протаскивание по дну;
- погружение с поверхности воды последовательным наращиванием

секций трубопровода

					<i>Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения</i>			
		№ докум.	Подпись	Дата				
<i>Разраб.</i>	<i>Богер Р. Д.</i>				<i>Анализ технических решений по строительству подводного перехода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брисник О.В.</i>						33	118
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

- погружение с поверхности воды трубопровода полной длины.

При строительстве трубопровода с поверхности воды необходимо произвести тщательный обследование дна реки, которое включает в себя водолазное обследование, проверка глубины воды в створе нашего перехода и отметки дна, произвести монтаж и закрепление тяговых средств на берегах реки. На берегу реки сваривается плеть трубопровода, производят испытания на прочность и герметичность, после чего на испытанный трубопровод наносят изоляционное покрытие. Для того чтобы во время протаскивания не нанести механических повреждений, трубопровод проходит футеровку. К подготовленной плети трубопровода крепят оголовок, к нему по оси подводной траншеи с противоположного берега протягивают стальной канат, а другой его конец закреплен на тяговой лебедке тягача. Для распознавания местоположения оголовка трубопровода во время протаскивания с поверхности воды, на нем крепятся опознавательные поплавки.

Протаскивание трубопровода проходит по спусковым дорожкам, идущим четко по оси подводной траншеи. Полностью подготовленную плеть трубопровода размещают на водной поверхности реки четко над осью подводной траншеи, после проверки положения трубопровода, начинается его погружение на дно, путем затопления при положительной плавучести или открепления специальных понтонов, фиксирующих трубопровод на поверхности воды.

Важным фактором такой прокладки является то, что трубопровод не должен колебаться во время затопления, а плавно опускался на дно реки. После того как трубопровод был уложен в подводную траншею, проводят водолазное обследование с целью удостовериться, что он лежит по заданной проектной траектории и не возникли провисы под плетью трубопровода, если таковые имеются их необходимо незамедлительно устранить. Далее происходит испытание уложенного подводного трубопровода на дне подводной траншеи путем намыва или отсыпки грунта. [16]

					<i>Анализ технических решений по строительству подводного перехода</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Укладка трубопроводов с плавучих средств способом последовательного наращивания в единую нить применяется для прокладки подводных трубопроводов через водоемы большой протяженности и осуществляется при помощи специально оборудованного судна- трубоукладчика. Оно представляет собой плавучую строительно-монтажную площадку, на которой осуществляется монтаж звеньев труб в непрерывную нитку укладываемого трубопровода. Укладка подводного трубопровода производится следующим образом. Готовая к прокладке секция трубопровода определенной длины подается на рабочий участок, стыкуется и сваривается с находящимся на судне концом проложенной по дну плети. После сварки, контроля, изоляции и обетонирования стыка секция освобождается и продвижением судна-трубоукладчика плавно погружается в воду. При этом плеть уходит с кормы под воду наклонно и во избежание появления в ней опасных напряжений в процессе укладки на дно поддерживается в воде специальным хоботом, прикрепленным к корме и состоящим из инвентарной колонны труб. Необходимый уклон хобота и поддерживаемого с его помощью участка трубопровода обеспечивается укрепленными на нем понтонами. По окончании укладки трубопровода конечная его ветвь опускается за борт с помощью шести кран-балок, расположенных вдоль правого борта.

2.2 Метод наклонно-направленного бурения

Горизонтальное (наклонное) направленное бурение – многоэтапная технология бестраншейной прокладки подземных инженерных коммуникаций с помощью специализированных мобильных буровых установок, позволяющих вести управляемую проходку по криволинейной траектории, расширять скважину, протягивать трубопровод [6].

Основное технологическое оборудование:

- Буровая установка;
- Насосно-смесительный узел;
- Локационная система;

					Анализ технических решений по строительству подводного перехода	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– Буровой инструмент.

Первый этап наклонно-направленного метода прокладки газопровода заключается в бурении при помощи специализированных инструментов пилотной скважины. Бурение пилотной скважины представляет собой особо ответственную часть работ, от которого зависит результат строительства в целом. Бурение осуществляется при помощи бурового инструмента со скосом в передней части со встроенным излучателем, либо при помощи забойного турбинного двигателя с шарошечным долотом. Буровая головка присоединена при помощи полой гибкой приводной штангой, который позволяет управлять процессом пилотного бурения, обходить искусственные и естественные преграды в любом направлении в пределах естественного изгиба труб.

Буровая головка имеет в себе отверстия, через которые подается буровой раствор. Буровой раствор попадая в скважину образует суспензию с породой. Буровой раствор позволяет уменьшить трение при протаскивании плети трубопровода, предохраняет скважину от обвалов, охлаждает буровую головку от перегрева, разрушает породу, выносит обломки за пределы скважины. Контроль за процессом бурения осуществляется при помощи приемного устройства – локатора, который присоединяют в корпус буровой головки. Локатор принимает и обрабатывает сигнал с буровой головки и по цифровому интерфейсу передает на пульт управления оператора, эти данные являются основными при проходке бурового инструмента, контроля проектной траектории строящейся скважины, уменьшает риски излома рабочего трубопровода. При отклонении траектории буровой головки от проектной, оператор останавливает процесс бурения корректирует положение бурового инструмента при помощи поворота и надавливания, затем продолжает процесс бурения уже по заданной проектной траектории без отклонения. В итоге буровой инструмент завершает процесс бурения выходом в заданной проектом месте.

					<i>Анализ технических решений по строительству подводного перехода</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Рисунок 2.1. Бурение пилотной скважины

На следующей стадии скважину расширяют при помощи специальных расширителей обратного действия – риммеров. Расширение скважины производят до тех пор, пока диаметр скважины не обеспечит размеры для протаскивания плети трубопровода. При этом буровая головка отсоединяется от плети труб и на него надевается риммер. При помощи тягового усилия бурового инструмента с одновременным вращением и постепенным расширением, плеть заранее подготовленного трубопровода протаскивается в скважину.

Чтобы обеспечить бесперебойное протягивание плети трубопровода через подготовленную скважину, диаметр должен на 30% превышать диаметр труб.

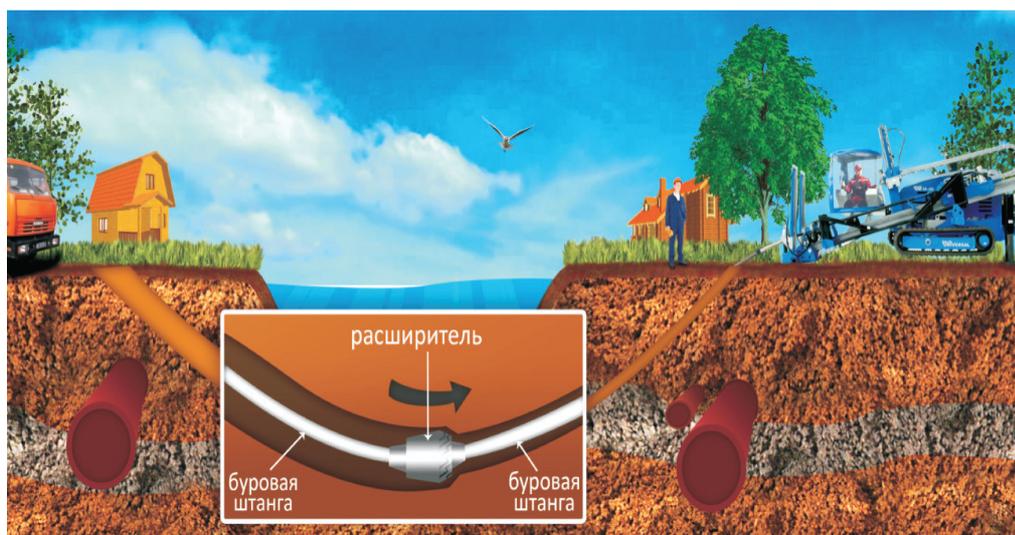


Рисунок 2.2. Расширение скважины

Третьей стадией строительства является протаскивание плети трубопровода в скважину. На противоположной стороне преграды располагается го-

товая к протягиванию плеть труб. К переднему концу плети крепится головка и вертлюгом воспринимающий тяговое усилие и риммер. Вертлюг позволяет не передавать вращательное движение буровых труб к плети трубопровода, тем самым плавно протягивать его в скважину. Таким образом вся плеть трубопровода полностью затягивается в скважину.

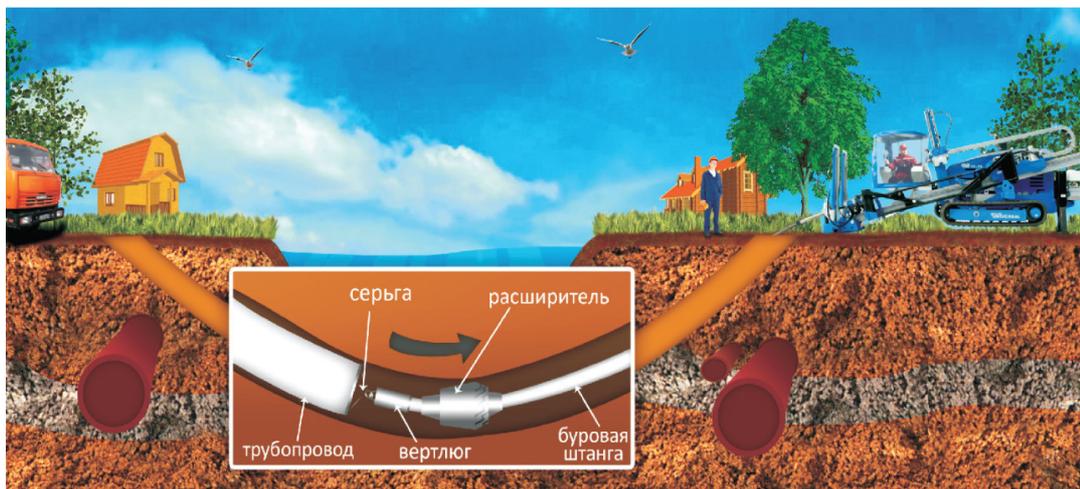


Рисунок 2.3. Протаскивание трубопровода в скважину

На конечном этапе строительства, после окончания всех основных технологических этапов, инженерно-технический персонал сдает заказчику исполнительную документацию, на которой указано фактическое положение уложенного трубопровода в различных плоскостях, с обязательным указанием «привязок» к ориентирам на местности. Исполнительная документация готовится с использованием специального программного продукта "DRILL SITE" [10]

Все комплексы ННБ делятся на три основные группы по значению усилия прямой/обратной тяги – основного параметра в соответствии с СП 341.1325800.2017, характеризующего эту технику:

- mini – до 12 тонн;
- midi – до 50 тонн;
- maxi – свыше 50 тонн.

С учетом многообразия диаметров трубопроводов, формирующих современные системы трубопроводного транспорта, при строительстве переходов этих трубопроводов через различные преграды естественного ис-

кусственного происхождения, практически используются комплексы ГНБ всех классов – от mini до maxi. [5]

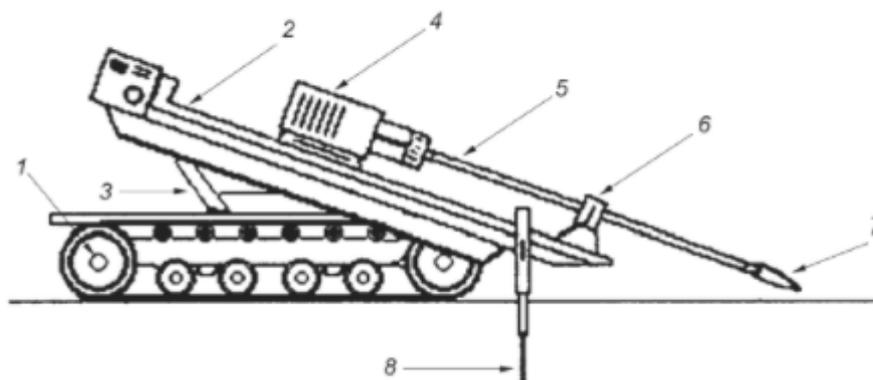


Рисунок 2.4. Принципиальная схема самоходной буровой установки ГНБ

1 - ходовой механизм (чаще гусеничный с кабиной оператора); 2 - буровой лафет (оснащается сменной кассетой со штангами); 3 - гидравлическая система регулировки угла бурения; 4 - приводной механизм вращательного бурения и поступательного движения; 5 - буровая колонна из инвентарных штанг; 6 - гидравлическое зажимное устройство; 7 - буровая головка; 8 - фиксирующее анкерное устройство (анкерная плита).

2.3 Метод микротоннелирования

Технология микротоннелирования состоит в следующем, на подготовительном этапе разрабатывают два котлована на заданной траектории прокладки трубопровода по обе стороны от естественной или искусственной преграды, их называют стартовым и приемным. На территории стартового котлована грунт закрепляется щебнем, а грунт на месте размещения крана и другой тяжелой техники уплотняется. Затем сооружается стартовый котлован, который должен отвечать всем требованиям безопасности, глубина котлована зависит от проектного заглубления строящегося трубопровода под русловой частью водоема. На монтажной площадке размещают временный склад труб, оснащенный брусчаткой с твердой основой. Все необходимые постройки также размещают на монтажной площадке. Будка оператора

					Анализ технических решений по строительству подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

проходческого щита должна находиться перед стартовым котлованом, так чтобы оператор мог визуально наблюдать за ходом прокладки. В стартовый котлован для образования тоннеля спускают и устанавливают проходческий щит на установку с домкратами (закрепленную на блоке из монолитного бетона, выдерживающего максимальную подающуюся нагрузку), который в свою очередь механически разрушает преграждающую ему породу. Продвижение щита происходит путем наращивания труб, устанавливаемых в котловане на специальной опоре с домкратами. Направление прокладки проходческого щита отслеживается системой лазерного наведения, которая обеспечивает наибольшую точность трасы. Механически обработанный грунт, образовавшийся в передней части, перемещается в камеру для смешивания с вымывателем бурильной установки, а далее по технологическим трубам перемещается в котлован. По мере того как были установлены железобетонные кольца и проходческий щит оказался в приемном котловане его демонтируют.

Технические характеристики микротоннелирования:

- Диаметры труб от 800 до 15000 мм;
- Минимальное расстояние между стартовым и приемным котлованами – 150 м, с применением промежуточных домкратных станций – до 450 м;
- Отклонение от заданной траектории - не более 10 мм на каждые 100 м;
- Скорость проходки – 3 м/ч;
- Проходка в любых видах грунта. [20]

2.4 Прокладка методом «кривых»

Технология метода «кривых» заключается в использовании проходческого щита с применением изогнутых труб под определенным углом (2 – 9 градусов и диаметром 600 – 1420 мм) вместо буровых штанг. Трубопровод, состоящий из изогнутых труб, представляет собой параболическую (арочную) конструкцию [29].

					<i>Анализ технических решений по строительству подводного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

Строительство подводного перехода методом «кривых» состоит из четырех этапов: подготовительный, строительно-монтажные работы по укладке трубопровода, демонтаж оборудования, гидравлические испытания. Подготовительный этап строительства подводного перехода заключается в установке наклонной конструкции с заданным уклоном трассы в точке входа, устанавливается лафет продавливающей установки PPP – 400 компании "Prime Drilling" [28]. В точке входа устанавливается бетонное основание, служащее как торцевая упорная стенка с «окном для монтажа» круглого сечения для прохождения микрощита MTS – 1000 мЗ и рабочей плети трубопровода. На «окно для монтажа» закрепляется массивный сальник и резиновый уплотнитель, служащий для прохождения рабочей плети и предотвращения попадания раствора бентонита в затрубное пространство микрощита (рис. 2.5) и выход раствора за пределы пробуриваемой скважины.



Рисунок 2.5. Микрощит тоннелепроходчика

На следующем этапе строительства происходит запуск микрощита, установленного на раме продавливающей установки, соединенный с головной предварительно изогнутой трубой путем соединения трубой – адаптером. Труба - адаптер, представляет собой часть стальной трубы заданного диаметра трубопровода, предназначенная для упрощения соединения и демонтажа микрощита. Для запуска микрощита необходимо закрепить его зажимной манжетой на продавливающей установке, при продавливании микрощит проходит через «окно для монтажа». Микрощит оборудован режущими инструментами, блоком сцепки – расцепки, служащий для передвижения буровой головки путем хода встроенных штоков гидроцилиндров в продольном

					Анализ технических решений по строительству подводного перехода	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

направлении бурения (до 700 мм), включает в себя пространственную корректировку направления и угла проходки.

Подача бентонитового раствора происходит путем его распыления из форсунок микрощита. По мере прохождения микрощита происходит наращивание рабочей плети трубопровода на продавливающей установке путем автоматической аргоно – дуговой сварки стыка труб и ее экструзионной гидроизоляции сварочного стыка труб. Во время сварки трубы поддерживаются подъемником при заданном угле. Все сопутствующие шланги и подводные трубы протягивают в укладываемую плеть трубопровода.

Третий этап строительства – демонтаж оборудования. Когда микрощит проходит установленную трассу залегания трубопровода и доходит до заданной точки выхода, он выходит на поверхность, где он подлежит процессу демонтажа. Демонтаж заключается в выемки микрощита из грунта экскаватором и подъемником. Микрощит демонтируется только после того как появится из скважины рабочая плеть трубопровода, чтобы избежать попадания грунта в полость трубопровода и повреждения внутренних коммуникаций (проводов, шлангов и др.). На заключительном этапе строительства происходит сварка уложенной рабочей плети с действующим трубопроводом и последующим его гидроиспытанием.

2.5 Сравнительный анализ траншейных и бестраншейных технологий

Траншейный метод укладки является наиболее простым методом укладки трубопровода на водном переходе. Трудности возникают при больших глубинах водоёма и большой ширине из-за трудоемкости при разработке траншеи. Существенным недостатком метода является то, что плеть трубопровода, как правило, оголяется на дне водоема и подвергается прямому воздействию водного потока и при разливе перекачиваемая среда попадает на водоём.

					<i>Анализ технических решений по строительству подводного перехода</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

На рассматриваемом переходе проектируемого трубопровода через реку Большой Юган наблюдается карчеход - что увеличивает вероятность повреждения трубопровода при его укладке траншейным методом.

Микротоннелирование является наиболее безопасным методом и применяется лишь в исключительных случаях. Заключается в продавливании железобетонных плит длиной 2 м, буровым приспособлением является микрощит, что позволяет разрабатывать грунт любой категории по буримости начиная от песчаных грунтов заканчивая скальными породами. Протаскивание трубопровода осуществляется по предварительно сооруженному тоннелю. Существенным недостатком является большая стоимость и большие сроки сооружения перехода.

Более новым и совершенным способом сооружения подводного перехода является метод кривых, который является симбиозом 2 методов: микротоннелирования и наклонно направленного бурения. Метод кривых отличается от наклонно-направленного бурения значимым фактором – использованием «кривых труб», что позволяет сократить радиус изгиба прокладываемой плети трубопровода. В качестве бурового приспособления используется микрощит т.е. подводный переход можно сооружать в любых грунтах по буримости, только в отличии от микротоннелирования после микрощита будет следовать предварительно сваренная трубная плеть. [23]

Так как при перехожее через реку Большой Юган дно водной преграды сложено суглинком и песком средней крупности нет необходимости удорожать строительство применением микрощита, который применяется в таких методах как микротоннелирование и «метод кривых». Более целесообразно будет применить метод наклонно- направленного бурения

Преимущества метода ННБ:

– Заглубление трубопровода на глубину, превосходящую величину размывов русла, защита трубопровода от внешних механических повреждений;

					Анализ технических решений по строительству подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

– Возможность строительства перехода трубопровода в стесненных условиях;

– Контроль за ходом процесса ННБ с момента начала буровых работ до окончания протягивания рабочей плети с снижением факторов, оказывающих отрицательное воздействие на окружающую среду при производстве СМР.

Эффект от внедрения:

– Строительство подводного перехода без повреждения береговых склонов и нарушения руслового режима реки, неизбежных при строительстве траншейным способом;

– Проведение СМР без трудоемких подводно-технических, водолазных, берегоукрепительных работ;

– Сокращение сроков строительства;

– Улучшение условий эксплуатации, исключение необходимости водолазных обследований.

					<i>Анализ технических решений по строительству подводного перехода</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. Комплекс мероприятий по строительству перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения

3.1 Проектирование перехода методом ННБ

В местах пересечения водных преград проектируемый трубопровод заключается в защитный футляр.

Согласно п. 10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014, внутренний диаметр трубы защитного футляра должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм. Толщина стенки защитного футляра, согласно п. 10.3.6 ГОСТ Р 55990-2014, принята не менее 1/70 DN, но не менее 10 мм.

Диаметр защитного футляра для проектируемых нефтегазосборных трубопроводов диаметром 219 мм составляет 530 мм.[7]

Таблица 3.1 – Характеристика пересекаемой водной преграды.

Наименование водотока	Отметка уровня воды, м, БС 77 г.	Ширина в створе, м	Макс. глубина в створе, м	Уровень воды обеспеченностью, м, БС 77 г.	
				1 %	10 %
Нефтегазосборные сети т.вр. куст № 16 – т.вр. куст № 11					
р.Большой Юган ПК5+01,18	26,31	212	2,91	35,03	34,27

Проектирование строительства подводного перехода методом наклонно-направленного бурения выполнено на основе результатов гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий, а также с учетом прогнозирования характера и величины русловых деформаций.

В соответствии с требованиями п.891 ФНП в области промышленной безопасности от 15.12.2020 №534, переход через р. Большой Юган выполнен в защитном футляре. [11]

					Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения		
		№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Богер Р. Д.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брисник О.В.					45	118
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						

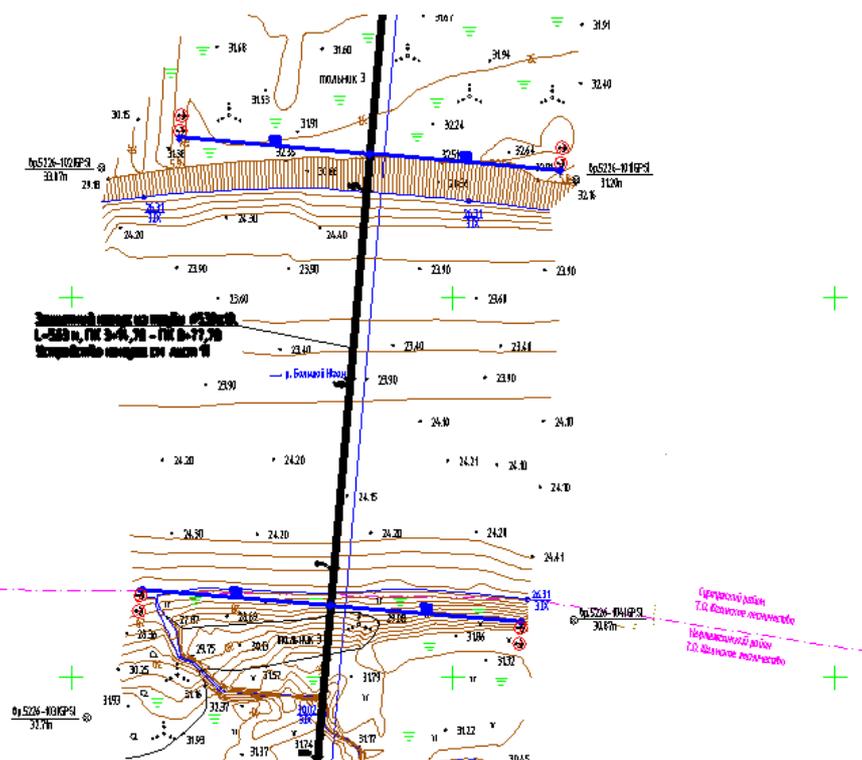


Рисунок 3.1. Переход проектируемого трубопровода через р Большой Юган

Переход выполняется протаскиванием защитного футляра в грунтовую скважину, а затем в уложенный защитный футляр протаскивается рабочий трубопровод.

Способ прокладки трубопроводов – подземный.

Основные параметры перехода через р. Большой Юган проектируемого нефтегазосборного трубопровода методом ННБ:

- угол входа бура 8° (п. 10.1.13 СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011) [5];
- угол выхода бура 5° (п. 10.1.13 СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011) [5];
- минимальный радиус скважины 795 мм (п. 8.6.6 СП 341.1325800.2017) [6];
- протяженность участка ННБ 631 м.

Радиус упругого изгиба криволинейных участков принят из условия обеспечения прокладки защитного футляра с рабочим трубопроводом без опасных напряжений в стенках трубы, в соответствии с требованиями п. 8.6.6 СП 341.1325800.2017 и должен составлять не менее $R_g = 1,5 D_n$, соответственно принят радиусупругого изгиба равный 795 мм. [6]

					Комплекс мероприятий по строительству перехода методом наклонно-направленного бурения	Лист 46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Протаскивание защитного футляра в пробуренную скважину осуществляется отдельными секциями со сваркой межсекционных стыков (в 2 секции):

- протаскивание первого участка;
- приварка второго участка, его протаскивание.

Протаскиваемый трубопровод должен быть испытан, параметры испытаний представлены выше.

Для строительства трубопровода на участке подводного перехода предусмотрено:

- рабочий трубопровод диаметром и толщиной стенки 219х6 мм;
- защитный футляр диаметром и толщиной стенки 530х10 мм.

Толщина стенки защитного футляра принята с запасом, обеспечивающим повышенную эксплуатационную надежность перехода и продольную устойчивость при строительстве с применением способа ННБ при дополнительных усилиях, возникающих в процессе протаскивания трубопровода по буровому каналу в скважину.

Для защитного футляра, прокладываемого методом ННБ, проектом предусмотрено заводское усиленное трехслойное изоляционное покрытие на основе экструдированного полиэтилена специального исполнения для бестраншейной прокладки, толщиной не менее 3 мм.

Для антикоррозионной защиты сварных стыков защитного футляра, прокладываемого методом ННБ, проектом предусматривается установка термоусаживающихся манжет специального типа.

Величина заглубления трубопровода при переходе через р. Большой Юган, согласно п.10.1.11 СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011, принята не менее 6,0 м от отметок дна реки и не менее 2,0 м от линии предельного размыва русла реки до верхней образующей защитного футляра. [5]

					<i>Комплекс мероприятий по строительству перехода методом наклонно-направленного бурения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

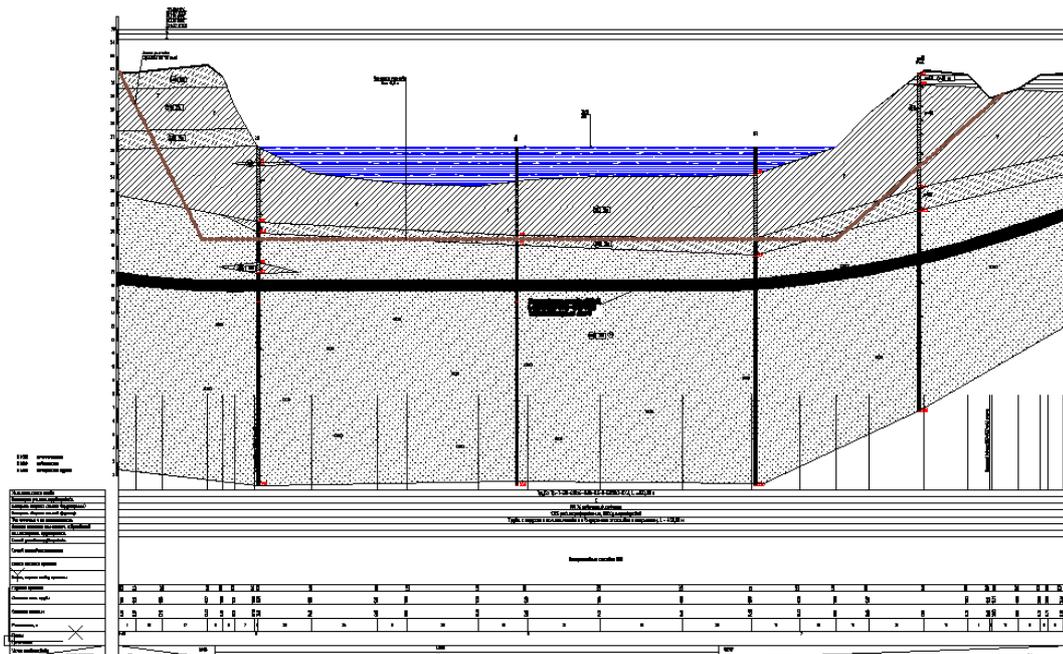


Рисунок 3.2. Продольный профиль проектируемого нефтепровода на переходе через р. Большой Юган

Для проектирования перехода методом ННБ было использовано ПО «DrillSite», ввиду ряда преимуществ: возможность корректировать исходные данные в процессе построения профиля, автоматизированный контроль кривизны бурового инструмента и трубопровода.

Для создания чертежа и начала работы в DrillSite необходимо ввести исходные данные во вкладке «Параметры проекта», которые показаны на рисунке 3.3.

Параметры проекта

Бурение

Сетка

Трасса

Таблица

Штамп

Труба

Тип трубы: Стальные сварные магистрал.

ГОСТ 20295-85*

Диаметр, м: 0.53 (0.01) (128.24) | 0.53

Толщина стенки трубы (δ, м): 0.01

Погонный вес (qтп, кг/м): 128.24

Материал: К52 (класс прочности)

ГОСТ 20295-85*

Предполагаемая длина скважины, м: > 300

Рекомендуемый диаметр скважины: 795

Грунт

Тип грунта: Песок средней крупности

Пористость (п0): 0.45

Удельное сцепление (Па): 3000

Удельный вес (γг, Н/м3): 17500

Угол внутреннего трения (φ, рад): 0.7

Рисунок 3.3. Параметры проекта для работы в ПО «DrillSite»

После создания проекта, необходимо создать поверхность земли в районе строительства перехода. Для этого во вкладке «Поверхность» заносится информация по пикетам и отметкам земли на этих пикетах из чертежа в AutoCAD. Далее создается трубопровод, на нем обозначаются точки изгиба, и производится построение профиля по необходимым параметрам. Важно соблюсти верные углы входа и выхода бура, а также избежать превышений критической кривизны трубопровода, которые в ПО «DrillSite» показаны красным цветом на рисунке 3.4.

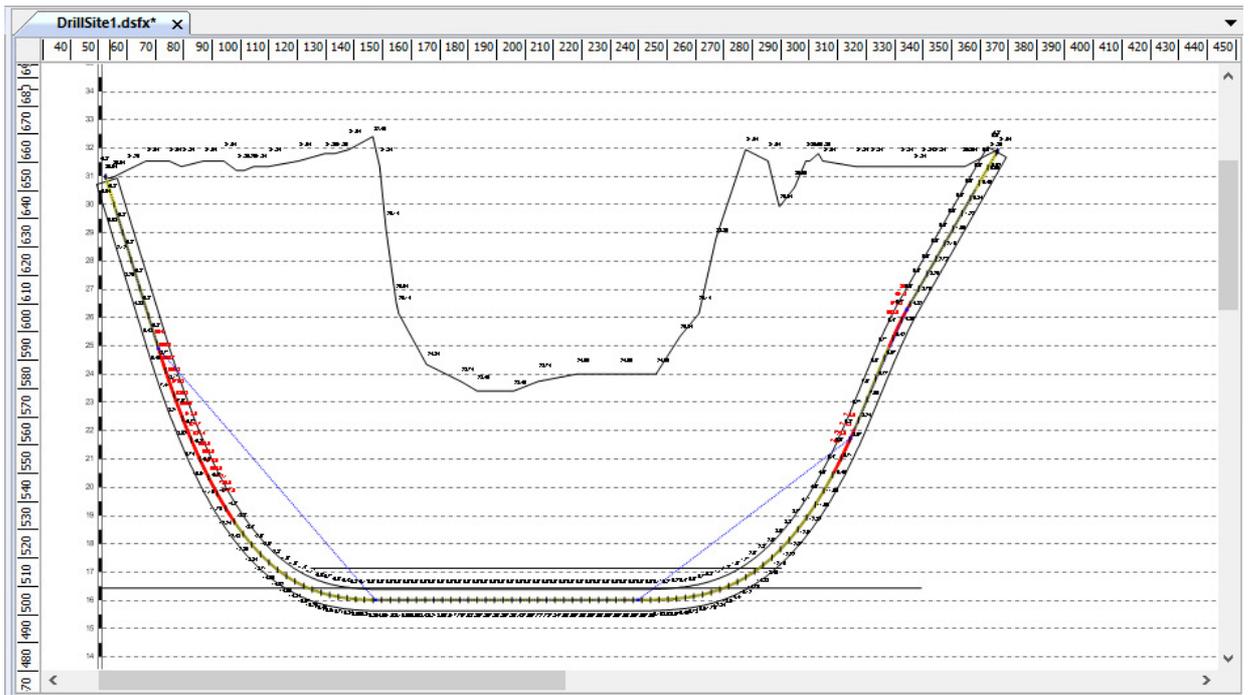


Рисунок 3.4. Построенный профиль трубопровода в ПО «DrillSite» с превышениями критической кривизны трубопровода

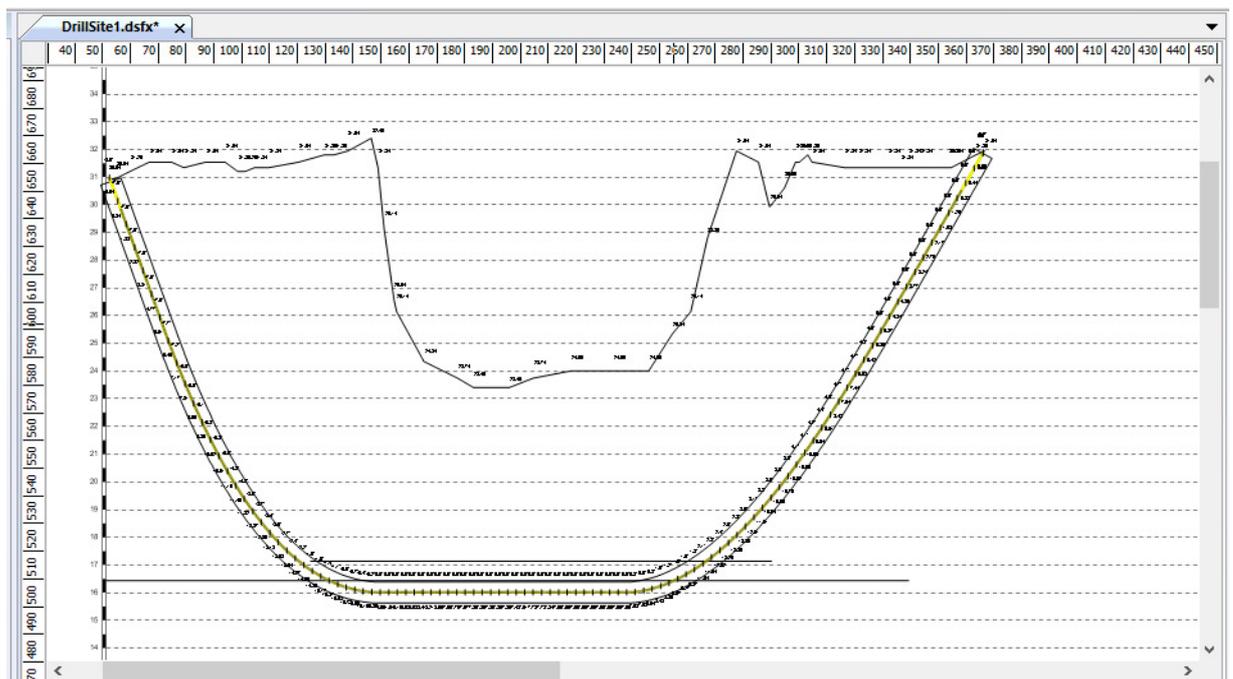


Рисунок 3.5. Корректно построенный профиль трубопровода в ПО «DrillSite»

После построения профиля в ПО «DrillSite» производится экспорт чертежа в AutoCAD и состыковка перехода с линейной частью с помощью гнутых отводов.

Для рабочего трубопровода, протаскиваемого в защитном футляре, предусмотрена установка опорно-направляющих колец с опорами качения

установленных с интервалом через 2,0 м. Установка производится при монтаже трубопровода. На обоих концах защитного футляра предусмотрены герметизирующие манжеты, обеспечивающие герметичность межтрубного пространства и укрытие защитное манжет герметизирующих.

Положение проектируемого створа, точек входа и выхода буровой колонны определено с учетом оптимального размещения бурового комплекса, удобства выполнения буровых работ, работ по монтажу рабочего трубопровода.

Для производства работ по бурению предусматривается устройство монтажных площадок на обоих берегах водной преграды.

Площадка в точке забуривания №1 расположена на левом берегу р. Большой Юган. Площадка отсыпана грунтом и вынесена за пределы прибрежной полосы и водоохранной зоны реки, на расстоянии не менее 200 м от уреза воды водоёма. [5]

Площадка в точке выхода бура №2 расположена на правом берегу р. Большой Юган, площадка отсыпана грунтом и вынесена за пределы прибрежной полосы и водоохранной зоны реки, на расстоянии не менее 200 м от уреза воды водоёма.

Для монтажа бурового комплекса устраивается монтажная площадка, на которой размещается буровая установка и все необходимое оборудование, инструмент и материалы. Размеры монтажной площадки предусматривают возможность бурения и протаскивания трубопровода.

В местах выхода бурового инструмента сооружается монтажная площадка на которой производится монтаж дюкера и защитного футляра, устанавливаются роликовые опоры для протаскивания и центровки относительно буровой скважины.

До начала буровых работ на территории монтажной площадки буровой установки сооружаются накопительные земляные амбары (котлованы) для выбуренной породы, а также подготавливаются площадки для складирования оборудования и материалов.

					<i>Комплекс мероприятий по строительству перехода методом наклонно-направленного бурения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

3.2 Расчет максимально допустимого тягового усилия для протаскивания трубопровода по буровому каналу

Выбор бурового оборудования выполняется на основе максимального усилия при протаскивании трубопровода. Расчет тяговых усилий выполнен в соответствии с "Методическим пособием по определению напряженно - деформативного состояния трубопровода при строительстве подводных переходов нефтепроводов методом наклонно-направленного бурения" в ПО DrillSite. Исходные данные для расчета представлены в таблице 3.2. [10]

Таблица 3.2 – Исходные данные для расчета тяговых усилий.

Наименование параметра	Обозначение	Величина
Геометрические параметры скважины		
Угол входа трубы, град.	$\alpha_{ВХ}$	8.0°
Угол выход трубы, град.	$\alpha_{ВЫХ}$	-5.0°
Радиус кривизны профиля, м	R	750
Длина скважины по оси, м	LCKB	631
Характеристики трубопроводов		
Защитный футляр		
Наружный диаметр, м	Dк	0,530
Внутренний диаметр, м	dk	0,510
Толщина стенки, м	δ_k	0,010
Модуль Юнга, МПа	E m	206000
Плотность материала труб, кг/м ³	ρ_m	7850
Предел прочности стали, МПа	R1	460
Предел текучести стали, МПа	R2	360
Толщина изоляции, м	$\delta_{ик}$	0,003
Плотность материала изоляции, кг/м ³	$\rho_{и}$	970
Плотность воды, кг/м ³	$\rho_{в}$	1000
Коэффициент, учитывающий усиление шва	k	1,01

Наименование параметра	Обозначение	Величина
Рабочий трубопровод		
Наружный диаметр, м	D m	0,219
Внутренний диаметр, м	dm	0,207
Толщина стенки, м	δm	0,006
Модуль Юнга, МПа	E m	206000
Плотность материала труб, кг/м ³	ρm	7850
Предел прочности стали, МПа	R1	460
Предел текучести стали, МПа	R2	360
Плотность материала труб, кг/м ³	ρm	7850
Толщина изоляции, м	$\delta_{ит}$	0,002
Плотность материала изоляции, кг/м ³	$\rho_{и}$	970
Коэффициент, учитывающий усиление шва	k	1,01
Дополнительные данные		
Коэффициент трения трубопровода в скважине	f	1,0
Плотность бурового раствора, кг/м ³	$\rho_{бр}$	1150
Динамическое напряжение сдвига бурового раствора, Па	τ_0	100
Ускорение свободного падения, м / сек ²	g	9,81

Расчеты усилий (Метод DrillSite)

Расчеты бурения

Максимально допустимое усилие для протаскивания трубопровода(ов) по буровому каналу:

Необходимая длина плети (см. Л.2.15), м:

Объем грунта, удаляемого из скважины, м³:

Потребность в буровом растворе, м³:

Минимальное время бурения, мин:

Максимальная скорость прохождения трассы, м/мин:

Расширители:

Протяжка трубы с последним расширением

Рисунок 3.6. Расчет максимально допустимого тягового усилия для протаскивания трубопровода по буровому каналу в ПО «DrillSite»

					Комплекс мероприятий по строительству перехода методом наклонно-направленного бурения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Максимальное тяговое усилие протаскивания дюкера, определенное в ПО DrillSite, при оптимальном заполнении трубопровода водой с учетом, того, что скважины в точности соответствует проектному профилю, без азимутальных отклонений составляет – 343 061 Н.

Согласно расчету тягового усилия, для работ по наклонно-направленному бурению предусмотрено использование буровой установки с тяговым усилием не менее 400 кН (40 т), что соответствуем установке класса Миди.

Входная и выходная части скважин оборудуются приямками для сбора бурового раствора.

Бурение на переходах предусматривается в следующей технологической последовательности:

- бурение пилотной скважины;
- расширение пилотной скважины;
- калибровка скважины.

Бурение пилотной скважины предусматривается вести ориентированным способом.

Для закрепления внутренних стенок скважины от обрушения в процессе производства работ и снижения величины трения рабочего трубопровода о стенки скважины при протаскивании служит буровой раствор.

В качестве бурового раствора при строительстве перехода предусматривается специальная композиция на основе бентонитового глинопорошка.

Первый этап бурения наклонно-направленной скважины заканчивается выходом буровой колонны на противоположной стороне преграды.

Расширение предусмотрено производить путем последовательного протаскивания расширителей. Диаметр расширителя должен не менее чем на 25 % превышать диаметр протаскиваемого трубопровода. Для расчета необходимого количества бурового раствора принят шаг расширения 200 мм.

					<i>Комплекс мероприятий по строительству перехода методом наклонно-направленного бурения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

Перед протаскиванием трубопровода производится калибровка скважины путем протаскивания (прохода) через скважину барабанного расширителя-калибра.

Протаскивание трубопровода предусмотрено осуществлять в два этапа. На первом этапе в пробуренную скважину протаскивается защитный футляр. На втором этапе в уложенный защитный футляр протаскивается рабочий трубопровод.

Перед вводом в эксплуатацию трубопровод на участке подводного перехода, осуществляемых методом ННБ, предусмотрено подвергнуть очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Подводные переходы трубопроводов через водную преграду оборудуются опознавательными (закрепительными) знаками.

При строительстве перехода методом ННБ не предусматривается укрепление берегов, так как берега остаются в естественном состоянии, не подвергаются вскрытию. [9]

Все строительные-монтажные и земляные работы производятся в соответствии с требованиями СП 45.13330.2017, СНиП 12-04-2002, «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 №101.

Сварку и контроль сварных стыков производить согласно требованиям ВСН 006-89, ВСН 012-88:

– визуальный контроль и обмер сварных соединений рабочего трубопровода и защитного футляра работниками службы контроля в объеме 100% выполняемый с помощью линейки, штангенциркуля, универсального шаблона сварщика;

– неразрушающий контроль сварных стыков рабочего трубопровода и защитного футляра в объеме 200 %: 100% радиографирование, 100 % ультразвук;

					<i>Комплекс мероприятий по строительству перехода методом наклонно-направленного бурения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

3.3 Систематизация и автоматизация расчета необходимого количества бурового раствора при строительстве перехода методом ННБ

При проектировании переходов методом ННБ возникает необходимость определения объема бурового раствора. Здесь мы сталкиваемся со следующими проблемами:

При расчете вручную по СП 341.1325800.2017 сталкиваемся с тем, что по документу идет разброс расчетных формул, т.е. не представлена систематизированная методика, поэтому при расчете вручную необходимо для начала систематизировать данный расчет - что делает его объемным и трудозатратным.

Поэтому систематизация расчета и создание расчетного модуля позволит определять объем бурового раствора быстрее, чем вручную, что уменьшит трудозатраты.

На основе анализа СП 341.1325800.2017 в расчетном модуле во вкладке «Последовательность действий» приведена систематизированная методика расчета объема бурового раствора, со ссылками на пункты СП в которых можно найти необходимую информацию. [6]

Необходимый для производства буровых работ объем приготавливаемого бурового раствора:

$$V_{\text{приг}} = V_{\text{н}} + V_{\text{бр}} K_{\text{р}},$$

где $K_{\text{р}}$ – коэффициент учета потерь бурового раствора, в зависимости от используемой системы регенерации, принимается от 0,1 до 0,5;

$V_{\text{н}}$ - необходимый начальный объем бурового раствора, м^3 (см. таблицу А.1 приложения А СП 341.1325800.2017);

$V_{\text{бр}}$ - расчетный объем бурового раствора, м^3 .

Расчетный объем бурового раствора для буровых установок Мини, Миди:

$$V_{\text{бр}} = 0,785 \cdot d_p^2 (L + \delta) \cdot F,$$

					Комплекс мероприятий по строительству перехода методом наклонно-направленного бурения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

где d_p - наибольший диаметр расширения скважины (бурового канала), м;

L - расчетная длина скважины по профилю перехода, м;

δ - возможное увеличение фактической длины бурового канала (перебур) (см. 7.3.1.11), м (Рекомендуется принимать возможное увеличение фактической длины для полиэтиленовых труб $0,10L$, м; для стального трубопровода - от $0,03L$ до $0,05L$)

F - грунтовый коэффициент расхода бурового раствора (таблица Л.1)

Расчетный объем бурового раствора для буровых установок Макси, Мега:

$$V_{бр} = V_{пил} + \sum V_{расш} + V_{кал} + V_{зат},$$

где $V_{пил}$ - расчетный объем бурового раствора на этап проходки пилотной скважины, м³;

$V_{расш}$ - расчетный объем бурового раствора на этап расширения скважины, м³;

$V_{кал}$ - расчетный объем бурового раствора на калибровку скважины, м³;

$V_{зат}$ - расчетный объем бурового раствора на протягивание трубопровода, м³.

Расчетный объем бурового раствора на этап проходки пилотной скважины:

$$V_{пил} = \frac{Q_{пил}}{v_{пил}} \cdot 60(L + \delta)f_{пот},$$

где $Q_{пил}$ - интенсивность подачи бурового раствора на пилотное бурение, м³/мин, принимается в зависимости от длины перехода, от 0,2 до 1 м³/мин, а при использовании винтового забойного двигателя - до 2 м³/мин (см. таблицу Л.2);

$v_{пил}$ - расчетная механическая скорость бурения пилотной скважины, м/ч, принимается по 8.5.7;

					Комплекс мероприятий по строительству перехода методом наклонно-направленного бурения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

$f_{\text{пот}}$ - 1,2 - коэффициент учета расхода бурового раствора на сопутствующие технологические операции (СПО, промывка инструмента и другие).

Расчетный объем бурового раствора на этап расширения скважины:

$$V_{\text{расш}} = t_{\text{расш}} \cdot 60 \cdot Q_{\text{расш}} \cdot f_{\text{пот}},$$

где $t_{\text{расш}}$ - время расширения в расчете на длину перехода по 8.6.8, ч;

$Q_{\text{расш}}$ - интенсивность подачи бурового раствора при расширении, м³/мин.

Время расширения:

$$t_{\text{расш}} = \frac{L + \delta}{60 \cdot v_{\text{расш}}},$$

где $v_{\text{расш}}$ - скорость расширения, м/мин.

$$v_{\text{расш}} = \frac{Q_{\text{расш}}}{0,785 \cdot (D_{\text{расш}}^2 - D_{\text{пр}}^2) \cdot F'}$$

где $D_{\text{расш}}$ - диаметр текущего расширения скважины, м;

$D_{\text{пр}}$ - диаметр предыдущего расширения скважины, м.

Расчетный объем бурового раствора на калибровку скважины:

$$V_{\text{кал}} = \frac{Q_{\text{кал}}}{v_{\text{кал}}} \cdot 60(L + \delta)f_{\text{пот}},$$

где $V_{\text{кал}}$ - скорость протягивания калибра, м/мин, принимается, как правило, в 1,5-3 раза выше скорости последнего расширения по 8.6.7;

$Q_{\text{кал}}$ - интенсивность подачи бурового раствора при калибровке, м³/мин, принимается соответствующей $Q_{\text{расш}}$ на последнем этапе расширения.

Расчетный объем бурового раствора на протягивание трубопровода:

$$V_{\text{зат}} = \frac{Q_{\text{зат}}}{v_{\text{зат}}} \cdot 60(L + \delta)f_{\text{пот}},$$

где $Q_{\text{зат}}$ - интенсивность подачи бурового раствора при калибровке, м³/мин, принимается соответствующей $Q_{\text{расш}}$ на последнем этапе расширения:

					Комплекс мероприятий по строительству перехода методом наклонно-направленного бурения	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$v_{\text{зат}}$ - скорость протягивания трубы, м/ч, принимается, как правило, от 30 до 180 м/ч (от 0,5 до 3 м/мин).

В таблице 3.3 показан список необходимых исходных данных для расчета. Из всего этого списка необходимо самостоятельно заполнить 5 ячеек (которые выделены цветом). Нужно выбрать из выпадающего списка класс буровой установки, группу грунта, вписать протяженность перехода ННБ по профилю, указать грунтовый коэффициент и количество расширителей. Все остальные позиции в исходных данных заполняются автоматически.

Таблица 3.3 – Исходные данные для расчета количества бурового раствора

Класс буровой установки	Миди	Согласно таблицы А.1
Группа грунтов	I	Согласно таблицы И.1
L	631	Длина по профилю бурения ННБ, м
F	3	грунтовый коэффициент расхода бурового раствора (таблица Л.1)
Количество расширений	1	
$V_{\text{пил}}$	60	расчетная механическая скорость бурения пилотной скважины, м/ч. Согласно таблицы 8.2
$Q_{\text{пил}}$	0,5	Интенсивность подачи бурового раствора на пилотное бурение, м ³ /мин. Согласно таблицы Л.2
$V_{\text{н}}$	8	при эксплуатации установок классов мини и миди - 8 м ³ при эксплуатации установок классов макси и мега - 50 м ³
$K_{\text{р}}$	0,5	коэффициент учета потерь бурового раствора, в зависимости от используемой системы регенерации, принимается от 0,1 до 0,5. Если система регенерации проектом не предусматривается, то 1
$V_{\text{зат}}$	60	Скорость протягивания трубы, м/ч, принимается, как правило, от 30 до 180 м/ч (от 0,5 до 3 м/мин). Скорость протягивания снижается с увеличением диаметра трубы и увеличивается при повышении производительности НВД

δ	25,24	Для стального трубопровода - от 0,03L до 0,05L, м. Принято 0,04L
$f_{\text{пот}}$	1,2	1,2 - коэффициент учета расхода бурового раствора на сопутствующие технологические операции (СПО, промывка инструмента и другие)
$V_{\text{кал}}$	67,9405520 2	скорость протягивания калибра, м/ч, принимается, как правило, в 1,5-3 раза выше скорости последнего расширения по 8.6.7.
Диаметр пилотной скважины	0,2	
Шаг расширения скважины	0,2	
$D_{\text{расш}}$	0,8	

При заполнении этих ячеек мы получаем объем бурового раствора. Все промежуточные расчеты также приведены в расчетном файле, чтобы исполнитель мог проанализировать расчёт.

По результатам расчета объем бурового раствора на протягивание трубопровода составил:

$$V_{\text{бр}} = 0,785 \cdot d_p^2 (L + \delta) = 989,1 \text{ м}^3$$

Необходимый для производства буровых работ объем приготавливаемого бурового раствора:

$$V_{\text{приг}} = V_{\text{н}} + V_{\text{бр}} K_p = 505,5 \text{ м}^3$$

При расчеты вручную мы имеем возможность проанализировать данные на каждом этапе, и подробно изучить НТД, но данный расчет является очень объемным и трудозатратным, в разработанном модуле так же можно будет проанализировать расчет, так как все его этапы показаны в файле, но он позволит значительно сократить время расчета.

4. Важность и роль георадарного обследования для повышения надежности проектируемого перехода

В связи с необходимостью выполнения переходов трубопроводами через водные преграды, различные коммуникации сторонних владельцев, метод ННБ, может быть практически безальтернативным. Ввиду сложности реализации строительства переходов коммуникаций методом ННБ может возникнуть ряд негативных ситуаций, таких как:

- отказ в полной проходке или расширении скважины (упор в непроходимый грунт/породу, недостаток мощности буровой установки, иное);
- обрушение скважины ННБ;
- дефекты защитного футляра/ рабочего трубопровода (гофры, смятие, обрывы);
- потеря траектории и точки выхода пилотной трубы;
- нестыковка участка ННБ с участком линейной части трубопровода.

Отдельного внимания для урегулирования обозначенных проблем в части отказа при осуществлении проходки или расширении скважины заслуживает дополнительный метод выполнения инженерных изысканий – георадиолокационное обследование.

Применяемые на данный момент методы инженерно-геологических изысканий не всегда обеспечивают достоверное представление о геологическом строении разреза профиля трассы. Применение геофизических методов обследования повышает эффективность геологических исследований, особенно на ранних стадиях проектирования объектов подземной инфраструктуры.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения</i>			
		<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Богер Р. Д.</i>				<i>Важность и роль георадарного обследования для повышения надежности проектируемого перехода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брисник О.В.</i>						61	118
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

При проектировании подземных коммуникаций основным техническим средством является разведочное бурение скважин. К значительному недостатку данной технологии можно отнести дискретный характер исследований массива по разрезам отдельных скважин. Даже учитывая выполняемые сети скважин эти исследования не дают полностью достоверного представления о геологическом строении на межскважинных участках, о фактическом изменении инженерно-геологических и гидрогеологических характеристик в нетронутом массиве [8].

Необходимость геофизического (георадарного) мониторинга как на этапе проектирования, так и в период осуществления строительства инженерных подземных коммуникаций определяется ошибками в проектировании и строительстве подземных сооружений, которые приводят к нарушениям естественного гидрогеологического режима подземных вод, что иногда приводит к подтоплениям и размывам грунта, а также может быть обусловлено обнаружением сложно проходимых геологических участков, валунов, полостей, которые могут привести к просадкам или провалам грунта.

При проведении СМР и на стадии проектирования геофизический мониторинг проводится также с целью наблюдения за состоянием грунтов, фундаментов зданий и сооружений, находящихся в зоне ведения работ при строительстве инженерных подземных коммуникаций, в т.ч. бестраншейными методами.

Геофизические исследования рекомендуется выполнять для решения следующих задач: поиска пустот, древних эрозионных врезов, захороненных конструкций (старых фундаментов), погребенных древних колодцев, свалок, захоронений, заброшенных коллекторов и других коммуникаций.

Помимо традиционных геофизических методов, на застроенных территориях может быть использован метод радиоволнового зондирования с помощью георадара - переносного импульсного радиолокатора, позволяющего осуществлять разделение сред с различной диэлектрической проницаемостью по отраженному сигналу. [9]

					<i>Важность и роль георадарного обследования для повышения надежности проектируемого перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

Георадарное зондирование, не требует свободного пространства для развертывания необходимой аппаратуры, может эффективно применяться в условиях тесной городской застройки с интенсивным движением транспорта, а также при наличии помех в зоне воздействия объектов сильного радио- и электромагнитного излучения, затрудняющих использование других геофизических методов. [43]

Использование георадара позволяет решить следующие задачи: выявление подземных полостей и пустот, трещин, зон разуплотнения, действующих и не используемых коммуникаций и коллекторов различного назначения, старых погребенных сооружений (подземных ходов, хранилищ, бомбоубежищ, засыпанных подвалов, галерей)[8].

Георадиолокационное обследование грунтов по оси трассы ННБ выполняется с целью определения наличия посторонних предметов в стволе скважины ННБ и вне его. Анализ позволяет выявить следующие затрудняющие факторы:

- выявление геологической структуры слоев грунта;
- выявление аномалий геологического строения, суффозионных воронок, провалов, оползней, зон разуплотнения, увлажнения, просадок и т.п., что могло бы способствовать нарушению несущей способности грунтов, затруднять или делать невозможной проходку трассы ННБ;
- выявление объектов (вертикальные буровые шнеки или брошенные штанги ННБ), которые могли быть причиной повреждения изоляции трубопровода. [42]



Рисунок 4.1. Геофизическое обследование трассы ННБ

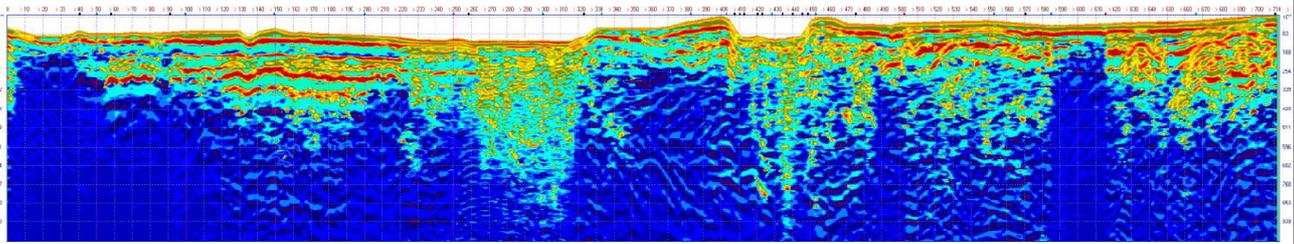


Рисунок 4.2. Георадарный разрез по оси скважины

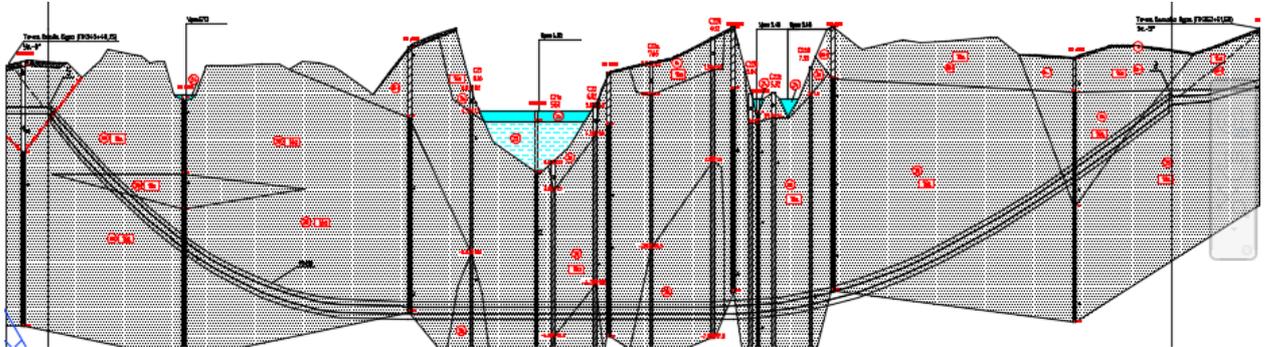


Рисунок 4.3. Переход методом ННБ через водную преграду

Зачастую стандартные методики по выполнению инженерных изысканий не могут отображать фактическую геологическую ситуацию, ввиду того, что информация по геологическому разрезу формируется на основании буровых колон, которые имеют определённый шаг между собой. На основании буровых колон формируется геологический чертеж, и в ряде случаев аномалии геологического строения, провалы, зон разуплотнения, увлажнения, просадок и т.п. могут не попадать в объем выполненных инженерных изысканий. Таким образом необходимо применять альтернативные методы изысканий, которые благодаря своему техническому вооружению, а также технологическому опыту позволяют выполнить проектирование, основываясь на разносторонние материалы, с большей точностью, что повышает качество проектирования, снижая часть возможных рисков при выполнении СМР. [9]

Необходимость выполнения георадарного обследования участка территории планируемого перехода методом ННБ на этапе проектирования должна определяться индивидуально с учётом выполненных геологических изысканий стандартными способами. Учитывая факт вероятного отсутствия осложнённых геологических условий – применение георадарного обследования совместно со стандартными инженерными изысканиями может привести к

необоснованному увеличению затрат на осуществления проекта в целом. Таким образом метод георадарного обследования целесообразно применять в следующих ситуациях:

– по факту выполнения стандартных инженерных изысканий и наличия на них мест, сигнализирующих о возможных проблемных участках в межквартальном пространстве геологического профиля;

– по факту возникновения аварийной ситуации при осуществлении СМР и не позволяющей завершить строительство перехода методом ННБ. В таком случае есть вероятность того, что выполненные инженерные изыскания не отображают корректно всю фактическую геологическую ситуацию и при смещении оси перехода относительно участка незавершенного строительства с целью исключения повторения обозначенной ситуации.

					<i>Важность и роль георадарного обследования для повышения надежности проектируемого перехода</i>	<i>Лист</i>
						65
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5 . Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе представлена смета затрат на строительство перехода промышленного трубопровода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения. Основные затраты разделяют на материальные, затраты на оплату труда, то есть заработная плата, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и прочие расходы. Также была рассмотрена готовность проекта к коммерциализации. Составлен календарный план выполнения проекта и составлен SWOT – анализ данного проекта.

5.1 Анализ конкурентных технических решений.

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, которая приведена в таблице 5.1. Для этого необходимо отобрать не менее трех-четырёх конкурентных товаров и разработок.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения</i>		
	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Богер Р. Д.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>			
<i>Руковод.</i>	<i>Борисник О.В.</i>					66	118
<i>Консульт.</i>					НИ ТПУ гр. 2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						

Таблица 5.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
2. Удобство в эксплуатации	0,1	5	5	3	0,5	0,5	0,3
3. Энергоэкономичность	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
4. Безопасность	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
5. Надежность	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
6. Простота эксплуатации	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
3. Цена	0,15	5	5	3	0,75	0,75	0,45
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Послепродажное обслуживание	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
6. Финансирование научной разработки	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
ИТОГО	1	52	40	4,95	4,35	3,25	52

Где: Б_ф – строительство перехода методом наклонно-направленного бурения; Б_{к1} – строительство перехода траншейным способом; Б_{к2} – размещение трубопровода непосредственно в толще вод а опорах.

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum B_i B_i$$

где B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 1. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов.

По итогам расчетов можно сделать вывод что, строительство перехода методом ННБ безопаснее для окружающей среды, чем другие методы. Уязвимость конкурентов объясняется наличием ряда причин: сложность в эксплуатации и обслуживании, повышение производительности труда.

5.2 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ.

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. В таблице 5.2 отображены такие аспекты, как последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей.

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

Таблица 5.2 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Виды работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор документов для исследования	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	Инженер
	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	Исследование существующих методов строительства переходов трубопроводов через водную преграду	Инженер
	Систематизация методики и проведение расчетов необходимого количества бурового раствора при строительстве перехода методом ННБ	Инженер
Обобщение и оценка результатов	Формирование предложений по повышению эксплуатационной надежности перехода нефтепровода через водную преграду, выполненного методом наклонно-направленного бурения	Инженер
	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
Оформление отчета по проекту	Составление пояснительной записки	Инженер

5.3 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож\ i}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}$$

- где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;
- $t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;
- $t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн..

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

- где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;
- $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчета приведены в таблице 3.

5.4 Разработка графика проведения проекта

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году, 365 дн.;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году, 102 дн.;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году, 15 дн..

Пример расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания на проведение исследования):

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел} - \text{дня}$$

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{\text{Ч}_i} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня}$$

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 3 \cdot 1,22 = 3,66 \approx 4 \text{ дня}$$

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} = 1,47$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 5,2 \cdot 1,47 = 7,644 \approx 8 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Временные показатели проведения исследования

Название Работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожб}$, чел-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания	1		6		3		3		4	
Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации		4		7		5,2		5,2		8
Календарное планирование работ по теме	1		4		2,2		2,2		3	
Исследование существующих методов строительства переходов трубопроводов через водную преграду		7		14		9,8		9,8		15
Систематизация методики и проведение расчетов необходимого количества бурового раствора при строительстве перехода методом ННБ		14		21		21		21		31
Формирование предложений по повышению эксплуатационной надежности перехода нефтепровода через водную преграду, выполненного ме-		3		6		4,2		4,2		6

тодом направленного бурения											
Оценка результатов исследования	2	1	4	3	2,8	2,2	1,4	1,1	2	2	
Составление пояснительной записки		5		10		7		7		10	

На основе таблицы 5.3 строим календарный план-график для максимального по длительности исполнения работ (табл. 5.4).

Таблица 5.4 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ																
				Фев.		Март			Апрель			Май								
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3						
1	Составление и утверждение технического задания	Р	4																	
2	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	И	8																	
3	Календарное планирование работ по теме	Р	3																	
4	Исследование существующих методов строительства переходов трубопроводов через водную преграду	И	15																	
5	Систематизация методики и проведение расчетов необходимого количества бурового раствора при строительстве перехода методом ННБ	И	31																	
6	Формирование предложений по повышению эксплуатационной надежности перехода нефтепровода через водную преграду, выполненного методом наклонно-направленного бурения	И	6																	
7	Оценка результатов исследования	Р, И	2																	
8	Составление пояснительной записки	И	10																	

Обозначения:

	Руководитель		Инженер
---	--------------	---	---------

На основе данных графика можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию займет 10 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится до начала третьей декады мая.

Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна

- 9 дней (длительность выполнения проекта руководителем);
- 72 день (длительность выполнения проекта инженером).

5.5 Бюджет научно-исследовательского исследования

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

5.6 Расчет материальных затрат и затрат на специальное оборудование

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п. К затратам на специальное оборудование относятся затраты на при-

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

обретение приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов. В таблице 5.5 приведены затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы.

Таблица 5.5 – Затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы Z_m , руб.
Ноутбук	шт	1	35 000	35 000
Бумага для принтера формата А4(500 листов)	Пачка	1	200	200
Ручка шариковая	шт	6	30	180
Краска для принтера	шт	1	600	600
Итого, руб.				35 980

В сумме материальные затраты составили 35 980 рубля.

5.7 Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату $Z_{осн}$ и дополнительную заработную плату $Z_{доп}$.

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от $Z_{осн}$.

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$$

где T_p – продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, *раб.дн.* (табл. 3);

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, *руб.*

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб.дней $M=11$ месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб.дней $M=10$ месяцев, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн..

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

5.8 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем равным 0,18).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	З _{тс} , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	T _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.	k _{доп} , руб.	З _{доп} , руб.	Итого, руб.
Руководитель	27300	0,3	0,2	1,3	53235	2191	6,6	14461	0,18	2603	17064
Инженер	16200				31590	1580	48,3	76314		13737	90051

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 5.6 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта.

5.9 Страховые взносы

Страховые взносы включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ (ред. От 19.12.2016) установлен размер страховых взносов равный 30 %.

В таблице 5.7 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 5.7 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	14 461	2 603
Инженер	76 314	13 737
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Руководитель	5 119	
Инженер	27 015	
Сумма	32 134	

5.10 Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

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

$$Z_{\text{накл}} = (35\,980 + 90\,775 + 16\,340 + 32\,134) \cdot 0,16 = 28\,037 \text{ руб.}$$

5.11 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
	Исп. 1	
1. Затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы	35 980	Пункт 5.1
2. Затраты по основной заработной плате	90 775	Пункт 5.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате	16 340	Пункт 5.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	32 134	Пункт 5.4
5. Накладные расходы	28 037	16% от суммы ст. 1-4
Бюджет затрат на исследование	203 266	Сумма ст.1-5

Бюджет затрат проекта по исполнению составил 203 266 руб.

5.12 Определение ресурсоэффективности проекта

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

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

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

В таблице 5.9 приведена сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта.

Таблица 5.9 – Сравнительная оценка характеристик

разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность	0,2	5	4	3
2. Надежность	0,2	5	4	4
3. Долговечность	0,2	5	5	4
4. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	3
5. Ремонтпригодность	0,15	4	4	3
6. Энергоэкономичность	0,1	5	5	4
Итого	1,00			

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 = 4,85$$

$$I_{p-исп2} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 = 4,30$$

$$I_{p-исп3} = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 = 3,50$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср.i}$):

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

В таблице 5.10 приведена сравнительная эффективность разработки.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Таблица 5.10 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,85	4,3	3,5
2	Сравнительная эффективность проекта	1,39	1,23	1

В результате проведения исследования по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были проанализированы различные варианты исполнения научно-исследовательского проекта, бюджет наиболее выгодного исполнения с точки зрения финансовой эффективности и ресурсоэффективности составил 203 266 рубль.

6. Социальная ответственность

В магистерской диссертации рассматривается проектирование и организация работ по строительству перехода промышленного нефтепровода через р. Большой Юган методом наклонно-направленного бурения. При строительстве перехода методом ННБ применяется специализированная техника, такая как буровые установки, буровые перфораторы, забойные двигатели, специальные высокопрочные буровые коронки.

При строительстве переходов методом ННБ важнейшей задачей является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности. Соответственно, целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при строительстве и эксплуатации перехода.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

При выполнении строительных работ в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, рабочие имеют дополнительные льготы, отраженные в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

					Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения			
		№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Богер Р. Д.				Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брисник О.В.						82	118
Консульт.								
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							
						НИ ТПУ зр. 2БМ91		

Работникам работодателей, не относящихся к бюджетной сфере, надбавка за вахтовый метод работы выплачивается в размере и порядке, устанавливаемых коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка) [30].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						83
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением [31].

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов устанавливаются защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места обеспечены телефонной связью или радиосвязью.

В санитарно-бытовых помещениях необходимо наличие аптечки с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						84
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

г. № 279. По результатам расследования разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний [32].

При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники обязаны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место. Лица, виновные в нарушении настоящих правил, несут ответственность (дисциплинарную, административную или иную) в порядке, установленном действующим законодательством.

6.2 Производственная безопасность

6.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

Перечень опасных и вредных производственных факторов, которые могут возникнуть при строительстве перехода через р. Большой Юган методом наклонно-направленного бурения, представлены в таблице ниже.

Таблица 6.1 - Возможные опасные и вредные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ*			Нормативные документы
	Подготовительные работы	Основные работы	Завершающие работы	
1. Превышение уровня шума	+	+	-	ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [34]

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [35].
3. Превышение уровня вибрации	-	+	-	ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [36]
4. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [37].

* К подготовительным работам относятся земляные работы, устройство площадок для размещения бурового оборудования, сооружение подъездных путей и организация связи. К основным работам относится бурение, расширение и калибровка скважины, протаскивание нефтепровода и испытания на прочность. На завершающем этапе производят переработку и утилизацию бурового раствора, рекультивация почвы.

Превышение уровней шума

Различная техника (буровые установки, буровые перфораторы, забойные двигатели, тягачи) при своем передвижении и работе издает большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительные количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБ не влияет на органы слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше 85 дБ происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления [34].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусмат-

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

ривать общее равномерное освещение. При этом освещенность обеспечивается не менее 2 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов обеспечивается освещенность места работы не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [35].

Превышение уровня вибрации

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

Действие вибраций на человека определяется угнетением центральной нервной системы, вызывая чувство тревоги и страха. Происходят изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Это проявляется в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [36].

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. СИЗ считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						87
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

районах, которые приравнены к районам крайнего севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуры воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

К СИЗ относятся: специальная одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз. СИЗ должны подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты [37].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи. При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15	-15
15,1–20,0	-5
Более 20,0	0

Количество продукта, которое может вытечь из дефектного отверстия при аварии, является вероятностной функцией, зависящей от следующих случайных параметров:

- места расположения и площади дефектного отверстия;
- продолжительности утечки с момента возникновения аварии до остановки перекачки (от нескольких минут при крупных разрывах и нескольких дней при мелких, которые трудно зафиксировать приборами);
- времени прибытия дежурного персонала и времени выполнения мер до полного прекращения истечения продукта.

Расчет количества продукта, вытекшего из аварийных участков трубопровода, производится в три этапа:

Первый – истечение продукта с момента повреждения до остановки перекачки;

Второй – истечение продукта из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия арматуры;

Третий – истечение продукта из трубопровода с момента закрытия арматуры до прекращения утечки.

Общий объем аварийного выброса нефти составляет:

$$V = V_1 + V_2 + V_3,$$

где V_1 – объем аварийного выброса нефти в напорном режиме (первый этап);

V_2 – объем аварийного выброса нефти в безнапорном режиме (второй этап);

V_3 – объем аварийного выброса нефти с момента закрытия арматуры до прекращения утечки (третий этап).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

Для выявления наибольшего экологического ущерба, наибольшей степени поражения персонала, обслуживающего нефтепровода, расчет произведен на полный разрыв трубы в точке, приведенной в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Точка полного разрыва трубы

Наименование трассы	Точка, ПК
Нефтепровод	т. А, ПК 60+00,00

Объем аварийного выброса нефти V_1 , вытекшей из трубопровода за интервал времени τ_1 , с момента возникновения аварии до остановки перекачки, определяется из выражения:

$$V_1 = \omega_1 \cdot \tau_1,$$

где ω_1 – объемный расход нефти, м³/с:

$$\omega_1 = \frac{Q}{24 \cdot 3600},$$

где Q – суточный расход нефти на рассматриваемом участке, м³/сут.

Время τ_1 при разрыве трубопровода на полное сечение принимается равным 4 минутам (240 с).

Объем аварийного выброса нефти V_2 , вытекающего в безнапорном режиме, зависит от высотного положения места аварийного разрыва.

$$V_2 = \omega_2 \cdot \tau_2,$$

где τ_2 – время до выравнивания напора в трубопроводе;

ω_2 – объемный расход нефти для данного режима истечения, м³/с:

$$\omega_2 = \mu \cdot f \cdot \sqrt{2gh},$$

где μ – безразмерный коэффициент расхода с учетом сопротивления грунта;

f – площадь аварийного отверстия, м²;

g – ускорение свободного падения, м²/с;

h – напор в аварийном отверстии, м:

$$h = Z_i - Z_m - h_T - h_a,$$

где Z_i – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка трубопровода;

Z_m – геодезическая отметка в точке разрыва трубы;

h_T – глубина заложения трубопровода;

h_a – напор, создаваемый атмосферным давлением, $h_a = 10$ м вод. ст.

Объем аварийного выброса нефти V_3 , вытекающего с момента закрытия арматуры до прекращения утечки из участков трубопровода, прилегающих к аварийному отверстию и находящихся выше по отношению к нему, находится из выражения:

$$V_3 = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L,$$

где L – длина прилегающих к аварийному отверстию участков трубопровода, с которых нефть поступает к месту разрыва самотеком, м.

Расчетные значения сведены в таблицу 6.4

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

Таблица 6.4 – Расчетные значения выбросов
при реализации аварии на трубопроводе

Аварийная точка	Расход нефти, м ³ /с	Длина прилегающих участков, находящихся выше точки разрыва, м	«Гильотинный» разрыв трубы			
			Объем вытекшей жидкости нефти в напорном режиме V1, м ³	Объем вытекшей нефти в безнапорном режиме V2, м ³	Объем вытекшей нефти из прилегающих участков трубопровода V3, м ³	Общий объем вытекшей нефти V, м ³
г. А, ПК60+00,00	2,33	4002,0	699	-	9037,1	9736,1
Примечание – плотность нефти, 850,0 кг/м ³						

Расчет количества паров нефти

При создании поражающих факторов при аварии на полный разрыв трубы при пожаре пролива участвует вылившаяся при разрыве нефть, при взрыве парогазового облака ПГО участвуют пары вылившейся при разрыве трубы нефти (m_n).

Количество паров пролитой нефти (m_n), кг, определяется на основе методики, утвержденной приказом МЧС РФ №404 от 10.07.2009 г., из выражения:

$$m_n = W \cdot F \cdot T,$$

где W – интенсивность испарения, кг·с⁻¹·м⁻²;

F – площадь испарения, м²;

T – продолжительность поступления паров в окружающее пространство, с.

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

Время испарения принимается равным времени полного испарения жидкости, но не более 3600 с.

Интенсивность испарения определяется по формуле:

$$W = 10^{-6} \cdot \eta \cdot \sqrt{M_n} \cdot P_n = 10^{-6} \cdot \sqrt{44} \cdot 66,7 = 0,000442 \text{ кг} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-2},$$

где $P_n = 66,7$ кПа – давление насыщенных паров нефти;

M – молярная масса паров нефти (по пропану), г/моль, $M_n = 44$ г/моль.

Площадь первичного загрязнения и глубина проникновения в грунт существенно зависят от структуры и свойств грунта, но в общем случае возможно использование приближенной оценки. Для расчетов используется методика РД 13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах».

Согласно приложению Ж РД 13.020.00-КТН-148-11, толщину слоя разлива нефти допускается принимать равной 0,2 м при проливе на не спланированную грунтовую поверхность. Расчетные значения количества паров нефти пролитой нефти сведены в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Расчетные значения количества паров нефти

Аварийные точки по трассе трубопровода	Высота слоя нефти при гильотинном разрыве нсл, м	Площадь разлива нефти, м ²	Количество паров нефти тп, кг
т. А, ПК60+00,00	0,2	27470	8351

Основными мероприятиями по снижению воздействия данного опасного фактора будут являться:

- контроль газовоздушной смеси газоанализаторами;
- исключение причин возникновения пожаров или взрывов;

- применение оборудования во взрывобезопасном исполнении;
- соблюдение правил пожарной безопасности в рабочей зоне.

6.3 Экологическая безопасность

Проведение работ по строительству перехода нефтепровода через р. Большой Юган методом наклонно-направленного бурения, выполняется в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением ее устойчивого экологического равновесия.

6.3.1 Анализ влияния на окружающую среду

Воздействие на атмосферу

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

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

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

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

Воздействие на литосферу

В период проведения ремонтных работ основными факторами негативного воздействия на земельные ресурсы являются техногенные изменения

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

сложившихся природных условий, которые возникают в результате проезда транспорта и строительной техники вне автодорог.

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

В таблице 6.6 представлены ПДК некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в почве [39].

Таблица 6.6 – Предельно-допустимая концентрация в почве

Наименование вещества	ПДК, мг/кг
Бензин	0,1
Бензол	0,3
Ртуть	2,1
Серная кислота	160,0
Толуол	0,3
Сероводород	0,4

Воздействие на гидросферу

Ключевым элементом в области снижения влияния объектов производства на водные ресурсы является уменьшение забора воды и качество процедур по очистке воды. Работы по прокладке подводного перехода предполагается проводить на левом и правом берегах реки в прибрежной и водоохранной зонах.

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

Забор воды из поверхностного водного объекта предусматривается для бурового раствора и проведения гидроиспытаний. Истощение водного объекта не предполагается ввиду небольшого забора воды для выпол-

нения работ относительного общего объема акватории. Также, согласно Водному кодексу РФ, истощение водного объекта предполагает систематическое сокращение запасов и ухудшения качества вод, чего при выполнении работ не происходит. Сброс стоков в поверхностный водный объект не предусматривается.

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

6.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Воздействие на атмосферу

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

исключение применения в процессе производства работ веществ и строительных материалов, не имеющих сертификатов качества; запрещение разведения костров и сжигания любых видов материалов и отходов;

контроль соблюдения технологических процессов с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющих веществ;

запрещение использования оборудования, выбросы которого превышают нормативно-допустимые;

исключение использования материалов и веществ на рабочей площадке, выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества, неприятные запахи и т.п.;

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

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

– комплектация парка техники строительными машинами с силовыми установками, обеспечивающими минимальные удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;

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

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

Воздействие на литосферу

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

- исключение нарушений почвенного покрова вне отведенных территорий строительства, захламление зоны строительства мусором и отходами производства и потребления, а также загрязнение горючесмазочными материалами;
- выполнение технической и биологической рекультивации площадки производства работ.
- основными мероприятиями по сбору отходов и условиям временного хранения являются:
 - своевременный вывоз отходов в места утилизации;
 - оборудование мест для временного хранения отходов;
 - установка контейнеров на площадке производства работ в период проведения строительно-монтажных работ для сбора отходов;
 - отдельный сбор и хранение отходов по классам опасности.

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

Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и

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

строительными отходами. На всех участках восстановлен растительный слой. Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по ремонту дефектных участков нефтепровода.

Воздействие на гидросферу

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

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

Для восстановления существовавшей до начала выполнения ремонтных работ системы местного водостока следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов. При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		99

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.4.1 Анализ вероятных ЧС

В процессе строительства и эксплуатации подводного участка трубопровода могут возникать различные чрезвычайные ситуации (ЧС) техногенного и природного характера. Возможны следующие ЧС: аварийные разливы нефти и выбросы газа, взрывы, пожары, разрывы нефтепровода в процессе гидроиспытаний, транспортные аварии, затопление прибрежной территории, шквальные ветра, ливневые дожди, заморозки и др.

Одним из наиболее типичных видов ЧС на подводных переходах трубопроводов являются аварийные разливы нефти. Основными причинами аварийных разливов нефти могут стать разрывы и проколы трубопровода, образовавшиеся вследствие несанкционированных врезок, превышение давления нефти в трубопроводе над допустимым, а также разрушение металла трубы под действием коррозии. Для предотвращения возникновения ЧС необходимо осуществлять периодический контроль за состоянием нефтепровода, путем проведения технического обслуживания [41], а также проводить диагностирование коррозионного состояния труб и сварных стыков и проверку целостности изоляционного покрытия.

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

В случае обнаружения разлива нефти работник обязан сообщить диспетчеру районного нефтепроводного управления (РНУ) точное место аварии; обстановку на местности; характер разлива нефти; наличие вблизи населенных пунктов, водоемов, шоссейных дорог; состояние подъездных дорог и проездов к месту аварии; погодные условия.

До приезда бригады линейно-эксплуатационной службы (ЛЭС) необходимо: оградить предупредительными знаками место выхода и разлива нефти, предупредить доступ посторонних лиц и транспортных средств в зону аварии, принять меры по предотвращению или сокращению растекания неф-

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

ти путем создания земляных валиков с использованием каких-либо подручных средств.

Ликвидация аварийных разливов нефти осуществляется в следующей последовательности:

Локализация разлива нефти. В случае разливов нефти на грунте используют насыпи, перехватывающие траншеи, подпорные стенки, а также заграждения из сорбирующих материалов; при разливах нефти на водной поверхности используют ограждения, диспергенты и сорбенты; разливы нефти в зимних условиях локализуются с помощью заграждений, дамб и снежных преград

Ликвидация разлива нефти. Осуществляется путем сбора разлитой нефти с помощью нефтесборных машин, судов-нефтесборщиков, ручным и механизированным способом, применением сорбентов. Для каждого случая разрабатывается план ликвидации аварийного разлива нефти, в котором указываются основные решения по организации работ [41].

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены и проанализированы ряд опасностей, которые могут возникнуть на данном производственном объекте. Мероприятия по обеспечению безопасности труда должны сочетаться с определенными действиями людей на их рабочем месте и, соответственно с технологическими процессами, ни в коем случае не должно препятствовать выполнению рабочих операций. Обеспечение безопасности труда на производстве – важный фактор правильной деятельности предприятия.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проведен анализ строительства нефтепровода на подводном переходе через реку Большой Юган траншейным и бестраншейным методами. Был выбран оптимальный метод выполнения перехода – наклонно-направленное бурение.

Также была изучена нормативно-техническая документация по проектированию переходов методом ННБ и разработан комплекс мероприятий по строительству перехода через реку Большой Юган методом наклонно-направленного бурения:

- построен профиль ННБ в ПО «DrillSite» в соответствии с требованиями СП 341.1325800.2017;
- оформлен профиль в AutoCAD;
- проведен расчет тягового усилия на протаскивание трубопровода в ПО «DrillSite»;
- систематизирован и автоматизирован расчет необходимого количества бурового раствора при строительстве перехода методом ННБ;
- для повышения надежности проектируемого перехода предложен к применению метод георадарного обследования.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения</i>			
		<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Богер Р. Д.</i>				<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брисник О.В.</i>						102	118
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

Список литературы

1. Благов О.Н., Васильев Г.Г и др. Сооружение подводных переходов газонефтепроводов методом наклонно–направленного бурения. – М.: Лори, 2003. - 318 с.
2. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. – М.: ООО «Издательство «Энерджи Пресс», 2011. – 480 с.
3. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К., Нечваль А.М., Лаврентьев А.Е. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учеб. Пособие. – Санкт – Петербург: Недра,2006. – 824 с.
4. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно–методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Креницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
5. СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011. Освоение подземного пространства. Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения. М., 2012. 145с.
6. СП 341.1325800.2017. Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением. М., 2018. 137с.
7. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. М., 2014. 90с.
8. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть V. Правила производства работ в районах с особыми природно-техногенными условиями. М., 2003.40с.
9. Агарков А.М., Межуев Д.С., Тихонов А.А. Технология прокладки коммуникаций методом горизонтально-направленного бурения / Инновационная наука, 2017. - №5. – с.43.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения</i>		
		№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Богер Р. Д.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брицник О.В.				103	118	
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						
Список литературы							

10. DrillSite. Программа создания трассы горизонтального бурения. Руководство пользователя. Версия 4.3. – М., 2010 – 100 с.
11. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". – М., 2020 – 523 с.
12. Тетельмин В.В., Язев В.А. Магистральные нефтегазопроводы. – Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2010. – 352 с.
13. Забела К.А., Красков В.А., Москвич В.М., Сощенко А.Е. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 195 с.
14. Забродин Ю.Н. Строительство магистральных трубопроводов: технологии, организация, управление: справ.пособие / Ю.Н. Забродин, В.В. Курочкин, В.Д. Шапиро. – М.: Омега-Л, 2013. – 989 с.
15. Закожурников Ю.А. Транспортировка нефти, нефтепродуктов и газа. – Волгоград: Ин-Фолио, 2010. – 432 с.
16. Иванов В.А., Кузьмин С.В. и др. Сооружение подводных переходов магистральных трубопроводов: Курс лекций. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 217 с.
17. Иванова Е.А. Особенности применения SWOT-анализа в маркетинговой деятельности российских предприятий // Научный вестник УрАГС № (16). – Екатеринбург, 2009. – 12 с.
18. Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Васильев Г.Г., Лаврентьев А.Е. и др. – Технология сооружения газонефтепроводов. Под ред. Васильева Г.Г. Т.1. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 632 с.
19. ОТТ–16.01–60.30.00–КТН–002–1–05 Переходы магистральных нефтепроводов через водные преграды. Общие технические требования к проектированию, ОАО «Транснефть», Москва. – 2005
20. Промысловые трубопроводы и оборудование / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – М.:Недра, 2004. – 662 с.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						104
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

21. РД 102–011–89. Охрана труда. Организационно-методические документы.
22. РД 153–39.4–074–01 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на подводных переходах магистральных нефтетрубопроводов.
23. Сальников А.В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна / А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агиней. – Ухта: УГТУ, 2008. – 108 с.
24. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
25. Свод правил СП 108–34–97 Сооружение подводных переходов; РАО «Газпром», Москва. – 1998
26. СНиП 2.05.06–85*. Магистральные трубопроводы.
27. Справочник мастера строительно-монтажных работ: Сооружение и ремонт нефтегазовых объектов / под ред. Иванова В.А. – М.: Инфра-Инженерия, 2007. – 832 с.
28. Тетельмин В.В., Язев В.А. Магистральные нефтегазопроводы. – Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2010. – 352 с.
29. Шаммазов А.М., Мугаллимов Ф.М., Нефедова М.Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 237 с.
30. Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 1 апреля 2019 года).
31. Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».
32. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

33. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.
34. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.1984. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 13 с.
35. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
36. ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008. – М.: Стандартиформ, 2004. – 16 с.
37. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
38. РД 25.160.10-КТН-004-08. Технология проведения сварочных работ на действующих магистральных нефтепроводах, 2008.
39. ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.
40. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.
41. РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Уфа: ИПТЭР, 1998.
42. Метод бестраншейной прокладки газопровода. [Электронный ресурс]. URL.: <https://tsgnb.ru/blog-gnb/223-metod-bestransheynoy-prokladki-gazoprovoda.html> (дата обращения 05.05.2021 г.).
43. Устройство перехода методом ГНБ. [Электронный ресурс]. URL.: <https://tsgnb.ru/blog-gnb/304-ustrojstvo-perehoda-metodom-gnb.html> (дата обращения 05.05.2021 г.).

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

Приложение А

(справочное)

ANALYSIS OF TECHNICAL SOLUTIONS FOR THE CONSTRUCTION OF AN UNDERWATER PIPELINE CROSSING

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Богер Регина Дмитриевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.препод.	Сумцова Ольга Витальевна	к.ф.н.		

					Разработка комплекса мероприятий по обеспечению строительства перехода через водную преграду методом наклонно-направленного бурения			
		№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Богер Р. Д.				Приложение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.						107	118
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							

There is a huge variety of options for constructing underwater pipeline crossing through natural or artificial obstacles.

The choice of a particular method should be based on an analysis of the set of laying conditions and technical, economic, environmental and other requirements for the crossing.

Basic methods of laying underwater pipeline crossings are:

- Trench method;
- Directional drilling;
- Microtunneling;
- Method of «curves».

Trench method

The trench method of building pipelines through water barriers is the most common because of the low cost. This method has some significant disadvantages, such as a large amount of underwater and earthworks. These types of work destroy the integrity of the underwater passage and cause environmental damage. Currently, the trench method is used when it is not possible to apply trenchless methods, due to any restrictions on construction.

There are several ways to lay pipelines in pre-dug trenches under the water surface. The main ones are:

- dragging on the bottom;
- immersion from the water surface by successive expansion of the pipeline sections;
- immersion from the water surface of the full length pipeline.

When constructing a pipeline from the water surface, it is necessary to make a thorough survey of the river bottom, which includes a diving survey, checking the depth of the water and the marks of the bottom, to install and secure the traction means on the banks of the river. On the bank of the river, the lash of the pipeline is welded, strength and tightness tests are performed, and an insulating coating is applied. In order not to cause mechanical damage during dragging, the pipeline

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						108
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

is lined. A head is attached to the prepared pipeline lash, a steel rope is stretched to it along the axis of the underwater trench from the opposite bank, and its other end is fixed to the tractor's traction winch. To recognize the location of the pipeline head during dragging from the surface of the water, identification floats are attached to it.

The pipeline is dragged along the descent paths running along the axis of the underwater trench. The prepared pipeline lash is placed on the water surface above the axis of the underwater trench, after checking the position of the pipeline; it begins to sink to the bottom. The pipeline is laid by flooding with positive buoyancy or by detaching special pontoons that fix the pipeline on the water surface.

An important factor in this type of laying is that the pipeline should not fluctuate during flooding, but smoothly sink to the bottom of the river. After the pipeline has been laid in an underwater trench, a diving survey is carried out to make sure that it lies on the correct trajectory. In case of sagging under the lash of the pipeline, it is necessary to eliminate them immediately. Then the underwater pipeline is tested at the bottom of the trench.

Laying of pipelines from floating vehicles by the method of sequential extension of pipeline sections is used for laying underwater pipelines through large-width reservoirs and is carried out by a pipe-laying barges. It is a floating installation construction, where pipe sections are installed in a continuous line of the pipeline.

Laying of the subsea pipeline is carried out as follows. A section of the pipeline is fed to the working section, joined and welded to the end of the pipeline lash laid on the bottom of the ship. After welding, inspection, insulation and concreting of the joint, the section is released and smoothly submerged in the water by means of the pipe-laying vessel. The lash of the pipe goes from the stern under the water obliquely being supported in the water by a special trunk attached to the stern and consisting of a column of pipes (to avoid the appearance of dangerous stresses in it during laying on the bottom, attached to the stern and consisting of an inventory column of pipes). The necessary slope of the trunk and the laid section of the pipe-

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						109
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

line is provided by pontoons fixed on it. At the end of pipeline laying, its final branch is lowered overboard with the help of six crane beams located along the starboard side.

Directional drilling

Horizontal (inclined) directional drilling is a multi-stage technology for trenchless laying of underground engineering communications using specialized mobile drilling rigs that allow controlled drilling along a curved trajectory, expand the well, and stretch the pipeline [1].

Main technological equipment includes:

- Drilling rig;
- Pump and mixing unit;
- Location system;
- Drilling tools.

The first stage of the directional pipeline method consists of drilling a pilot well using specialized tools. Drilling a pilot well is a particularly important part of the work that affects the result of construction. Drilling is carried out using a drilling tool with a bevel in the front part with a built-in radiator, or using a downhole turbine engine with a ball bit. The drill head is connected by means of a hollow flexible drive rod, which allows to control the pilot drilling process, bypass artificial and natural obstacles in any direction within the natural bend of the pipes.

The drill head has holes in it, through which the drilling fluid is fed. Drilling mud entering the well forms a suspension with the rock. Drilling mud reduces friction when dragging the pipeline lash, protects the well from collapses, cools the drill head from overheating, destroys rock, and carries debris outside the well. The drilling process monitoring is carried out by means of a receiving device – a locator, which is attached to the body of the drill head. The locator receives and processes the signal from the drill head and transmits it to the operator's control panel via a digital interface. These data are the main ones for drilling tools, monitoring the design trajectory of the well under construction, and reducing the risks of breaking the working pipeline. When the trajectory of the drill head deviates

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		110

from the design one, the operator stops the drilling process, corrects the position of the drilling tool by turning and pressing. Then the drilling process continues along the specified design trajectory without deviation. As a result, the drilling tool completes the drilling process with an exit at the specified project location.

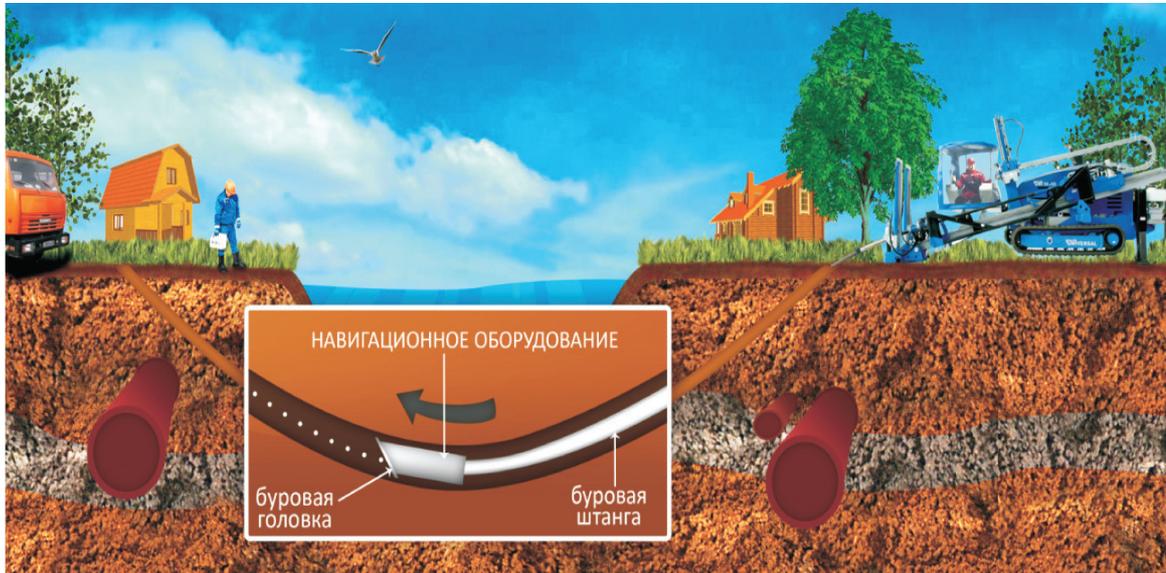


Figure 3. Drilling a pilot well

At the next stage, the well is expanded with special reverse-action expanders-rimmers. The well is expanded until the diameter of the well provides the dimensions for dragging the pipeline lash. In this case, the drill head is detached from the pipe lash and a rimmer is put on it. The lash of the pre-prepared pipeline is pulled into the well using the pulling force of the drilling tool with simultaneous rotation and gradual expansion. In order to ensure uninterrupted stretching of the pipeline lash through the prepared well, the diameter must be 30% larger than the diameter of the pipes.

					Список литературы	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

pipeline in various planes, with the mandatory indication of "bindings" to landmarks on the ground. Executive documentation is prepared using a special software product "DRILL SITE"

All DD complexes are divided into three main groups according to the value of the forward / reverse thrust force – the main parameter in accordance with SP 341.1325800.2017, which characterizes this technique:

- mini – up to 12 tons;
- midi – up to 50 tons;
- maxi – over 50 tons.

Taking into account the variety of pipeline diameters, in the construction of pipeline crossings through various obstacles of natural artificial origin, DD complexes of all classes – from mini to maxi-are practically used.

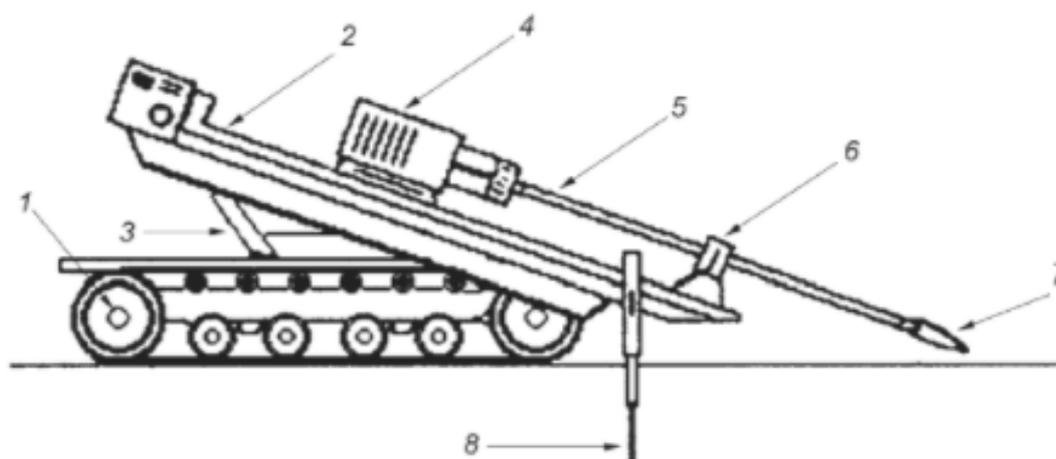


Figure 6. Schematic diagram of a self-propelled DD drilling rig

1-running gear (usually tracked with an operator's cab); 2-drilling carriage (equipped with a replaceable cassette with rods); 3-hydraulic drilling angle adjustment system; 4 - drive mechanism for rotational drilling and translational movement; 5-drilling column from inventory rods; 6-hydraulic clamping device; 7-drilling head; 8-fixing anchor device (anchor plate).

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

Microtunneling

The technology of microtunneling consists in the following: at the preparatory stage, two pits are developed on a given trajectory of laying the pipeline on both sides of a natural or artificial barrier; they are called the starting and receiving ones. On the territory of the starting pit, the ground is fixed with crushed stone, and the ground at the location of the crane and other heavy equipment is compacted. Then the starting pit is constructed, which must meet all safety requirements, the depth of the pit depends on the design depth of the pipeline under construction. On the installation site, a temporary pipe warehouse equipped with paving stones with a solid base is placed.

All necessary buildings are also placed on the installation site. The control point for the control of the tunneling board should be located in front of the starting pit, so that the operator can visually observe the laying progress. The tunneling shield for the formation of the tunnel is lowered and installed in the starting pit on the installation with jacks (fixed on a block of monolithic concrete that can withstand the maximum feed load), which in turn mechanically destroys the rock blocking it.

The shield is promoted by building up pipes installed in the pit on a special support with jacks. The direction of the tunneling shield is tracked by the laser guidance system, which provides the greatest accuracy of the track. The mechanically treated soil formed in the front part is moved to the mixing chamber with the drilling rig washout, and then it is moved through the process pipes to the pit. As soon as the reinforced concrete rings were installed and the tunneling board was in the receiving pit, it is dismantled.

Technical characteristics of microtunneling:

- Pipe diameters from 800 to 15000 mm;
- The minimum distance between the starting and receiving pits is 150 m, with the use of intermediate jack stations-up to 450 m;
- Deviation from the specified trajectory is no more than 10 mm for every 100 m;

					Список литературы	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Sinking speed is 3 m / h;
- Penetration in all types of soil.

Method of «curves».

The technology of the method of "curves" consists in the use of a tunneling board with the application of curved pipes at a certain angle (2 – 9 degrees and a diameter of 600 – 1420 mm) instead of drilling rods. The pipeline, consisting of curved pipes, is a parabolic (arched) structure [51].

The construction of the underwater crossing by the "curves" method consists of four stages: preparatory, construction and installation work on laying the pipeline, dismantling of equipment, and hydraulic testing. The preparatory stage of the construction of the underwater passage consists in the installation of an inclined structure with a given slope of the route at the entry point, the carriage of the RRR – 400 drilling rig of the company "Prime Drilling" is installed [52]. At the entrance point, a concrete base is installed, which serves as an end thrust wall with a "window for mounting" of the circular cross-section for passing the MTS – 1000 m³ microboard and the working lash of the pipeline. A massive oil seal and a rubber seal are attached to the "mounting window", which serves to pass the working lash and prevent the bentonite solution from entering the annular space of the microboard (Fig. 7) and the solution from leaving the drilled well.



Figure 7. Tunnel-boring shield

At the next stage of construction, a micro-panel mounted on the frame of the pushing unit is launched, connected to the head pre-curved pipe by connecting it with an adapter pipe. The adapter pipe is a part of a steel pipe of a given pipeline-

					Список литературы	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

diameter, designed to simplify the connection and disassembly of the tunnel-boring shield. To start the microboard, it is necessary to fix it with a clamping cuff on the pushing installation, when pushing the microboard passes through the "window for installation". The microboard is equipped with cutting tools, a coupling – uncoupling unit, which serves to move the drill head by moving the built-in hydraulic cylinder rods in the longitudinal direction of drilling (up to 700 mm), and includes spatial adjustment of the direction and angle of penetration.

The bentonite solution is supplied by spraying it from the microboard nozzles. During the passage of the microboard, the pipeline working lash is built up on the pushing unit by automatic argon-arc welding of the pipe joint and its extrusion waterproofing of the pipe welding joint. During welding, the pipes are supported by the lift at a given angle. All associated hoses and underwater pipes are pulled into the laid lash of the pipeline.

The third stage of construction is the dismantling of equipment. When the microboard passes the established route of the pipeline and reaches the specified exit point, it comes to the surface, where it is subject to the dismantling process. Dismantling consists in removing the microboard from the ground with an excavator and a lift. The microboard is dismantled only after the working lash of the pipeline appears from the well, in order to avoid the penetration of soil into the pipeline cavity and damage to internal communications (wires, hoses, etc.). At the final stage of construction, the laid working lash is welded to the existing pipeline and its subsequent hydraulic testing.

Comparative analysis of trench and trenchless technologies

The trench laying method is the simplest method of laying a pipeline on a water crossing. Difficulties arise at large depths of the reservoir and a large width due to the complexity of the development of the trench. A significant disadvantage of the method is that the lash of the pipeline, as a rule, is exposed at the bottom of the reservoir and is directly affected by the water flow and when filling, the pumped medium enters the reservoir.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116

At the considered transition of the projected pipeline across the Bolshoy Yugan River, a timber drifting is observed - which increases the likelihood of damage to the pipeline when it is laid by the trench method.

Microtunneling is the safest method being used only in exceptional cases. It consists in pushing through reinforced concrete slabs with a length of 2 m, the drilling device is a microboard, which allows you to develop soil of any category in terms of drillability, from sandy soils to rocky materials. The pipeline is pulled through a pre-constructed tunnel. A significant disadvantage is the high cost and along construction time of the transition.

A newer and more advanced method of constructing an underwater passage is the method of "curves", which is a symbiosis of 2 methods: microtunneling and directional drilling. The method of "curves" differs from directional drilling by a significant factor-the use of "curved pipes", which reduces the bending radius of the laid pipeline lash. As a drilling device, a microboard is used, i.e. an underwater passage can be constructed in any soil according to the drillability, only in contrast to microtunneling, a pre-welded pipe lash will follow after the microboard.

Since when crossing the Bolshoy Yugan River, the bottom of the water barrier is composed of loam and sand of medium size, there is no need to increase the cost of construction by using a microboard, which is used in such methods as microtunneling and the method of "curves". It would be more appropriate to apply the method of directional drilling.

Advantages of the DD method:

- Deepening of the pipeline to a depth exceeding the number of washouts of the riverbed, protection of the pipeline from external mechanical damage;
- The possibility of constructing a pipeline crossing in cramped conditions;
- Monitoring the progress of the DD process from the start of drilling operations to the end of the working lash stretching, with a reduction in factors that have a negative impact on the environment during the construction and installation work.

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

Implementation effect:

- Construction of an underwater crossing without damage to the coastal slopes and violation of the river channel regime, which are unavoidable during construction by the trench method;
- Carrying out construction and installation works without labor-intensive underwater-technical, diving, shore protection works;
- Reduction of construction time;
- Improving operating conditions, eliminating the need for diving surveys.

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