

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Разработка предложений по обеспечению безопасного строительства перехода через водную преграду р. Белая по технологии Direct Pipe®»

УДК 622.692.4.074(204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Логачев Артем Михайлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Саруев Алексей Львович	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н., доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Айкина Татьяна Юрьевна	к. филолог. н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

21.04.01 Нефтегазовое дело Образовательная программа Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
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
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли

ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
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
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Логачеву Артёму Михайловичу

Тема работы:

«Разработка предложений по обеспечению безопасного строительства перехода через водную преграду р. Белая по технологии Direct Pipe®»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. № 39-42/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p>	<p>Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода «Уфа — западное направление 19км» на котором ведется строительство ППМН методом Direct pipe. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий строительства.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<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 Белая;

	<p>3. Произвести технологические расчеты тягового усилия на протаскивание трубопровода для строительства перехода методом Direct pipe.</p> <p>4. Провести расчет на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода, провести расчет сил протаскивания с помощью конечно-элементных расчетов с использованием программного комплекса ABAQUS.</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Иностранный язык	Доцент, к.филолог.н., Айкина Татьяна Юрьевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Разделы на русском языке: реферат, введение, заключение, разделы 1-7

Разделы на английском языке: приложение А.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Саруев Алексей Львович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Логачев Артем Михайлович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Логачев Артем Михайлович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение строительства перехода "Уфа - Западное направление", 19 км (основная нитка) через реку Белая.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е2; Сборник Е20.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности строительства перехода магистрального нефтепровода через карстовое образование
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при проведении строительно-монтажных работ
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет стоимости при сооружении перехода участка подземного трубопровода

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Логачев Артем Михайлович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ01		Логачев Артем Михайлович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Тема ВКР:

Разработка предложений по обеспечению безопасного строительства перехода через водную преграду р. Белая по технологии Direct Pipe®	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: участок магистрального нефтепровода «Уфа – Западное направление» 96км.</p> <p>Область применения: строительство перехода через водную преграду</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</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. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОР-13.100.00-КТН-082-18 «Порядок организации огневых, газоопасных, и других работ повышенной опасности на объектах организации системы «Транснефть»» 2. ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов 3. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ (ред. От 29.07.2018) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» 4. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. От 24.04.2020) 5. ПБ 08624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 2. Изменение параметров воздуха рабочей среды; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; 5. Повышение уровня вибрации;

	<p>6. Повреждения, связанные с контактом с животными, насекомыми, пресмыкающимися;</p> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Поражение электрическим током; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: вентиляция и очистка воздуха, кондиционирование воздуха, осветительные устройства, звукоизолирующие устройства, устройства защитного заземления, специальная защитная одежда, средства защиты ног.</p> <p>Расчет: расчет выбросов загрязняющих веществ</p>
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения:	<p>Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха машинами и механизмами;</p> <p>Гидросфера: загрязнение водных ресурсов производственными отходами;</p> <p>Литосфера: загрязнение земель отходами производства.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения:	<p>Возможные ЧС: паводковые наводнения, лесные пожары, террористические акты, ЧС по причинам техногенного характера (аварии). Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть: ошибочные действия персонала при производстве работ, отказ приборов контроля и сигнализации, отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии, производство работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий, старение оборудования (моральный или физический износ), коррозия оборудования, факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией).</p> <p>Наиболее типичная ЧС: ЧС по причинам техногенного характера (аварии) в следствии ошибочного действия персонала при производстве работ.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Логачев Артем Михайлович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования магистратура
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2021 / 2022 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2022	Обзор литературы	10
23.03.2022	Введение	10
25.04.2022	Общая часть	30
11.05.2022	Социальная ответственность	10
20.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
21.05.2022	Раздел, выполненный на иностранном языке	20
24.05.2022	Заключение	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Саруев Алексей Львович	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 142 с., 36 рис., 18 табл., 23 источников, 1 прил.

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

Объектом исследования является переход проектируемого нефтепровода через реку Белая методом горизонтально-направленного бурения щитом (Direct pipe).

Цель работы – Разработка предложений по обеспечению безопасного строительства перехода через водную преграду.

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 Белая, разработано предложение по обеспечению безопасного строительства перехода через водную преграду методом Direct pipe. выполнено построение продольного профиля перехода и проведен расчет тягового усилия.

					<i>Разработка предложений по обеспечению безопасного Строительства перехода через водную преграду р. Белая по технологии Direct Pipe®</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Логачев А.М.</i>				Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						10	142
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>					НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

Основные определения, обозначения, сокращения

В выпускной квалификационной работе были применены следующие сокращения:

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 ограниченный точками входа и выхода пилотной скважины.

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 %.

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

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

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

					<i>Разработка предложений по обеспечению безопасного Строительства перехода через водную преграду р. Белая по технологии Direct Pipe®</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Логачев А.М.</i>				<i>Основные определения, обозначения, сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						11	142
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>					<i>НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01</i>		

Сокращения:

ППМТ – подводный переход магистрального трубопровода

ННБ – наклонно- направленное бурение;

ЗП - закрытый переход (подземный);

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 Direct pipe);

СМР - строительно-монтажные работы;

СПО - спускоподъемные операции

МН – магистральный нефтепровод;

ГНБ – горизонтально направленное бурение;

ПП – подводный переход;

ГНБ – горизонтально направленное бурение.

					Основные определения, обозначения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		12

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	15
1. Методы строительства подводных переходов	17
1.1 Траншейный способ	17
1.2 Прокладка на опорах	18
1.3 Прокладка по дну водной преграды	19
1.4 Продавливание	19
1.5 Прокол	20
1.6 Наклонно-направленное бурение	22
1.7 Микротоннелирование	24
1.8 Технология Direct pipe	27
2. Характеристика подводного перехода.....	29
2.1 Административное положение	29
2.2 Инженерно-геологические характеристики МНПП	30
2.3 Анализ инженерно-геологических условий строительства	32
3. Обоснование выбора технологии	34
3.1 Микротоннелирование с домкратным продавливанием труб	34
3.2 Горизонтально-направленное бурение	37
3.3 Метод горизонтального направленного бурения щитом (DIRECT PIPE)	38
3.4 Сравнительный анализ технологий	40
3.5 Выводы	42
4. Организация и технология производства работ	44
4.1 Подготовительный период работ	44
4.2 Основной период работ	46
4.2.1 Характеристика применяемого оборудования	46
4.2.2 Режущий орган	47
4.2.3 Тоннелепроходческая установка AVN 1200 TC	48
4.2.4 Контейнер управления SPT-10	50
4.2.5 Доталкиватель (Pipe Thruster) НК 750 РТ	52
4.2.6 Навигационная система	54
4.2.7 Питающий и транспортные насосы	58
4.2.8 Сепарационная установка	59
4.2.9 Система приготовления бентонита	60

					<i>Разработка предложений по обеспечению безопасного Строительства перехода через водную преграду р. Белая по технологии Direct Pipe®</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Логачев А.М.			Лит.		Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					13	142
Рук. ООП		Шадрина А.В.			СОДЕРЖАНИЕ			
					НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01			

4.3	Монтаж оборудования и технология производства работ	64
4.3.1	Монтаж оборудования	66
4.3.2	Производство работ методом Direct Pipe	76
4.4	Заключительные работы	84
5.	Расчетная часть	86
5.1	Расчет толщины стенки трубы	86
5.2	Расчет на прочность и устойчивость трубопровода	88
5.3	Расчет усилий продавливания	92
6.	Финансовый менеджмент	94
6.1	Анализ условий необходимых для расчета	94
6.2	Расчет основных параметров траншеи	94
6.3	Расчет объёмов и стоимости грунта, необходимого для обратной засыпки, и стоимость геоматериалов	96
6.4	Расчёт необходимой техники и затрат на топливо	99
6.5	Затраты на оплату труда	106
6.6	Затраты на страховые взносы	107
6.7	Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы	108
7.	Социальная ответственность	110
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	110
7.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ..	112
7.3	Производственная безопасность	113
7.4	Анализ опасных и вредных производственных факторов	114
7.5	Обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия опасных и вредных факторов	117
7.6	Экологическая безопасность.....	118
7.7	Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от земляных работ	120
7.8	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	119
	Заключение	125
	Список используемой литературы	126
	Приложение А	129

Введение

Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов в настоящее время является основным методом доставки углеводородов от мест добычи к конечному потребителю. Сеть магистральных трубопроводов имеют значительную протяженность, большой диаметр, значительный возраст и высокое давление перекачки. Трубопроводы такой протяженности пересекают большое количество разнообразных препятствий: малые и большие реки, водохранилища, озера, глубокие болота, которые сложены слабыми грунтами. Строительство трубопроводов через препятствия является нелегкой задачей.

На сегодняшний день актуальность проблемы обеспечения безопасной и безаварийной работы подводных переходов нефтегазопроводов обусловлена, прежде всего, большим количеством водных преград, пересекаемых магистральными трубопроводами. Кроме того, необходимость тщательного анализа факторов, влияющих на надежность подводных участков трубопроводов, обусловлена сложностью проектирования, строительства и ремонта, а также ущербом, наносимым окружающей среде вследствие аварий и утечек транспортируемого продукта. Помимо этого, участки подводных переходов в значительной степени подвержены механическим повреждениям от гидродинамического воздействия потока, ледохода, а также якорей судов и плотов.

Для бестраншейной прокладки нефтегазопроводов через естественные и искусственные преграды применяются различные методы и оборудование. Важным этапом является сравнение имеющихся технологий и определение наиболее подходящей с точки зрения безопасности процесса, скорости работ и энергетических затрат, а также целесообразности применения данной технологии в текущих условиях. Во время использования бестраншейных

					<i>Разработка предложений по обеспечению безопасного Строительства перехода через водную преграду р. Белая по технологии Direct Pipe®</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Логачев А.М.</i>				Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						15	142
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							
						НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

методов прокладки нефтегазопроводов работа в ограниченном пространстве требует эффективного и качественного контроля и оценки как со стороны исполнителей, так и со стороны проектировщиков. Необходимо тщательно подходить к решению каждой проблемы, например, при возникновении проблемы обхода препятствий на пути линии прокладки трубопровода. До настоящего времени среди методов бестраншейной прокладки нефтегазопроводов активно применялись технологии ГНБ и микротоннелирование, однако немецкая компания Herrenknecht разработала и свою одноэтапную технологию Direct Pipe, являющуюся комбинацией этих двух методов. Таким образом данная технология позволяет решать новые масштабные задачи и выполнять работы на более качественном уровне.

Объектом исследования является строительство подводного перехода через реку Белая, по технологии Direct pipe.

Цель работы – анализ методов строительства подводного перехода.

Основные задачи:

1. Характеристика объекта исследования;
2. Описание технологий строительства подземного перехода;
3. Рассмотрение преимуществ методов строительства ППМТ;
4. Анализ наиболее подходящей технологии.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		16

1. Методы строительства подводных переходов

Существует два основных способа устройства магистрального трубопровода через водные преграды [1]: траншейный и безтраншейный. Бестраншейным способом можно проложить трубопровод несколькими методами: большинство подразумевает создание сквозного тоннеля под руслом реки, в котором будет находиться трубопровод.

1.1. Траншейный способ

Подразумевает укладку трубопровода в траншею, разработанную в грунте дна русла реки (Рис. 3). Трубопровод в траншею может быть протянут по дну траншеи либо погружен в траншею с поверхности воды.

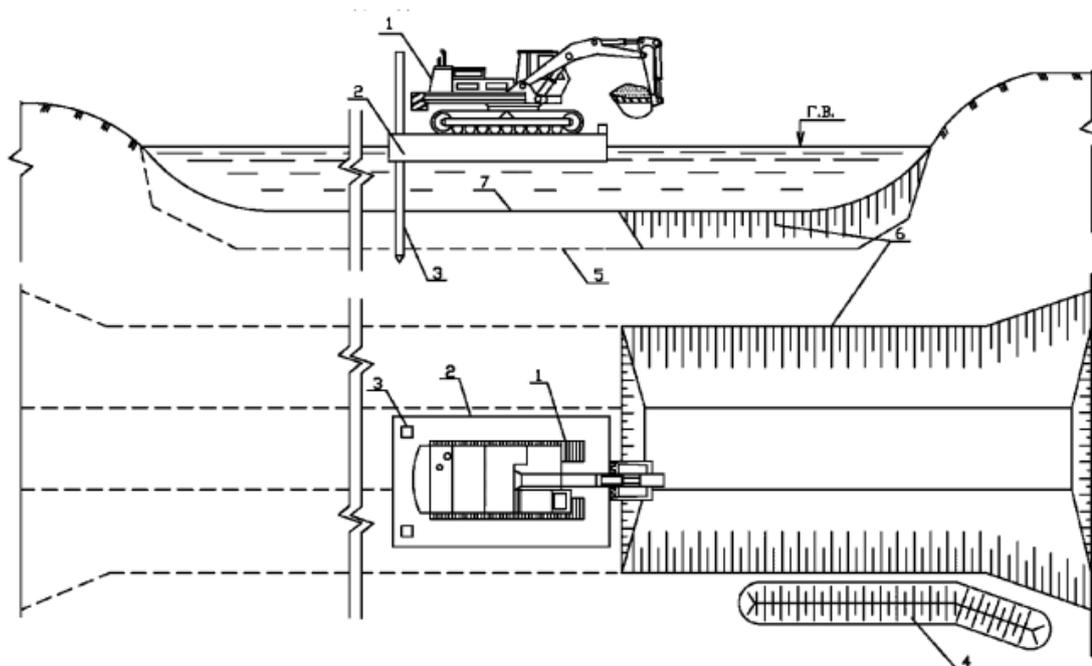


Рис. 1. Разработка подводной траншеи экскаватором с понтона 1 – экскаватор; 2 – понтон; 3 – закольная свая; 4 – отвал грунта; 5 – проектное дно траншеи; 6 – траншея; 7 – дно реки

Применяется чаще всего, но имеет ряд существенных недостатков:
– по безопасности функционирования: трубопровод заглубляется

					Разработка предложений по обеспечению безопасного Строительства перехода через водную преграду р. Белая по технологии Direct Pipe®		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.	Логачев А.М.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.					17	142
Рук. ООП	Шадрина А.В.				НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		
					Методы строительства подводных переходов		

недостаточно, чтобы полностью исключить его размыв. Возможно оголение, выпучивание или всплытие трубопровода;

– по воздействию на окружающую среду: наносится значительный ущерб окружающей среде и ихтиофауне, поскольку размывается грунтовая толща, выбрасывается в воду значительный объем мути и иногда химических загрязнений;

– сезонность производства работ: график работ находится в зависимости от ледового режима, периода половодья, от режима судоходства, исключаются периоды нереста рыб;

– по комплексу работ: после завершения строительства требуется проводить работы по рекультивации береговой зоны на большой площади, восстанавливать профиль берегов, благоустраивать территорию.

1.2. Прокладка на опорах

Магистральные трубопроводы следует прокладывать подземно[1]. Вместе с тем, как исключение, в ряде случаев, при наличии обоснования, допускается прокладка трубопроводов на опорах (Рис. 4).

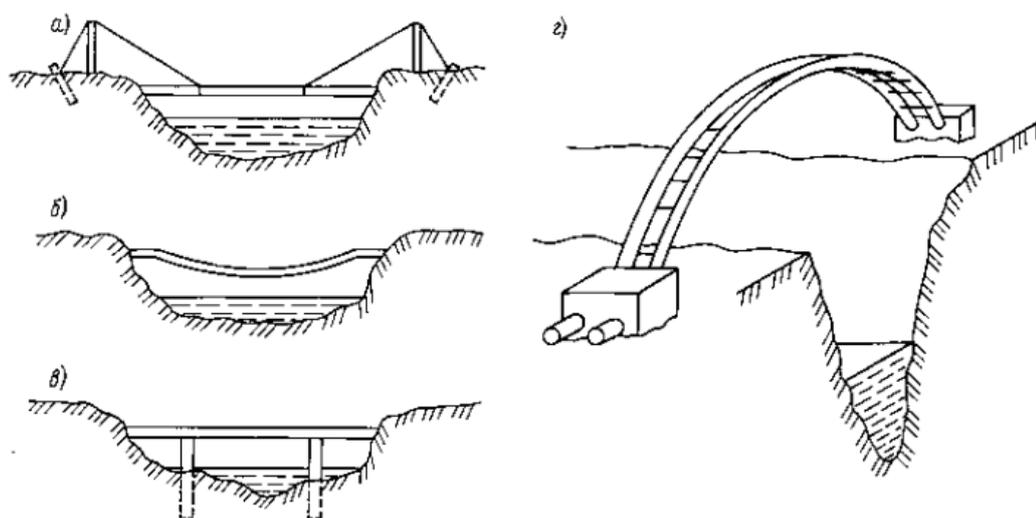


Рис. 2. Надземная (надводная) прокладка

а) – подвесные трубопроводы; б) – висячие трубопроводы;

в) балочный переход; г) арочный переход

Надземные трубопроводы более подвержены деформациям и повреждениям в результате коррозии, температурных перепадов, а также

механической нагрузки различного характера. Река Белая имеет большую ширину, судоходная, и основания применять данный метод отсутствуют.

1.3. Прокладка по дну водной преграды

Также допускается прокладка трубопровода по дну водной преграды. При этом должны предусматриваться дополнительные мероприятия, обеспечивающие его надежность при эксплуатации. Прокладка трубопровода осуществляется непосредственно в толще вод на специальных опорах или на поплавках. Подобный вариант имеет смысл в случае прокладки временного трубопровода, либо трубопровода на большое расстояние, измеряемое километрами. Данная схема сложно применима для перехода через реки с постоянным течением, какой является река Белая.

1.4. Продавливание

Прокладываемую трубу открытым концом, снабженным ножом (при прокладке труб-кожухов продавливанием в качестве лобовой обделки применяют ножи серповидного сечения и кольцевые ножи), вдавливают в массив грунта, а грунт, который поступает в трубу в виде плотного керна (пробки), разрабатывают и удаляют из забоя. При продвижении трубы преодолевают усилия трения грунта по наружному ее контуру и врезания ножевой части в грунт. Способ не применяется в плавучих грунтах.

Поскольку при продавливании труб больших диаметров, особенно в твердых грунтах, применяются особо мощные нажимные установки из нескольких домкратов, способные создать усилия более 10 000 кН, для них требуются прочные упорные стенки. Разработка грунта – механическая, с применением различных установок. Схема производства работ методом прокалывания приведена на Рис. 5.

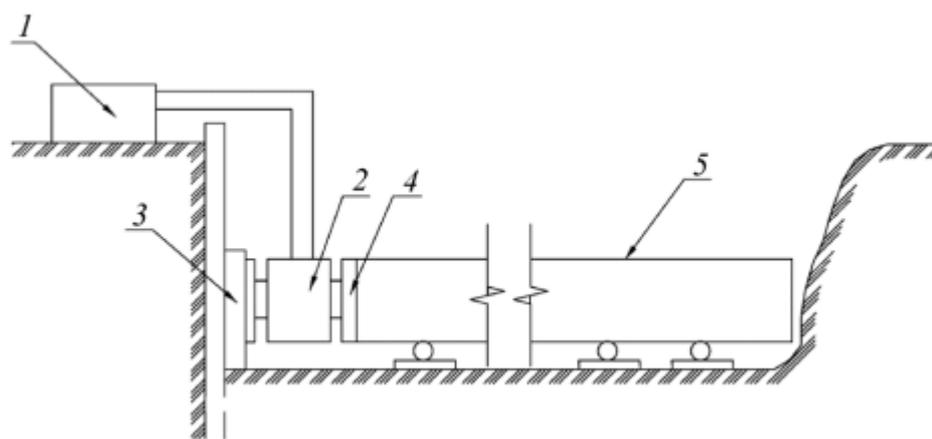


Рис. 3. Схема выполнения продавливания

1 – масляный насос; 2 – гидравлический домкрат; 3 – опорная конструкция;
4 – опорная плита; 5 – продавливаемая труба

Методом продавливания прокладывают трубы диаметром от 600 до 1700 мм. Длина проходки каждого рабочего котлована – от 30 до 100 м. Более длинные трассы необходимо делить на несколько участков.

Данный способ из-за большой ширины водной преграды (более 1 км), рассматриваемым в данной работе, не применим.

1.5. Прокол

Отличается от продавливания тем, что извлечение грунта при данном методе не происходит. Трубопровод снабжен специальным наконечником, который раздвигает грунт и уплотняет стенки. В результате чего для прокола требуются значительные усилия. В связи с этим длина прокола труб не превышает 60–80 м. Конусный наконечник применяется для уменьшения сопротивления грунта, а также силы бокового трения.

Способ прокола рекомендуется применять для прокладки труб малых и средних диаметров (до 630 мм) в глинистых и суглинистых (связных) грунтах. Не применяется в скальных грунтах. При небольшом диаметре трубы наконечник не устанавливается, а грунт прокалывается трубой с созданием уплотняющего ядра [20].

Для прокладки труб способом прокола применяют установки типа ГПУ-600 (Рис. 6). Принцип ее работы – устройство «шагающих домкратов». За счет

этого значительно снижается время работы. Сначала путем включения маслостанции гидродомкратами продвигают подвижную нажимную плиту с прокалываемой трубой на длину хода штока домкратов (1,2 м), далее по окончании рабочего цикла подвижной упор освобождают и обратным ходом домкратов подтягивают его вслед за прокладываемой трубой. Данные операции циклично производят до полного внедрения в грунт первого звена укладываемой трубы, после чего подвижной упор, салазки с домкратами и нажимную плиту возвращают в начальное положение. После этого монтируют последующие звенья труб, повторяя цикл работ до завершения полного прокола трубопровода.

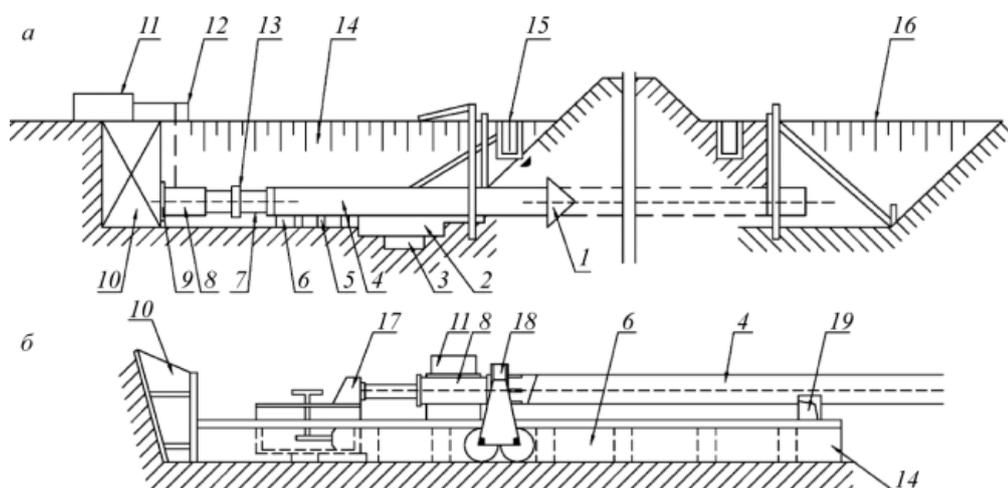


Рис. 4. Прокол:

а – общая схема работ, б – прокол установкой ГПУ-600 1 – наконечник; 2, 3 – прямки; 4 – прокалываемая труба; 5 – шпалы; 6 – направляющая рама; 7 – нажимной патрубок; 8 – гидродомкраты; 9 – упорный башмак; 10 – упорная стенка; 11 – насосная станция; 12 – маслопроводы; 13 – нажимная заглушка; 14, 16 – рабочий и приемный котлованы; 15 – обводной лоток; 17 – подвижный упор; 18 – нажимная плита на тележке; 19 – фиксатор

Гидропроколом называют метод, при котором для прокладки трубы используется кинетическая энергия струи воды, выходящей под давлением из расположенной впереди трубы со специальной конической насадкой. Струя воды, выходящая из насадки под давлением, размывает в грунте отверстие

					Методы строительства подводных переходов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		21

диаметром до 500 мм, в котором впоследствии прокладывают трубы. Удельный расход воды зависит от напора воды, скорости струи и категории проходимых грунтов. Метод гидропрокола имеет следующие преимущества: довольно высокая скорость образования скважины (до 30 м/смену) и простота ведения работ. Главными его недостатками являются малая протяженность проходки (до 20–30 м), возможные отклонения от проектной оси и необходимость мест для сброса пульпы, а также сложные условия работы вследствие загрязненности рабочего котлована. Способ прокола к диаметру трубопровода (1400 мм) и ширине водной преграды (более 1 км), рассматриваемым в данной работе, также не применим.

1.6. Наклонно-направленное бурение

Сначала осуществляется бурение пилотной скважины гидромеханическим способом, при котором грунт разрушается под воздействием буровой головки, соединенной с помощью полого корпуса с гибкой приводной штангой, а также встроенным излучателем. Такой инструмент позволяет управлять траекторией прохода пилотной скважины и обходить выявленные на этапе подготовки бурению подземные препятствия. Буровая головка имеет отверстия для подачи специального бурового раствора, который закачивается в скважину и образует суспензию с измельченной породой. Данный раствор снижает трение на буровой головке и штанге, охлаждает породоразрушающий инструмент, предохраняет от обвалов, разрушает породу и очищает скважину от ее обломков, вынося их на поверхность.

Вторым этапом является расширение скважины (Рис. 5), которое осуществляется после завершения пилотного бурения. Расширение производится буровой установкой путем приложения через колонну буровых штанг тягового и вращающего усилия к расширителю. Расширители протаскиваются через ствол скважины, увеличивая диаметр и уплотняя стенки скважины. Расширение скважины производится этапами, путем

					<i>Методы строительства подводных переходов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		22

последовательного протаскивания расширителей различного диаметра, до получения требуемых параметров скважины.

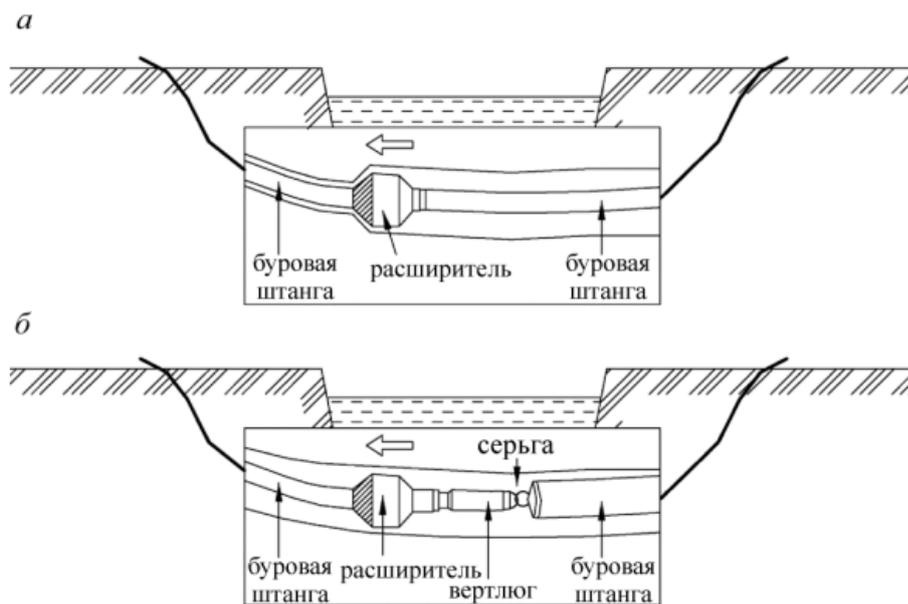


Рис. 5. Схема бестраншейной прокладки трубопровода

а – предварительное расширение; б – протягивание трубопровода

На третьем этапе трубопровод протаскивается при помощи тягового усилия, развиваемого буровой установкой. К колонне буровых штанг, находящейся в скважине, последовательно присоединяются: расширитель, вертлюг, головное тяговое устройство, к которому прикреплена плеть трубопровода. Под действием тянущего усилия и одновременным вращением расширителя трубопровод протаскивается через ствол скважины в направлении буровой установки. Преимущества метода наклонно-направленного бурения по сравнению с траншейным методом прокладки:

– бóльшая надежность построенного объекта. Трубопровод, уложенный в скважину, находится в массиве ненарушенного грунта на большой глубине – ниже прогнозируемых русловых деформаций;

– сокращение эксплуатационных затрат. Исключаются водолазные обследования, отпадает необходимость периодических работ по ликвидации размывов и ремонту берегоукреплений;

– сокращение сроков строительства и круглогодичность строительства.

Строительные площадки находятся на достаточном возвышении, чтобы не

зависеть от изменения уровня воды или наличия ледового покрова, а также не создается никаких помех судоходству;

– экологическая чистота строительства. Водоем и его берега не затрагиваются строительством. Не нарушается естественный ландшафт, флора и фауна водоемов;

– сокращение материалоемкости объекта за счет исключения балластировки трубопровода. Применение метода имеет ряд ограничений:

– по геологическим условиям. Предпочтительными для применения метода являются связные однородные грунты – суглинки, супеси, алевриты. Несколько сложнее выполнять бурение в плотных глинах, водонасыщенных песках, однородных скальных породах. Наибольшую сложность для бурения представляют грунты с большим содержанием гравия (более 30 %), а также грунты, содержащие булыжники и валуны. Весьма рискованным является также бурение в зоне водоносных пластов;

– ограничения по максимальной длине и диаметру перехода. Это ограничение связано, в первую очередь, с тяговыми возможностями буровых установок.

Установки с тяговым усилием 300 т способны осуществить протаскивание плетей при диаметре 1420 мм приблизительно длиной до 800 м. С увеличением длины и диаметра скважины увеличиваются риски обвала скважины в процессе расширения.

1.7. Микротоннелирование

Осуществляется автоматизированная проходка тоннеля диаметром от 200 до 3600 мм с продавливанием трубной конструкции обделки, которая выполняется без присутствия людей в выработке. Это бестраншейный способ прокладки трубопроводов и коммуникаций с помощью специальных домкратных станций, при котором труба «продавливается» сквозь грунт от одной станции до другой на расстояние до 50–5000 м. Схема работ представлена на Рис. 8.

					<i>Методы строительства подводных переходов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		24

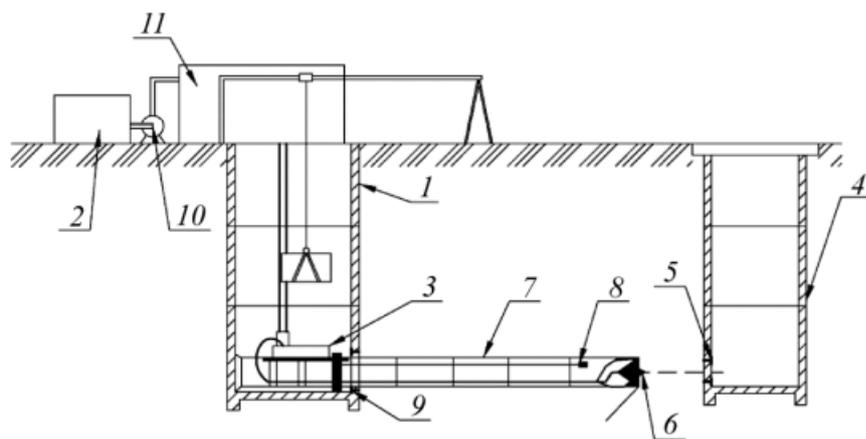


Рис. 6. Процесс микротоннелирования

1 – стартовая шахта; 2 – отстойник; 3 – транспортирующий насос; 4 – приемная шахта; 5 – уплотнение в приемной шахте; 6 – AVN рабочий орган; 7 – трубы; 8 – лазер; 9 – стартовое уплотнение; 10 – питающий насос; 11 – контейнер управления

Точность проходки достигается при помощи компьютерного комплекса управления с применением системы лазерного ведения щита. Изменяя типоразмер проходческого щита, можно осуществлять прокладку подземных микротоннелей различного диаметра.

Первоначально на месте работ готовят рабочий и приемный котлованы. При помощи опалубки и бетона формируются стены шахт. Далее в стартовой шахте устраивается упорная стенка для крепления пресс-рамы. Размеры шахт зависят от диаметра микропроходческого щита, глубина определяется глубиной прокладки

На втором этапе в подготовленную шахту опускается пресс-рама, которая крепится с помощью анкерных болтов к упорной стенке. Домкратная станция устанавливается и фиксируется путем заливки быстросхватывающегося раствора между задней стенкой шахты и опорной плитой домкратной станции. После этого в шахту спускается тоннельная буровая машина (микропроходческий щит с оборудованием) и монтируется вместе с энергетическими линиями. Установка для приготовления и нагнетания бурового раствора в забой располагается на поверхности недалеко от стартовой шахты.

Третьим этапом является прокладка трубопровода. Из стартовой шахты рабочий орган микротоннельного комплекса осуществляет проходку при избыточном давлении воды в забое. Подача воды к режущему рабочему органу и отсос образовавшейся пульпы выполняются насосами, которые устанавливаются на поверхности грунта рядом со стартовой шахтой. Также в стартовую шахту подаются отдельные звенья труб обделки, которые вдавливаются в грунт домкратами, что позволяет осуществлять горизонтальную проходку коллектора.

Преимущества у метода такие же, как у метода наклонно-направленного бурения. Кроме того, технология микротоннелирования позволяет прокладывать трубопроводы в любых группах грунтов – от неустойчивых суглинков и водоносных песков до скальных пород. В зависимости от класса грунтов подбирается соответствующий режущий орган, с помощью этого добиваются оптимальных скоростей и параметров проходки.

Микротоннелирование имеет следующие сложности при проходке [21]:

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

1.8 Технология Direct pipe

Современный метод бестраншейной прокладки стальных трубопроводов большого диаметра Direct Pipe представляет собой одноэтапную операцию, во время которой рабочее пространство требуется только вблизи стартового котлована (рисунок 7а).

Плеть труб (рисунок 7в), которая заранее сваривается, испытывается и выкладывается на стройплощадке, продавливается в грунт в один этап, что позволяет прокладывать трубопроводы на большие дистанции за короткое время. Разработка грунта ведется дистанционно управляемой микротоннелепроходческой установкой также, как и при обычной прокладке трубопровода методом продавливания. Управляющие и транспортные линии располагаются внутри рабочей трубы на специальных колесных рамах, которые обеспечивают быстрый монтаж и демонтаж. Во время процесса бурения разработанный режущим инструментом грунт на забое транспортируется системой гидротранспорта на сепарационную установку. Грунт обрабатывается (выносятся шлам), а затем направляется обратно к рабочему органу. Контроль скорости проходки, местоположение и величина давления грунта на груди забоя ведется ежесекундно, при необходимости каждый параметр может корректироваться. Необходимое усилие для продавливания трубопровода в грунт достигается за счет специального доталкивателя, который располагается в непосредственной близости от точки входа буровой установки на поверхности или в приямке (рисунок 7б). Руководство всего процесса проходки происходит в кабине управления, которая располагается вблизи стартового приямка.

Рисунок 7 – Принципиальная схема расположения оборудования на стройплощадке при работе методом Direct Pipe с установленным на поверхности Доталкивателем труб НК750РТ:

					Методы строительства подводных переходов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		27



а) Стартовый приямок,



б) Доталкиватель труб НК750РТ,



в) Плеть труб

Технология Direct pipe в сравнении с аналогичными методами ГНБ и микротоннелированием имеет ряд преимуществ:

1. Одноэтапная проходка, а, как следствие, быстрое выполнение работ;
2. Небольшое количество используемого бурового раствора (можно заменять на воду);
3. Оптимальный профиль трассы за счет минимальной толщины перекрытия [5].

2 Характеристика подводного перехода

2.1 Административное положение

В административном отношении участок работ расположен на территории Республика Башкортостан, Благовещенский район (правый берег), Уфимский район (левый берег). Подводный переход МНПП "Уфа - Западное направление", 19 км (основная нитка) через реку Белая. Ближайшие населённые пункты: - Новые Турбаслы (население – 51. чел.) – в 170 м до ближайшего жилого строения, в 116 м до границы населенного пункта вправо от демонтируемого МНПП; в 170 м до ближайшего жилого строения, в 116 м до границы населенного пункта – 555 чел.) – в 566 м до ближайшего жилого строения, в 507 м до границы населенного пункта влево от демонтируемого МНПП; в 952 м до ближайшего жилого строения, в 861 м до границы населенного пункта влево от проектируемого МНПП; Якшиваново население – 32 чел.) – в 173 м до ближайшего жилого строения, в 98 м до границы населенного пункта влево от демонтируемого МНПП; в 458 м до ближайшего жилого строения, в 349 м до границы населенного пункта влево от проектируемого МНПП; по дополнению №1 в ТЗ на ИИ участок работ под проектируемый кабель связи на 25 км попадает в границу н.п., ближайшее жилое строение расположено на северо-восток в 50 м от проектируемого кабеля связи на 2 – 748 чел.) – в 1042 м до ближайшего жилого строения, в 948 м до границы населенного пункта вправо от демонтируемого МНПП; в 805 м до ближайшего жилого строения, в 713 м до границы населенного пункта вправо от проектируемого МНПП. Подъезд к участку производства работ возможен на правом берегу по полевым дорогам на север от населенного пункта Тугай, на левом берегу – на север от населенного пункта Якшиваново. Местность обжитая, имеется довольно разветвленная дорожная сеть

					<i>Разработка предложений по обеспечению безопасного Строительства перехода через водную преграду р. Белая по технологии Direct Pipe®</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Логачев А.М.</i>				Характеристика подводного перехода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						29	142
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>					НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

грунтовых и асфальтированных дорог, соединяющих населенные пункты и участок изысканий. По территории Республики Башкортостан проходит Куйбышевская железнодорожная линия (филиала ОАО РЖД)

2.2 Инженерно-геологические характеристики МНПП

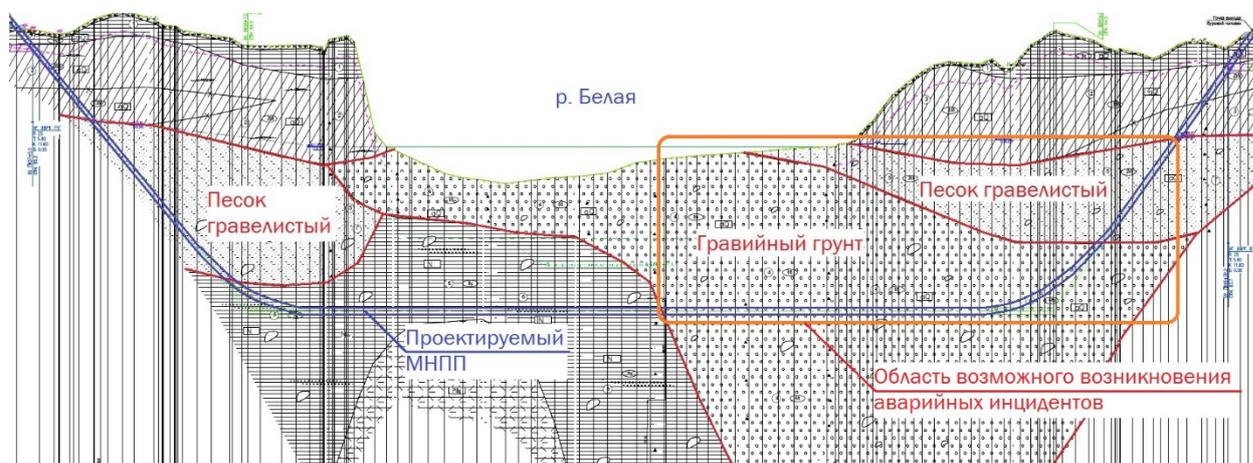


Рис 8. Проектируемый профиль трассы МНПП р. Белая DN 1020

Общая геологическая характеристика участка строительства и рекомендации по способу разработки грунтов приведены в таблице 2.3.

Таблица 1. – Инженерно-геологические условия по объекту МНПП

Наименование	Значение	Категория по ГЭСН 2001-01, табл.1.1*
Почвенно-растительный покров, тип/м	0,1-0,5 м	1(9а)
Состав грунтов	<p>ИГЭ-1, аQ. Суглинок полутвердый. Суглинок коричневый, полутвердой консистенции, песчанистый, с тонкими прослойками до 0,02 м песка мелкого, малой степени водонасыщения, с включениями дресвы от 0,002 до 0,01 м до 5 %. Ненабухающий, непрасадочный, слабопучинистый. Мощность от 0,7-8,6 м.</p> <p>ИГЭ-2, аQ. Суглинок тугопластичный. Суглинок коричневый, тугопластичной консистенции, песчанистый, с тонкими прослойками до 0,05 м песка мелкого, с включениями дресвы от 0,002 до 0,01 м до 5</p>	<p>35в</p> <p>35в</p>

	<p>%. Ненабухающий, непросадочный, среднепучинистый. Мощность 0,4-17,6 м.</p> <p>ИГЭ-3, аQ. Суглинок мягкопластичный. Суглинок коричневый, мягкопластичной консистенции, песчаный, с тонкими прослойками до 0,05 м песка мелкого, с включениями дресвы от 0,002 до 0,01 м до 5 %. Ненабухающий, непросадочный, сильнопучинистый. Мощность 0,3-5,5 м.</p> <p>ИГЭ-4, аQ. Гравийный грунт. Гравийный грунт коричневый, водонасыщенный, с песчаным заполнителем, с включениями гальки размером до 0,2 м до 5 %. Мощность 0,5-22,5 м.</p> <p>ИГЭ-5, аQ. Песок гравелистый. Песок гравелистый, светлокоричневый, водонасыщенный, с включениями гальки размером от 0,01 до 0,04 м см до 10%. Мощность 0,5-8,6 м.</p> <p>ИГЭ-5а, аQ. Песок мелкий. Песок мелкий, коричневый, водонасыщенный, с включениями гравия от 0,002 до 0,01 м до 5 %. Мощностью 0,5-5,7 м.</p> <p>ИГЭ-6, N2-3 ак. Глина твердая. Глина синеватосерая, твердая, известковистая, плотная, с примесью органического вещества, с включением дресвы и щебня до 10%, валунов коренных пород, размером до 0,5 м до 10%, с тонкими прослойками песка мелкого водонасыщенного. Вскрыта в русловой части долины реки Белой. Мощность 1,3-17,7 м.</p> <p>ИГЭ-6а, N2-3 ак. Глина тугопластичная. Глина синевато-серая, тугопластичной консистенции, известковистая, плотная, с примесью органического вещества, с включением дресвы и щебня до 10%, валунов коренных пород, размером до 0,5 м до 10%, с тонкими прослойками песка мелкого водонасыщенного. Вскрыта в русловой части долины реки Белой. Мощность 5,5 м.</p> <p>(ИГЭ-7, P1kg) Гипсы серые, средней прочности, слабыветрелые, слаботрещиноватые. Скальный грунт (гипс) серый, средней прочности, слабыветрелый, слаботрещиноватый, качество скального грунта - хорошее. Мощность 0,1-10,8 м.</p>	<p>35б</p> <p>бв</p> <p>29б</p> <p>29б</p> <p>8д</p> <p>8в</p> <p>7</p>
<p>Уровень грунтовых вод, появление/установившийся, м 1</p>	<p>1-й водоносный горизонт - от 0,0 до 10,0 м. Установившийся уровень подземных вод определен на глубине от 0,0 до 6,8 м. Подземные воды слабонапорные.</p>	

	2-й водоносный горизонт определен на глубине 30,7 м. Установившийся уровень подземных вод определен на глубине 10,0 м. Подземные воды напорные.	
Максимальная глубина сезонного промерзания, м	Для: – глинистых грунтов – 1,61 м; – для песков мелких – 1,96 м; – песков гравелистых – 2,10 м; крупнообломочных грунтов – 2,38 м.	

2.3 Анализ инженерно-геологических условий площадки строительства

Горно-геологические условия объекта «МНПП «Уфа – Западное направление», Dn1020. Подводный переход р. Белая, 19 км (основная нитка). Реконструкция» в которых необходимо построить подводный переход представлены гравийно-галечниковыми водонасыщенными отложениями с содержанием включений гальки и гравия до 70%. Интервалы, сложенные гравийно-галечниковыми отложениями, составляют по длине профиля перехода 375 м.

Согласно приложению Б РД-91.040.00-КТН-132-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство подводных переходов магистральных трубопроводов. Требования к организации и выполнению» данные грунты относятся в 5 (очень сложной) категории технологической сложности строительства ППМТ методом ННБ.

Для исключения возникновения различных технологических осложнений или аварийных инцидентов при реализации объекта «МНПП «Уфа – Западное направление», Dn1020. Подводный переход р. Белая, 19 км (основная нитка). Реконструкция» предлагается применить технологию горизонтального направленного бурения щитом (direct pipe).

Ее преимуществами являются:

- малая зависимость от грунтовых условий;

					Характеристика подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		32

- возможность производства работ в один этап;
- высокая эксплуатационная надежность и ремонтпригодность;
- отсутствие необходимости в: переносе коммуникаций, доуглубления, согласование судового хода, высокая скорость строительства.

					<i>Характеристика подводного перехода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		33

3. Обоснование выбора технологии

Учитывая геологические условия проекта, методы, не применимые в условиях галечника (траншейный, механический и гидравлический прокол, продавливание) в данном проекте не рассматриваются.

3.1 Микротоннелирование с домкратным продавливанием труб



Рисунок 9. Схема микротоннелирования.



Рисунок 10. Тоннелепроходческая машина AVN2000.

Суть микротоннелирования показана на рисунке 1. Проходка стальными или железобетонными трубами производится на расстояние до 3,5 км из

					<i>Разработка предложений по обеспечению безопасного Строительства перехода через водную преграду р. Белая по технологии Direct Pipe®</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Обоснование выбора технологии	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Логачев А.М.						34	142
Руковод.	Саруев А.Л.							
Рук. ООП	Шадрина А.В.							
						НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

стартового котлована в приёмный. Управление тоннелепроходческой машиной производится дистанционно.

Для проходки малыми диаметрами на большие расстояния при прокладке трубопроводов учитываются особенности грунта, его тип, прочность на одноосное сжатие, абразивные свойства и прочие геологические особенности проходки. Исходя из этого производится оценка сил трения бурового става о грунт и распределения дократной нагрузки. Для снижения трения става труб о грунт используются специальные буровые растворы на основе бентонита. Применение специальной системы автоматической бентонитовой смазки по всей длине тоннеля позволяет добиться силы трения менее 1кН/м². При проходке на большие расстояния в сложных геологических условиях регулярно возникает необходимость замены режущего инструмента. Нахождение человека внутри оборудования, шахты для замены режущего инструмента значительно повышает риски с точки зрения обеспечения безопасности. Чем больше длина проходки, тем выше усилие продавливания.

Для снижения рисков разрушения труб от чрезмерных нагрузок в системе навигации применяется гироскоп и датчики OLC.

В таблице 4.1 приведены рекомендуемые значения предельной длины в различных грунтах для безопасной проходки для стандартных, не модифицированных тоннелепроходческих комплексов:

Преимущества и недостатки трех бестраншейных методов прокладки стальных трубопроводов представлены в таблице 2.

Таблица 2. Рекомендуемые значения предельной длины в различных грунтах

Внутренний диаметр тоннеля	Рекомендованная длина проходки в глинах	Рекомендованная длина проходки в песках	Рекомендованная длина проходки в гравийно-галечных грунтах	Рекомендованная длина проходки в скале прочностью до 250МПа
1200мм	400мм	700мм	500мм	400мм
1500мм	500мм	900мм	700мм	600мм
1600мм	600мм	900мм	700мм	600мм
2000мм	900мм	1500мм	1200мм	900мм
2400мм Сегментная отделка	Более 2000мм	Более 2000мм	Более 2000мм	Более 2000мм

Практика показывает, что проходка на расстояния более указанных в таблице возможна, но расчет максимальной длины проходки следует производить на основании конкретных проектных данных для каждого отдельного случая.

Исходя из исходных данных, предоставленных заказчиком, в данном проекте при применении микротоннелирования в гравийно-галечном грунте внутренний диаметр тоннеля должен быть 1100 мм, при этом максимальная длина проходки комплексом AVN1200 составит 1200 метров.

Минимальный радиус прокладки тоннеля ограничен минимальным радиусом упругого изгиба трубы при проходке прямыми трубами. Стандартные тоннелепроходческие комплексы для домкратного продавливания труб рассчитаны на радиус 400 м. Сегментные машины могут выполнять меньшие радиусы – 200 м. В случае ошибки в навигации есть вероятность уменьшения радиуса трубы ниже допустимого, что приведёт к её разрушению.

Основные риски при проходке в галечнике – обжатие и последующая блокировка става труб из-за попадания в кольцевое пространство мелкого щебня и большого количества песчинок.

Для предотвращения данного риска применяется дополнительный водяной контур, форсунки среднего давления, закачивание бентонита за обечайку стартового уплотнения.

Другие риски при проходке в галечных грунтах – выбор избыточного количества грунта, обвал забоя. Для предотвращения этих рисков, стабилизации забоя при помощи бентонитового раствора применяются тоннелепроходческие машины типа AVND – двойного щита.

Еще одним значительным риском является повышенное трение става труб о грунт.

Для снижения трения применяется двухконтурная система смазки с автоматическим контролем и распределением бентонитового раствора по всей длине тоннеля и специальные химические присади и полимерные соединения в бентонитовом растворе. В этом случае на стройплощадке необходимо обеспечить присутствие опытного инженера по буровым растворам.

Глубина заложения шахты определяется диаметром машины (рисунки 1, 2). Во избежание просадок поверхности у входа в шахту перекрытие над верхним сводом должно составлять не менее двух диаметров машины, в мелкозернистом галечном грунте – не менее трех.

Скорость проходки при микротоннелировании составляет в среднем 6 см в минуту независимо от диаметра, однако время установки каждой следующей трубы составляет около 30 мин, что существенно увеличивает общее время проведения работ.

3.2 Горизонтально-направленное бурение

Данный метод подходит для проходки в глине и песке, может использоваться для проходки в скале, при этом имеет большие возможности по длине проходки, но имеет ограничения в. Но в галечниковых грунтах и валунных зонах этих риски при производстве работ методом ГНБ очень высоки.

При правильной подготовке работ и подборе бурового инструмента для

					Обоснование выбора технологии	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		37

бурения методом ГНБ существует три основных опасности: потеря устойчивости и обвал свода скважины, потеря бурового раствора и нарушение геометрии скважины при переходе между геологическими формациями, имеющими значительную разницу по плотности и буримости.

При проходке по методу ГНБ скважины большого диаметра сложно стабилизировать. Поэтому обрушение скважин не является чем-то необычным при применении этой методики.

Камни и валуны представляют опасность для процесса ГНБ, поскольку они могут осесть в скважине и привести к блокировке трубопровода во время его протяжки. Нередко такие препятствия могут быть пропущенными расширителями во время стадии расширения, но могут быть зажаты между трубопроводом и стенкой скважины в процессе установки. Это может привести либо к тяжелым повреждениям изоляции трубопровода, либо даже к полной блокировке трубы.

В технологии ГНБ (в соответствии с современными рекомендациями) минимальная толщина перекрытия под препятствием должна составлять 10-15 диаметров трубопровода. Это ведет к относительно большой протяженности профиля трубопровода между точкой входа и точкой выхода, так как должен быть соблюден минимальный радиус бурения.

Профиль скважины в основном определяется точностью пилотной проходки. Для обеспечения величин напряжения в трубопроводе, не превышающих установленных величин, требуется большой радиус профиля трубопровода (особенно при больших диаметрах). Проходка большим радиусом является проблемой для технологии ГНБ из-за гибкости пилотных штанг.

3.3 Метод горизонтального направленного бурения щитом (DIRECT PIPE)

Инновационная технология горизонтального направленного бурения щитом (ГНБЩ), DIRECT PIPE (рисунок 11) представляет собой метод

бестраншейной прокладки стальных трубопроводов большого диаметра. Процесс прокладки представляет собой одноэтапную операцию, при которой рабочее пространство требуется только вблизи стартового котлована.

Дистанционно управляемая микротоннелепроходческая установка присоединяется к предварительно сваренному и испытанному трубопроводу. Все управляющие и транспортные линии располагаются внутри рабочей трубы на специальных колесных рамах, которые обеспечивают быстрый монтаж и демонтаж.

Усилие, необходимое для бурения создает доталкиватель труб, расположенный в непосредственной близости от точки входа буровой установки на поверхности или в приямке.

В процессе бурения грунт на забое разрабатывается и транспортируется по транспортным линиям на поверхность, где он обрабатывается в специальной сепарационной установке и подается обратно к рабочему органу. Управление рабочим органом и установкой в целом осуществляется аналогично хорошо зарекомендовавшему себя методу продавливания труб. Руководство всем процессом проходки осуществляется из кабины управления, расположенной рядом со стартовым приямком.



Рисунок 11. Схема работы ГНБЦ (Директ Пайп).

Для укладки трубопровода данным методом тоннелепроходческая машина через конический переходник приваривается на конце трубопровода и трубопровод проходит непосредственно в тоннель.

Основной риск данного метода в данном проекте заключается в указанных галечниковых зонах и неуказанных, но очень вероятных валунных отложениях последнего ледникового периода. Зазор между изоляцией трубопровода и стенкой скважины значительно меньше, чем при ГНБ, в связи с чем необходимо применение усиленной изоляции трубопровода.

Установка ГНБЦ (Direct Pipe) справляется с валунами размером до 300 мм, однако, это зависит от положения валунов относительно скважины. Встреча с валунами больших размеров может привести к повышенному износу режущего инструмента, что потребует извлечение установки для замены режущего инструмента. Тоннелепроходческий комплекс извлекается обратным ходом доталкивателя. При извлечении установки освобождающаяся полость скважины для предотвращения обвала свода заполняется смазывающим раствором повышенной вязкости из компонентов аварийного запаса.

3.4 Сравнительный анализ технологий

Преимущества и недостатки рассмотренных выше технологий на примере прокладки стального трубопровода диаметром 1020 мм и длиной более 700 м приведены в таблице 3

					<i>Обоснование выбора технологии</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Таблица 3. Преимущества и недостатки технологий на примере прокладки
стального трубопровода диаметром 1020 мм и длиной более 700 м.

№ п/п	Параметры	Микротоннелирование	ГНБ	ГНБЦ (Direct Pipe)
1	Геология			
1.1	Глина, алевролиты, песок	подходит	подходит	подходит
1.2	Гравий, галька	подходит	сложно	подходит
1.3	Камень, валуны < 300 мм	подходит	сложно	подходит
1.4	Камень, валуны 300...500 мм	возможно	невозможно	возможно
1.4	Скальная порода 50 – 100 МПа	подходит	возможно	сложно
1.5	Скальная порода 100 – 200 МПа	подходит	возможно	возможно
2	Геометрия			
2.1	Минимальное перекрытие	2 диаметра обсадной трубы	10 – 15 диаметров трубопровода, что значительно увеличит длину	3 диаметра трубопровода
2.2	Точность	Высокая	Низкая	Высокая
2.3	Организация затрубного пространства	Труба в гладком бетонном тоннеле	Непредсказуемо, контакт изоляции с породой	Непредсказуемо, контакт изоляции с породой
3	Трубопровод			
3.1	Установка стального трубопровода	Возможно	Возможно	Возможно
3.2	Продавливание плетей трубопровода	Возможно	Не рекомендуется	Возможно
4	Буровой раствор			
4.1	Требуемое качество бурового раствора [9,t]	Низкое	Очень высокое	Среднее
4.2	Требуемый объем бурового раствора	Небольшой	Очень большой	Средний
5	Продолжительность работ	Мобилизация и строительство котлованов дольше, но рисков меньше	Быстрая мобилизация, большое время на ликвидацию аварий	Время запуска значительно дольше, чем при микротоннеле, но проходка быстрее

Сравнительная стоимость работ с учётом рисков приведена в таблице 4.

Таблица 4. Сравнительная стоимость работ с учётом рисков

Параметры	Микротоннель	ГНБ	ГНБЦ (Direct Pipe)
Примерная стоимость работ (на 1 км проходки)*	630 млн. рублей	480 млн. рублей	570 млн. рублей
Стоимость геологических и технических рисков	5 млн. рублей (замена режущего инструмента в кессоне)	250 млн. рублей (потеря скважины в валунно-галечниковых зонах)	100 млн. рублей (обратный выход машины для замены шарошек или при повреждении изоляции)
Стоимость рисков потери герметичности изоляции	5 млн. рублей, ремонт изоляции при повреждении ковшом, или иным механическим способом на строительной площадке. В гладком тоннеле на роликах повреждение изоляции невозможно.	50 млн. рублей, при повреждении изоляции трубы придется покупать новые трубы и срочно их доставлять	40 млн. рублей, ремонт изоляции возможен после обратного выхода машины и трубы из тоннеля. При этом подрядчик потеряет значительное количество полимеров и бентонита на поддержание свода скважины
Вероятность возникновения рисков ситуации в процентах	5%	30%	20%
Стоимость риска с учетом вероятности его возникновения	0,25 млн. рублей	60 млн. рублей	28 млн. рублей

* Примечание: стоимость работ взята на основе коммерческих предложений подрядных организации

3.5 Выводы

При выборе метода проходки для устройства дюкеров решающую роль играет соотношение между стоимостью работ, материалов и оборудования и рисками, которые вытекают из того или иного метода. Для принятия решения по выбору в первую очередь следует учитывать геологические условия проходки

В сложных геологических условиях, в нестабильных и галечных грунтах возникает неприемлемо высокий риск потери скважины ГНБ. В этом случае целесообразнее использовать метод микротоннелирования или горизонтального направленного бурения щитом (Direct Pipe).

Методы микротоннелирования и горизонтального направленного бурения щитом (Direct Pipe) обладают следующими преимуществами:

- точность позиционирования машины на всем интервале проходки не зависимо от диаметра или геологических условий – 20 мм;
- минимальные риски, связанные с геологическими условиями;

- малое количество бентонита и отсутствие расходов на его утилизацию;
- возможность проходки в обводненных грунтах с большим давлением воды;
- высокая предсказуемость скорости проходки и сроков окончания работ;
- минимальный радиус тоннеля и сокращение длины проходки;
- постоянное инженерное сооружение с возможностью быстрой замены дюкера без проведения буровых работ;
- отсутствие просадок грунта, возникающих из-за разницы в диаметре скважины и трубы.

Метод горизонтального направленного бурения щитом (Direct Pipe) имеет следующие преимущества перед микротоннелированием:

- возможность проходки валунов менее 300 мм;
- более высокая скорость строительства;
- меньшая стоимость работ.

При этом стоимость рисков с учётом их возникновения у этого метода выше, чем у микротоннелирования.

На основе вышеизложенного в проекте предлагается использовать метод горизонтального направленного бурения щитом (Direct Pipe).

					Обоснование выбора технологии	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		43

- площадка сварки 2-х дюкеров ПК 9+22 – ПК 13+97;
- вдоль трассовые проезды для сварки дюкеров и обслуживания дюкеров в процессе бестраншейной прокладки;
- площадка складирования (временного хранения) ТПК и сопутствующего оборудования 30x60м ПК 12+47 – ПК 13+07; - амбар для бурового шлама 25x50м ПК 11+91 – ПК 12+41;
- площадка приготовления бурового раствора и сепарации бурового раствора 12x48м ПК 11+31 – ПК 11+79;
- площадка для сушки грунта после сепарации 20x30м ПК 10+96 – ПК 11+26;
- площадка размещения вспомогательных временных зданий и сооружений 10x42м ПК 9+27 – ПК 9+69.

Монтажная площадка №3 ПК 1+17 – ПК 1+37 имеет размеры 25x20м. На площадке расположено:

- приемный котлован 11x20м демонтажа тоннеле-проходческого комплекса;
- площадка установки крана для демонтажа ТПК.

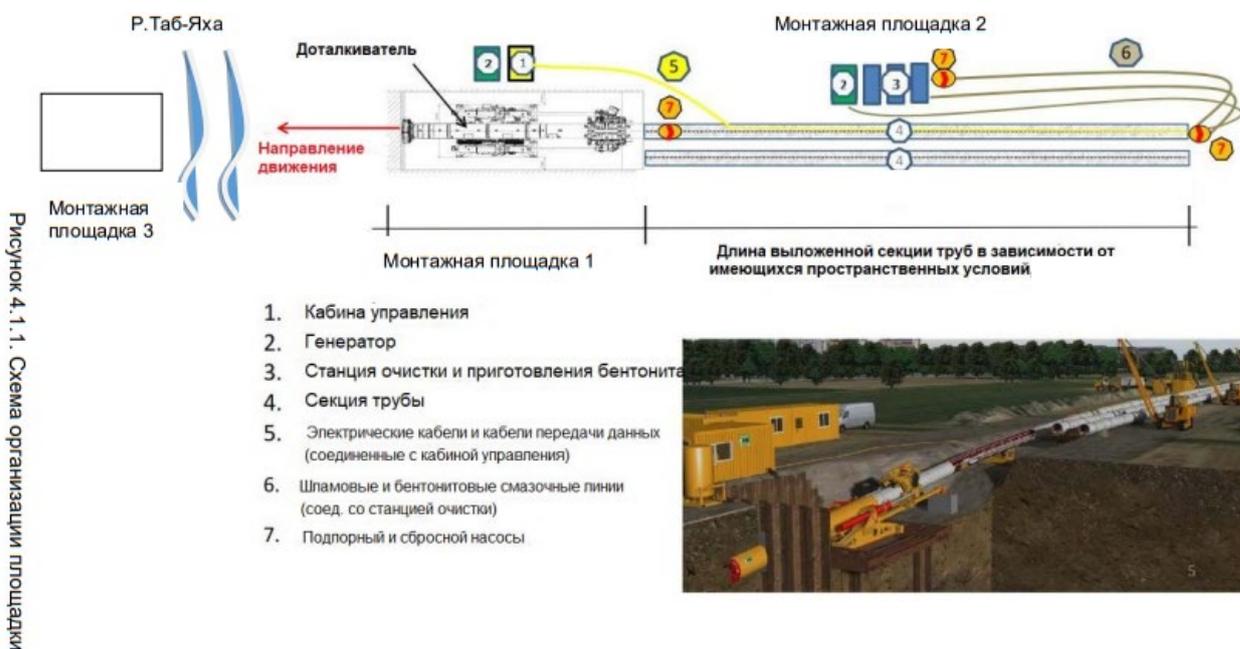


Рисунок 12. Схема организации площадки

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		45

4.2. Основной период работ

4.2.1. Характеристика применяемого оборудования

Работы по устройству подводного перехода через р. Белая диаметром 1020 мм ведутся при помощи тоннелепроходческого комплекса AVN 1200 TC, представляющего собой комплекс подземного и внутриплощадочного оборудования, обеспечивающего механизированное и дистанционное управляемое выполнение следующих операций:

- устройство в грунтах I-IV категорий подземной выработки для прокладки дюкеров газопровода отдельными секциями длиной 470м и 331,55м;
- гидротранспорт разрабатываемого грунта на поверхность;
- укладка с заданной точностью составного дюкера L=801,55м (2 секции 470м и 331,55м) из стальных труб Ø1020x18,7мм между стартовым и приемным котлованами.

Тоннелепроходческий комплекс состоит из следующего основного оборудования:

- тоннелепроходческая машина AVN 1200 TC;
- контейнер управления SPT-10;
- силовой контейнер L66-T62222222-F22222222-0-0;
- доталкиватель (Pipe Thruster) НК750РТ;
- агрегатный контейнер PPT-328-20-S;
- сепарационная установка HKS300-GZ2-FZ08-F0-GA0-P1-00;
- питающий и транспортные насосы (1/6 шт);
- электрокабель для машины и насосов (800 м);
- линии снабжения (800 м);
- кабель передачи данных (800 м);
- система приготовления бентонита (смесительная установка – 1 шт);
- стартовое уплотнение DN 1420 (1шт).

Тоннелепроходческий комплекс AVN 1200 TC.

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		46

Вышеуказанная машина состоит из:

- режущего органа;
- первой секции – секции с гидроприводом для ротора (режущего органа);
- второй секции технологической трубы I+II (труба технологических тележек) – секции с насосами и оборудованием;
- третьей секции конический переходной адаптер – со шламовым насосом – для стыковки дюкера и ТПК.

Схема тоннелепроходческого комплекса AVN 1200 ТС приведена на рисунке 13.



Рисунок 13. Общий вит тоннелепроходческого комплекса (ТПК).

Основные технические характеристики:

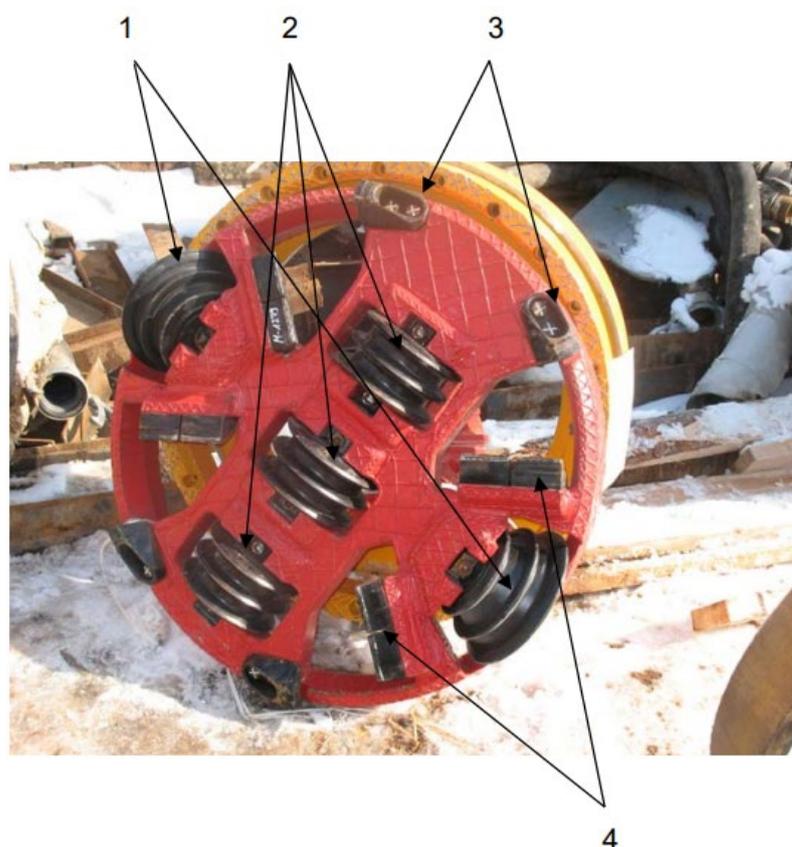
- длина первой секции – 2621мм;
- второй секции технологической трубы I+II (труба технологических тележек) – 6314мм;
- третьей секции конический переходной адаптер – 6700мм.

4.2.2 Режущий орган

Режущий орган представляет собой ротор, покрытый специальным твердосплавным материалом, оснащенный различным разрабатывающим инструментом:

- центральными режущими дисками (3 шт);
- калибровочными режущими дисками (2 шт);
- резцами (8 шт);
- очистителями (4 шт).

Длительность эксплуатации, а также необходимость замены режущего инструмента определяются сервис-инженерами, обслуживающими настоящий тоннелепроходческий комплекс. Замену режущего инструмента выполняет специально обученный персонал. Основные технические характеристики режущего органа: - диаметр – 1505 мм; - диаметр резания режущего диска – 1541 мм; - длина режущего органа – 742 мм; - масса – 1,85 т.



- 1 – калибровочный режущий диск;
- 2 – центральные режущие диски;
- 2 – резцы;
- 4 – очистители.

Рисунок 14. Общий вид режущего органа для смешанных грунтов

4.2.3 Тоннелепроходческая установка AVN 1200 TC.

Тоннелепроходческая установка AVN 1200 TC представляет собой управляемый щит, снабженный различного рода оборудованием.

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		48

Непосредственно за режущим органом располагается дробильная камера, позволяющая размельчать валуны размером до 1/3 диаметра устраиваемого тоннеля. В рабочем состоянии эта камера заполнена бентонитовой суспензией. Изготовленные из прочного металла лучи режущего органа выполняют роль жерновов. Большие части разрабатываемого грунта размельчаются до тех пор, пока не достигнут размера, позволяющего пройти им сквозь отверстия в отсекающей гребенке и, в дальнейшем, перемещаться по транспортной магистрали при помощи транспортного насоса. Транспортная магистраль засасывает разрабатываемый грунт вместе с бентонитовой суспензией и ведет его к сепарационной установке.

Подача воды в дробильную камеру осуществляется через форсунки.

Питающая и транспортная магистрали проходят через весь ТПК и дюкер трубопровода и заканчиваются на сепарационной установке.

Для обеспечения надежной, управляемой проходки усилия, воздействующие на забой, должны находиться в состоянии равновесия. Давлению грунта и гидростатическому давлению ТПК противопоставляет давление бентонитовой суспензии в призабойной камере. При небольшом избыточном давлении, бентонитовая суспензия проникает в грунт (забой) – ТПК находится в режиме гидротранспорта грунта. В этом режиме форсунки буровой головки открыты и направлены непосредственно в призабойную камеру, промывая отсекающую гребенку.

Также в машине находится центральный привод с зубчатым валом для передачи крутящего момента на ротор режущего органа.

Основные технические характеристики машины AVN 1200 TC:

- наружный диаметр – 1505 мм;
- длина – 2621 мм;
- крутящий момент – 258 кНм;
- количество приводных двигателей – 1 шт;
- количество управляющих цилиндров – 3 шт;

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		49

- ход управляющего цилиндра – 60 мм;
- максимальное давление управляющего цилиндра – 500 бар;
- масса – 8,0 т.

Секция технологической трубы I+II (труба технологических тележек).

Секция содержит насосы, модуль питания технологическое оборудование.

Основные технические характеристики:

- насос ротора – 187л/мин;
- насос системы управления – 9,8л/мин
- Насос фильтрующего /охлаждающего контура – 59л/мин
- Насос охлаждающего контура – 93 л/мин;
- длина – 6314 мм;
- наружный диаметр – 1505 мм;
- масса - 9,5т.

Конический переходной адаптер обеспечивает согласование различных диаметров между AVN и трубопроводом. Кроме того, в него может быть установлен транспортный насос.

Основные характеристики конического переходного адаптера:

- длина – 6700мм; - наружный диаметр – 1505/1420мм - масса – 5,5 т.

4.2.4 Контейнер управления SPT-10.

Представляет собой контейнер с постом управления. Имеется окно в операторской для контроля за рабочей площадкой и доталкивателем (Pipe Thruster), а также люк для подсоединения всех электрических кабелей и гидравлических линий для рабочего органа и доталкивателя.

Пульт управления имеет цветной монитор, на котором отображаются все операторские параметры в режиме онлайн. Контролируемые параметры приведены в таблице 5.

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		50

Таблица 5.

Контролируемый узел тоннелепроходческого комплекса	Контролируемый параметр	Единица измерения
Режущий орган	число оборотов	об/мин
	направление вращения	-
Привод режущего органа	рабочее давление	бар
	давление в призабойной зоне (на режущем органе)	бар
Цилиндры управления	давление	бар
	ход	мм
Система байпаса	положение	-
Питающие линии	расход	м ³ /ч
Насосы	число оборотов	об/мин
Доталкиватель (Pipe Thruster)	давление	бар
	скорость подачи	мм/мин
	обратный ход	мм/мин
Промежуточные станции	давление	бар
	ход	мм
Все оборудование	управление пуском и остановкой	
Гидравлическое масло	температура	°С
Схема регистрации проходки	число и время	-
	общая длина	м
	ход цилиндров управления	мм
	вертикальное отклонение	мм
	горизонтальное отклонение	мм
	закручивание	градусы
	отклонение «носа» машины по вертикали/по горизонтали	мм/м мм/м
	давление Pipe Thruster продавливания	т
	крутящий момент рабочего органа	бар

Характеристика контейнера управления: - длина – 3029 мм; - ширина – 2438 мм; - высота – 2591 мм; - масса – 2630 кг.

Агрегатный контейнер представляет собой контейнер. Устанавливается возле стартового котлована. Предназначен для приведения в действие доталкивателя (Pipe Thruster) путем создания необходимого давления. Агрегатный контейнер служит для снабжения доталкивателя Pipe Thruster гидравлической жидкостью, в нем находится гидравлический агрегат. Агрегатный контейнер состоит из бака гидравлического масла, бака

дизельного топлива, дизельного двигателя и гидравлических насосов с соответствующей системой управления. Кроме того, в гидравлическом агрегате установлен контур фильтрации/охлаждения для гидравлической системы. Гидравлические насосы приводятся в действие дизельным двигателем, поэтому подключенные компоненты работают независимо от электросети общего пользования.

Характеристика агрегатного контейнера: - мощность привода – 328 кВт;
- число оборотов при свободном ходе – 900 мин-1; - частота вращения - 2100 мин-1; - длина – 6058 мм; - ширина – 2438 мм; - высота – 2591 мм; - масса – 10823 кг.

Силовой контейнер представляет собой контейнер с распределительными шкафами, трансформаторами, преобразователями частоты. Силовой контейнер оборудован дополнительными транспортными насосами для дальнейшей проходки.

Силовой контейнер в комплексе с дизельгенератором, компрессором передвигается в процессе бурения на санях-волокушах трубоукладчиком вдоль протаскиваемого дюкера газопровода

Характеристика силового контейнера: - длина – 6580 мм; - ширина – 2435 мм; - высота – 2800 мм; - масса – 9800 кг.

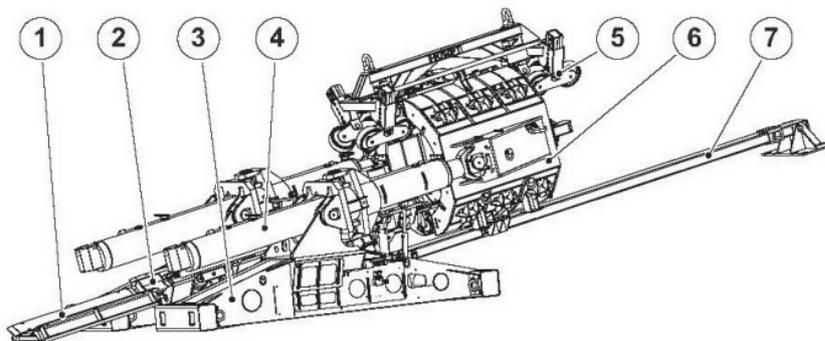
4.2.5 Доталкиватель (Pipe Thruster) НК 750 РТ.

Установка доталкивателя Pipe Thruster в целом предназначена для зажима трубопроводов по их наружному диаметру с целью передачи давления и натяжного усилия на ТПК. Доталкиватель Pipe Thruster также используется для вытягивания застрявшего трубопровода.

Доталкиватель устанавливается в стартовом котловане. Доталкиватель (Pipe Thruster) в стартовом котловане должен быть закреплен горизонтально и вертикально для сдерживания толкающих усилий, воздействующих на трубопровод. Вертикальные, направленные вверх усилия сдерживаются шпунтами и анкерами. Горизонтальные усилия распределяются на

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		52

удерживающую раму и вертикальные анкеры. Общий вид доталкивателя представлен на рисунке 15.



- 1 – удлинение средней части, 2 – средняя часть, 3 – боковина доталкивателя,
 4 – цилиндр подачи, 5 – ходовой механизм, 6 – зажимной блок,
 7 – антикреновое устройство

Рисунок 15. Доталкиватель (Pipe Thruster).

Характеристика доталкивателя НК 750 РТ (Pipe Thruster):

- толкающее усилие/вытягивающее усилие – 750 т;
- длина хода цилиндров – 5 м;
- масса – 85 т;
- min/max диаметр трубопровода – 1016мм/1524мм;
- угол работы - 0° - 15°;
- габаритные размеры (в сборе): длина 17654мм, ширина 4950мм, высота 4050мм.

На объект доталкиватель (Pipe Thruster) поставляется в разобранном виде.

Транспортные характеристики составных элементов доталкивателя НК 750 РТ (Pipe Thruster):

1. Боковина доталкивателя справа: - длина – 7233мм; - ширина – 1640мм; - высота – 2867мм; - масса – 17500кг.
2. Боковина доталкивателя слева: - длина – 7233мм; - ширина – 1640мм; - высота – 2832мм; - масса – 17640кг.
3. Средняя часть: - длина – 3444мм; - ширина – 2120мм; - высота – 1241мм; - масса – 3386кг.

4. Зажимной блок (без внутренних вставок и тележки): - длина – 4148мм; - ширина – 2926мм; - высота – 2971мм; - масса – 24775кг.

5. Тележка - длина – 5013мм; - ширина – 2293мм; - высота – 1521мм; - масса – 2850кг.

4.2.6 Навигационная система

Навигационная система UNS предоставляет оператору ТПК постоянно обновляющуюся информацию о пространственном положении и направлении движения тоннелепроходческой машины. На основании этих данных оператор может удерживать машину в пределах сравнительно небольшого отклонения относительно проектной оси.

Навигационная система UNS включает в себя следующие компоненты:

а) GNS (Gyro Navigation System), или навигационная система проходки с помощью гироскопа, предусмотрена для проходки кривых участков с любым радиусом.

Горизонтальное отклонение ТПК вычисляется с помощью гироскопа HGO MWD II по принципу навигации методом счисления пути.

б) Вмонтированный в тоннелепроходческий комплекс гироскоп определяет по мере надобности направление на север относительно оси ТПК. В результате навигации методом счисления пути постоянно определяется положение ТПК.

в) Дополнительно интегрированный в систему электронный гидростатический уровень (HWL) через установленный в стартовом котловане опорный модуль и вмонтированный в ТПК датчик высоты непрерывно предоставляет данные о высоте. Эти данные о высоте температурнезависимы и не претерпевают лазерной рефракции.

Результаты передаются на промышленный компьютер и показываются на экране.

Система UNS в режиме GNS состоит из следующих компонентов:

- гироскоп HGO MWD II;
- управляющий компьютер с системным программным обеспечением;

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		54

- комплект кабелей;
- датчик перемещений (курвиметр);
- HWL;



Рисунок 16. – Датчик для измерения длины проходки

Датчик измерения длина проходки крепится на входной стенке стартовой шахты, так чтобы колесо датчика свободно прилегало к поверхности задавливаемой трубы. Угол между рукояткой датчика и поверхностью трубы должен составлять от 15 до 20 градусов. Если проходческие трубы используются с креплениями для транспортировки в верхней части трубы, рекомендуется монтировать колесо немного за пределами оси трубы, чтобы оно не задевало отверстия креплений. Стрелка на датчике длины указывает направление проходки.

Набор кабелей обеспечивает передачу информации от датчика измерения длины проходки, лазерной мишени на компьютер в контейнере управления, а также обеспечивает питание приборов электроэнергией. Обслуживание системы ELS осуществляется с компьютера контейнера управления.

Система с опцией HWL включает в себя следующий набор оборудования:

- лазерную мишень ELS;
- компьютер с системным программным обеспечением;
- датчик для измерения длины проходки;

- опорный датчик HWL;
- датчик высоты HWL;
- опорный сосуд;
- барабаны со шлангами (100 м) и с соединителями для HWL.

Датчик высоты и опорный датчик устроены одинаково. Датчики HWL состоят, главным образом, из датчика давления и соответствующей измерительной электроники. Они имеют соединитель для шланга измерительной среды и отверстия для впуска атмосферного давления. Кроме того, датчики посредством кабеля подключают к CAN-шине.

Высотный датчик закрепляется в трубе машины на верхней точке. Опорный датчик закрепляется в стартовой шахте. Общий вид датчика высоты (опорного датчика) приведен на рисунке Рисунок 4.2.1.5.



Рисунок 17 – Общий вид датчика высоты (опорного датчика)

Опорный сосуд гидростатического уровня состоит из компенсирующего сосуда для измерительной жидкости. Опорный сосуд закрепляется в стартовой шахте, от него отходит шланг для соединения с датчиком высоты и опорным датчиком. Общий вид опорного сосуда гидростатического уровня приведен на рисунке 18. Измерительная жидкость представляет собой водный раствор этанола. Поставляемый вместе с системой комплект кабелей служит для соединения отдельных системных компонентов между собой.



Рисунок 18 – Общий вид опорного сосуда гидростатического уровня

Соединительные шланги гидростатического уровня поставляются намотанными на барабан (100 м), в комплекте с соединительными элементами. Разъединение шлангов между опорным модулем и датчиком высоты проводится с применением герметичного быстроразъемного соединения под опорным модулем. Присоединение других барабанов со шлангами проводится с помощью Y-образных соединителей, позволяющих после подсоединения удалить воздух из переходника. Общий вид барабана со шлангом приведен на рисунке 19.



Рисунок 19. – Общий вид барабана со шлангом

Опорный сосуд устанавливается в стартовой шахте. Его следует повесить на такой высоте, чтобы его уровень во время всей проходки был выше, чем датчик высоты в проходческой машине. Кроме того, в течение всей проходки не должна превышать максимальная разница в высоте между

опорным модулем и датчиком высоты, заданная при выборе датчика высоты. Максимальная разница в высоте для датчика в 4,0 бар составляет 40 метров. Опорный датчик следует установить в стартовой шахте. Оптимальным вариантом является установка опорного датчика на той же высоте, которую имеет датчик высоты в тоннелепроходческой машине. Положение опорного датчика должно сохраняться без изменения в течение всей проходки. По завершении монтажа опорного сосуда его необходимо наполнить измерительной жидкостью, входящую в комплект поставки.

После сборки отдельных компонентов системы, их соединяют при помощи входящих в комплект кабелей и шлангов. Соединение кабелей с соответствующими элементами или между собой (кабельные барабаны) выполняется с помощью штекеров, снабженных защитой от неправильной установки полярности. Соединение всех компонентов системы и заполнение жидкостью, следует выполнять строго по инструкции, прилагаемой к ней (системе).

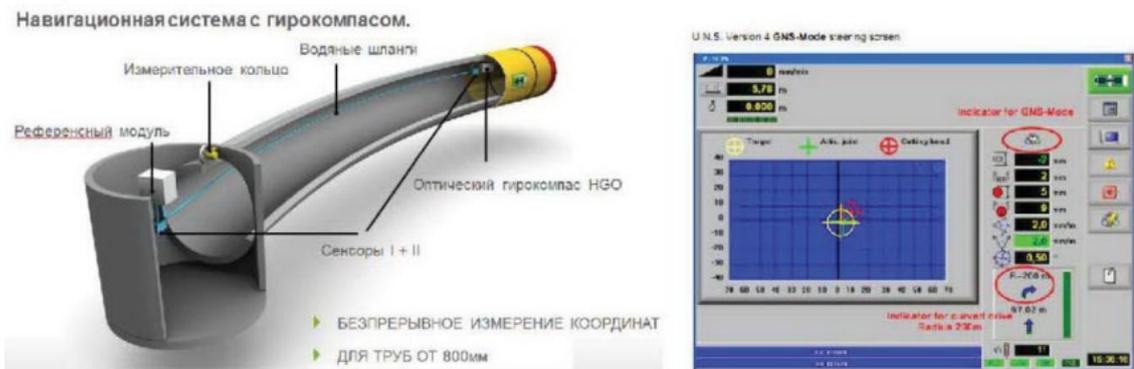


Рисунок 20. Принципиальная схема навигационной системы

4.2.7 Питающий и транспортные насосы

Транспортные насосы используются для доставки разрабатываемого грунта по транспортной магистрали к сепарационной установке и представляют собой центробежные насосы с регулируемой скоростью откатки грунта.

Питающий насос используется для подачи воды (суспензии) в забой и устанавливается на поверхности строительной площадки.

Управление насосами осуществляется из операторной контейнера управления.

4.2.8 Сепарационная установка.

Сепарационная установка представляет собой комплекс из контейнера, на котором смонтированы грохоты, циклоны и мультициклоны.

Установка снабжена подающей трубой, направляющей размытый грунт на обдирочный вибрационный грохот, который просеивает частицы размером менее 5 мм. Просеиваемый шлам подается в главный резервуар. Насос перекачивает шлам, содержащий песок, в циклон и мультициклон для отделения песка. Мелкие частицы проходят через вытяжное отверстие и падают на вибрационный обезвоживающий грохот, который отделяет все оставшиеся в шламе частицы. Обработанный шлам поступает в промежуточный бак, а затем – в отдельное внешнее хранилище (контейнеротстойник, на который установлена сепарационная установка). Автоматический датчик уровня поплавкового типа обеспечивает постоянный уровень шлама в главном резервуаре в течение всего процесса. Контейнеротстойник представляет собой емкость с минимальным объемом 25 м³, разделенную на две части металлической перегородкой с отверстиями в верхней части. Шлам, поступающий из сепарационной установки, осаждается в первой части контейнера, а отстоявшаяся вода переливается через отверстие во вторую часть отстойника, откуда поступает в питающую магистраль.

По мере заполнения контейнера шламом, последний удаляется при помощи погружного дренажного насоса амбар-отстойник.

После просеивания на вибрационном грохоте частицы размером более 5 мм выгружаются на площадку для складирования грунта, расположенную возле сепарационной установки. Затем с площадки складирования грунт с помощью экскаватора загружают в автомобили-самосвалы, которые вывозят его в места, определенные заказчиком. При погрузке грунта выполняют ручную доработку грунта с погрузкой его в ковш экскаватора.

Общий вид сепарационной установки приведен на рисунке 21.

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		59



Рисунок 21. Общий вид сепарационной установки

Основные технические характеристики:

- производительность – 300 м³/ч;
- количество гидроциклонов – 10 шт (2 шт. пескоотделитель, 8 шт. илоотделитель);
- транспортный насос – 45-55 кВт (2 шт.);
- количество контейнеров отстойников – 3 шт;
- емкость контейнера – 20-30 м³;
- масса технологического резервуара – 7610 кг;
- масса установки пескоотделения – 8700 кг;
- масса контейнера – резервуара – 3975 кг.

4.2.9 Система приготовления бентонита

Вся установка для смешивания бентонита интегрирована в контейнер и подразделяется на 3 участка:

- область транспортировки;
- технологический резервуар;
- область смешивания.

В области транспортировки находятся транспортный насос и главный распределительный шкаф с главным выключателем, а также пульт дистанционного управления транспортным насосом. Транспортный насос нагнетает приготовленную суспензию либо непосредственно к потребителю, либо в промежуточный бак / накопитель.

Максимальная емкость технологического резервуара составляет 18,5 м³. Технологический резервуар состоит из двух камер емкостью по 8 м³ каждая,

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		60

разделенных перегородкой. Обе камеры соединены между собой посредством перелива через перегородку.

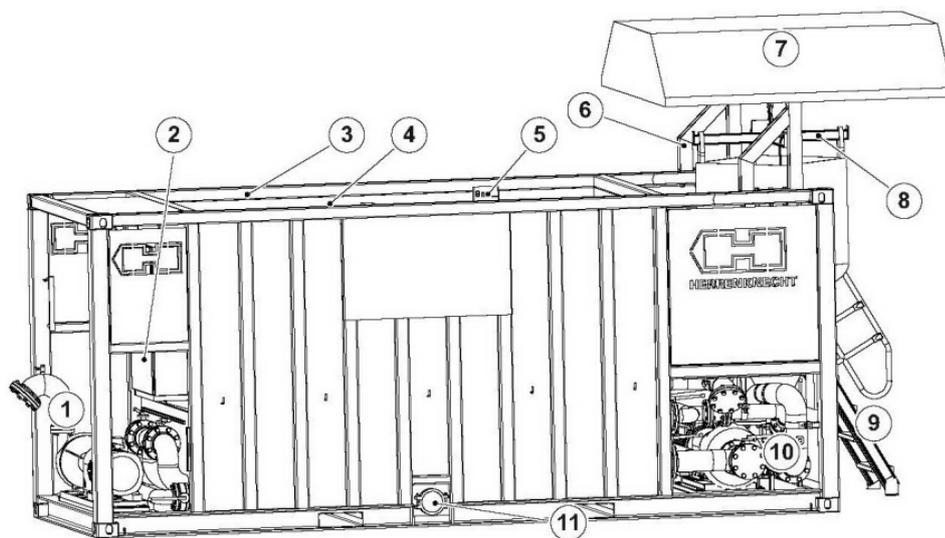
В области смешивания находится смесительный насос, портал для подвески крановых весов с траверсой при использовании мягких контейнеров BigBag и пульт управления для смесительного насоса. При помощи смесительного насоса вода всасывается из технологического резервуара и подается на сопло струйного насоса. Из-за образующегося пониженного давления (среди прочего эффект Вентури) через воронку может всасываться бентонитовый порошок или другие присадки для бурового раствора. В результате срезания и турбулентности подаваемый материал и жидкость смешиваются. После струйного насоса суспензия подается к соответствующему циркуляционному соплу в резервуаре. В зоне смешивания дополнительно расположена вспомогательная линия, идущая от технологического резервуара к струйному насосу. При помощи данной вспомогательной линии посредством струйного насоса можно дополнительно всасывать воду или суспензию из технологического резервуара. Это имеет два решающих преимущества. С одной стороны, благодаря этому суспензия испытывает большее напряжение сдвига, а с другой стороны, повышается объемный расход в контуре, а следовательно, усиливается и циркуляция в технологическом резервуаре. Это обеспечивает решающее преимущество в особенности при смешивании высоковязкой бентонитовой суспензии.

Основные технические характеристики:

- общая емкость – 18,5 м³;
- насос (2 шт.);
- длина – 6058мм;
- ширина – 2438мм;
- высота – 2600мм;
- масса – 7900кг.

Общий вид бентонитовой установки приведен на рисунке 22.

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		61



1 – область транспортировки, 2 – главный распределительный шкаф, 3 – технологический резервуар, 4 - технологический резервуар, 5 – индикатор уровня заполнения, 6 - крановые весы, 7 – Защита от солнца, 8 – траверса, 9 – лестница, 10 – смесительный насос, 11 – патрубок опорожнения.

Рисунок 22. Общий вид бентонитовой установки

Стартовое уплотнение предназначается для предотвращения выхода шлама и бентонита в пусковой котлован во время процесса бурения и протаскивания трубопровода в скважину.

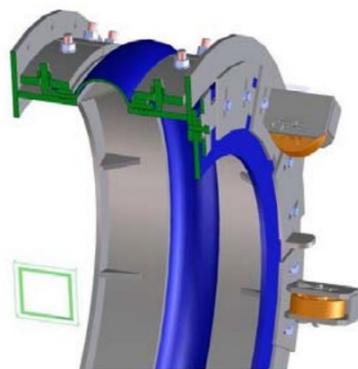


Рисунок 23. Стартовое уплотнение.

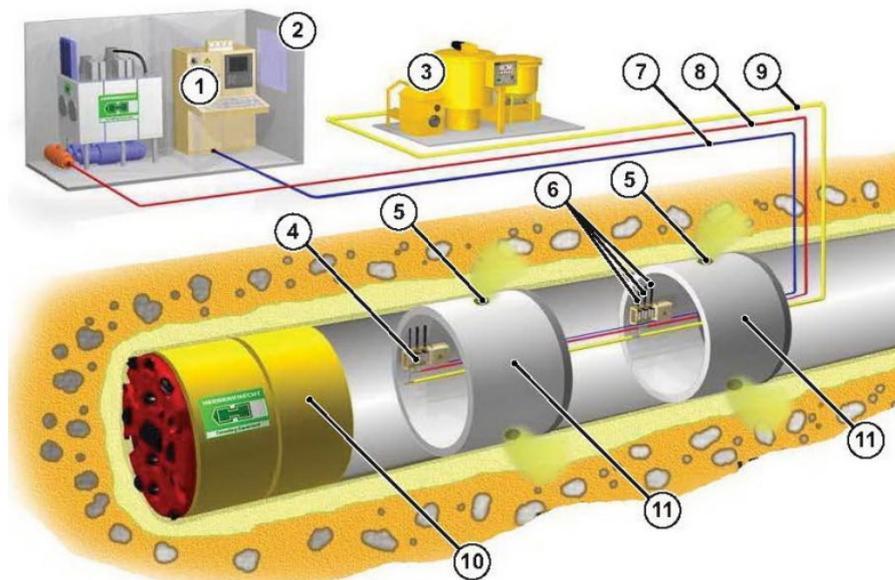
Основные характеристики:

- диаметр – 1505 мм;
- высота – 2060 мм;
- ширина – 2060 мм;
- масса – 1,55 т

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

Автоматическая система смазки бентонитом (автономная установка).

Высокоэффективная, полностью запрограммированная автоматическая система для смазки продавливаемых труб, позволяет оператору нагнетать установленное количество бентонитовой суспензии в околотрубное пространство. Контроль осуществляется автономно с компьютера.



1 – Пост управления, 2 - Кабина управления, 3 – Бентонитовая установка, 4 – Распределитель бентонита, 5 – Сопло бентонита, 6 – Трубопровод для подачи бентонита к бентонитовому соплу, 7 – управляющая линия, 8 – Линия снабжения сжатым воздухом, 9 – Питающий трубопровод для бентонита, 10 – тоннелепроходческая установка, 11 – производственная труба с коническим переходником.

Рисунок 24. Система смазки бентонитом затрубного пространства

Следующие подающие линии Direct Pipe проводятся от установки по трубопроводу к кабине управление и к станции очистки:

- Кабель для режущей головки;
- Кабель главного электроснабжения установки;
- Кабеля для шламowego (-ых) насоса (-ов);
- Кабель передачи данных;
- Воздушный шланг для насоса сточных вод;
- Шланг для системы водного нивелирования.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

Линии, которые соединены с кабиной управления прокладываются на трубопроводе либо параллельно протаскиваемому трубопроводу, так как конец трубопровода последовательно перемещается в направлении стартового котлована.

В связи с фактом, что необходимые линии, идущие к контейнеру, становятся меньше с движущимся и уложенным трубопроводом, их следует сворачивать возле кабины управления.

Линии проложены к станции очистки (рядом с трубопроводом):

- шламовые и сбросные из стали DN125 (5“) внутри трубопровода и шламовые и сбросные шланги DN125 (5“) снаружи трубопровода;
- стальные трубы смазочного бентонита DN70 (3“) внутри трубопровода и шланги смазочного бентонита DN70 (3“) снаружи трубопровода.

Для предотвращения повреждения шлангов или открытия муфт во время движения трубопровода, связку из трех шлангов необходимо удерживать грузоподъемным механизмом или автопогрузчиком и следовать за движущимся трубопроводом.

Наряду с вышеперечисленными тоннелепроходческий комплекс оснащен электрическими кабелями, обеспечивающими подключение контейнера управления, сепарационной установки и насоса высокого давления к генератору.

4.3 Монтаж оборудования и технология производства работ

Работы по устройству подводного перехода через р. Белая диаметром 1020 мм с помощью проходческого комплекса AVN 1200 TC выполняют в следующей технологической последовательности:

- монтаж внутриплощадочного оборудования проходческого комплекса:
 - монтаж сепарационного оборудования;
 - монтаж смесительной установки;
 - подключение внутриплощадочного оборудования;

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		64

- монтаж подающего, транспортного трубопровода, трубопроводов подачи бентонита и подачи сжатого воздуха внутри трубопровода (2 секций дюкера) и снаружи;
- монтаж гидравлической станции и контейнера управления;
- подключение подающей и транспортной магистралей;
- подключение коммуникаций от тоннелепроходческой машины к контейнеру управления;
- подключение коммуникаций от доталкивателя к контейнеру управления и гидравлической станции;
- монтаж оборудования в стартовом котловане проходческого комплекса:
 - устройство стартового уплотнения в стартовом котловане;
 - монтаж доталкивателя в стартовом котловане;
 - монтаж тоннелепроходческой машины в стартовом котловане;
- сварка дюкера газопровода с тоннелепроходческим комплексом;
- позиционирование тоннелепроходческого комплекса;
- запуск тоннелепроходческой машины в стартовом котловане с тестированием систем работы ТПК и доталкивателя;
- запуск тоннелепроходческой машины в стартовом котловане с последующим задавливанием и разработкой грунта в забое;
- очистка контейнера-отстойника сепарационной установки (слив шлама в амбар-отстойник);
- вывозка на площадку складирования «сухого» грунта после сепарации;
- технологические остановки ТПК каждые 50м для геодезическомаркшейдерских замеров и технического обслуживания, и наладки оборудования;
- технологическая остановка через 300-350м бурения для работ по монтажу и стыковке 2 дюкера, внутритрубных коммуникаций;

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		65

- запуск тоннелепроходческой машины в стартовом котловане с тестированием систем работы ТПК и доталкивателя;
- запуск тоннелепроходческой машины с последующим задавливанием и разработкой грунта в забое;
- извлечение ТПК с дюкером из скважины для технического переоснащения (при необходимости);
- повторная проходка ТПК с дюкером под водной преградой (при техническом переоснащении);
- демонтаж ТПК в приемном котловане с отключением внутренних коммуникаций;
- демонтаж ТПК на площадке на составляющие элементы;
- демонтаж оборудования в стартовом котловане:
 - демонтаж доталкивателя с последующим перемещением на поверхность;
 - демонтаж стартового уплотнения;
 - демонтаж упорной рамы.
- демонтаж внутритрубных коммуникаций;
- демонтаж внутриплощадочного оборудования (контейнера управления, сепарации и т.д.).

4.3.1 Монтаж оборудования

Монтаж оборудования в стартовом котловане.

Монтаж оборудования выполняют после полной готовности стартового котлована. Строповку оборудования выполнять в соответствии с паспортом на оборудование.

Стартовое уплотнение монтируется на переднюю стенку стартового котлована при помощи болтовых соединений, который приваривается в стенку котлована в соответствии с запланированным углом входа. Для монтажа стартового уплотнения в передней стенке стартового котлована выполняется вырезка шпунта.

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		66

Монтаж стартового уплотнения выполняется с применением крана г/п 25, в следующей технологической последовательности:

- разметка места установки стартового уплотнения при помощи рулеток и нивелира с рейкой;
- демонтаж шпунта в передней стенке стартового котлована;
- строповка, подача при помощи крана и установка в проектное положение конструкции стартового уплотнения;
- сварка стальной пластины стартового уплотнения;
- разметка мест сверления отверстий, удерживание стартового уплотнения при помощи крана;
- сверление отверстий, установка в них шпилек;
- закрепление стартового уплотнения на шпильках при помощи гаек и шайб, расстроповка конструкции стартового уплотнения;
- заполнение зазоров между стартовым уплотнением и торцевой шпунтовой стеной монтажной пеной;
- окончательное закрепление конструкции стартового уплотнения в проектном положении.

Монтаж доталкивателя выполняется поэлементно.

Доталкиватель (Pipe Thruster) в стартовом котловане должен быть закреплен горизонтально и вертикально для сдерживания толкающих усилий, воздействующих на трубопровод. Вертикальные, направленные вверх усилия сдерживаются шпунтами и анкерами. Горизонтальные усилия распределяются на удерживающую раму и вертикальные анкера.

Рама основания доталкивателя, разделённая на правую и левую основные части, устанавливается и закрепляется на горизонтальном дне котлована (два щитовых цилиндра впоследствии будут установлены с соответственным углом входа). Каждая часть доталкивателя монтируется по отдельности

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		67

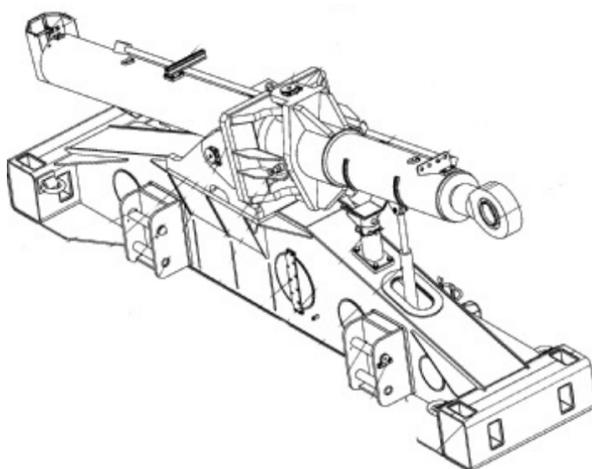


Рисунок 25. Боковина доталкивателя.

Масса монтируемого изделия составляет 17,7т. Монтаж выполнять автокраном Liebherr LTM 1120.

Через имеющиеся отверстия боковины закрепляются вертикально с помощью стальных стержней.

Горизонтальное крепление выполняется с помощью стальной балочной рамы вокруг доталкивателя.

Монтаж боковин доталкивателя выполняется в следующей технологической последовательности:

- разметка места установки боковин в стартовом котловане при помощи рулеток согласно проектной документации;
- строповка, подача при помощи крана первой боковины в стартовый котлован, выверка и установка в проектное положение, расстроповка;
- строповка, подача при помощи крана второй боковины в стартовый котлован, выверка и установка в проектное положение, расстроповка;
- закрепление боковин доталкивателя при помощи гаек на анкерных шпильках либо разваркой к балкам крепления доталкивателя.

Между боковинами основания доталкивателя крепится стартовый ложемент для доталкивателя, на который в последствие монтируется установка. Посредством гидравлики регулируется необходимый угол входа.

Стартовый ложемент (пусковая рама) должен быть установлен

параллельно цилиндрам доталкивателя во избежание повреждений. Далее следует проследить за тем, чтобы продольные оси установки проходили точно через вертикальный центр вращения карданного шарнира двух щитовых цилиндров.



Рисунок 26. Стартовый ложемент.

Масса монтируемого изделия составляет 7,3т. Монтаж выполнять автокраном КАМАЗ-43118-4.

Антикреновое устройство (Рисунок 27.) закреплено с одной стороны (слева) на стартовом ложементе и на другой стороне (справа) в пусковом котловане.



Рисунок 27. Антикренное устройство.

Масса монтируемого изделия составляет 1,7т. Монтаж выполнять автокраном КАМАЗ-43118-4.

Зажимное устройство доталкивателя монтируется краном на трубопровод. Вес зажимного устройства НК750РТ – 33 т. (включая зажимные вставки и тележку). Монтаж выполнять автокраном Liebherr LTM 1120. При монтаже гидравлический запорный цилиндр зажима (расположенный в нижней части зажима) открыт гидравлически, и зажим раскрыт отпирающим цилиндром (расположен в верхней части зажима).

Когда зажимное устройство расположено на трубе, запирающий цилиндр закрывает зажимное устройство. Зажимные пластины,

расположенные внутри зажимного устройства, выдвинуты гидравлически и, таким образом, зажим фиксируется на трубе. В этот момент два больших гидравлических щитовых цилиндра установлены под соответствующим углом входа, выдвинутые и соединённые с зажимным устройством посредством двух болтов.

Зажимной блок предназначен для обхвата трубопровода и проталкивания его в пробуренную скважину.

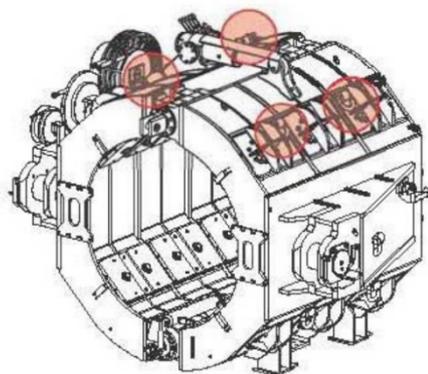


Рисунок 28. Монтаж зажимного блока.

Монтаж тоннелепроходческого комплекса (ТПК) AVN 1200 TC.

На монтажной площадке при помощи автокрана КАМАЗ-43118-4 г/п 25т монтируют режущий орган к тоннелепроходческой установке AVN 1200 TC в соответствии с инструкцией завода изготовителя.

Тоннелепроходческую установку с режущим органом массой 10,5т укладывают при помощи автокрана Liebherr LTM 1120 на стартовый ложемент.

Технологическая труба Direct Pipe I+II с модулем питания состоит из 2-х частей: Возвратной трубы 1 и возвратной трубы 2. Монтаж возвратных труб выполняют на монтажной площадке. Смонтированную технологическую трубу Direct Pipe I+II, массой 9,5т укладывают при помощи автокрана Liebherr LTM 1120 на стартовый ложемент.

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		70

Тоннелепроходческую установку соединяют с технологической трубой Direct Pipe I+II.



Рисунок 29. Монтаж технологической трубы Direct Pipe I+II.

Конический переходной адаптер с сварным адаптером приваривается катушкой $\text{Ø}1420 \times 18,7 \text{ мм}$ к переднему концу дюкера.



Рисунок 30. Монтаж конического адаптера на трубопровод.

Технологическая труба Direct Pipe I+II соединяется с коническим переходным адаптером при подаче трубопровода на доталкиватель. Монтаж выполняется после укладки дюкера на роликовые опоры и укладки технологической трубы на стартовый ложемент.

Дюкер газопровода укладывается на роликовые опоры при помощи пяти трубоукладчиков циклическим методом.

Для подключения подающих линий и болтового соединения секций установки с технологической трубой Direct Pipe I+II в технологической трубе Direct Pipe I+II предусмотрены два люка.

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		71

Монтаж внутривысотного оборудования проходческого комплекса.

Кабина управления и контейнер гидравлической станции располагается возле пускового (стартового) котлована для того, чтобы оператор мог постоянно наблюдать в котловане за работой доталкивателя и зажатого трубопровода.

Монтаж оборудования выполняют при помощи автомобильного крана г/п 25 т. на предварительно уложенные ж/б плиты.

Монтаж оборудования на площадке сепарации.

На спланированную поверхность с уложенными ж/б плитами площадки сепарации выполняют монтаж оборудования при помощи автомобильного крана г/п 25 т в следующей технологической последовательности:

- монтаж дизель-генераторов;
- монтаж распределительной подстанции;
- монтаж накопительных бетонитовых контейнеров;
- монтаж бетонитовой установки;
- монтаж ступени грубой очистки с накопительным контейнером;
- монтаж ступени тонкой очистки с накопительным контейнером;
- монтаж контейнера-отстойника сепарации;
- монтаж контейнера-мастерской;
- монтаж контейнера чистой воды;
- монтаж насосов и частотного преобразователя.

На площадке монтажа оборудования (в конце дюкеров ПК 14+00) на сани волокуши устанавливают при помощи автомобильного крана г/п 25 т. следующее оборудование:

- компрессор;
- силовой контейнер;
- дизель-генераторную установку;
- емкость для дизельного-топлива;
- емкость с насосом антифриза.

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		72

Подключение внутриплощадочного оборудования.

Подключение внутриплощадочного оборудования выполняется в присутствии дежурного электрика в следующей последовательности:

- выполняется устройство каналов или лотков для электрических кабелей и гидравлических шлангов;
- подноска со склада и укладка кабелей и шлангов в каналы (короба);
- подключение кабелей и шлангов к дизель-генератору, распределительному щиту, к контейнеру управления, гидравлической станции, силовому контейнеру и сепарационной и бентонитовой установкам.

Монтаж подающего, транспортного трубопровода и трубопровода подачи бентонита (транспортных линий).

Следующие подающие линии Direct Pipe проводятся от установки по трубопроводу к кабине управления и к станции очистки:

- Кабель для режущей головки;
- Кабель главного электроснабжения установки;
- Кабеля для шламового (-ых) насоса (-ов);
- Кабель передачи данных;
- Воздушный шланг для насоса сточных вод;
- Шланг для системы водного нивелирования.

Линии, которые соединены с кабиной управления прокладываются на трубопроводе либо параллельно протаскиваемому трубопроводу, так как конец трубопровода последовательно перемещается в направлении стартового котлована.

Линии внутри дюкера устанавливаются на стальные роликовые конструкции, на которой проложены двое рельс. Рельсы несут функцию жестких соединений роликовых конструкций.

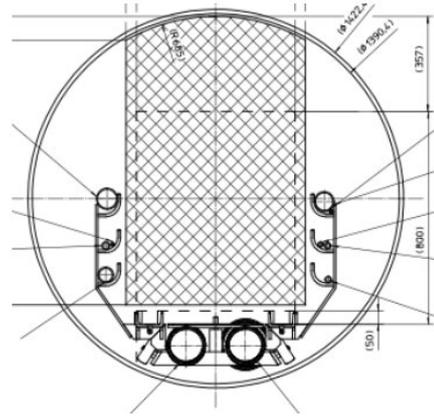


Рисунок 31. Стальные роликовые конструкции для прокладки подающих линий внутри трубопровода

Для монтажа опорных роликовых конструкций на противоположной стороне от стартового котлована к трубопроводу (дюкеру) приваривают открытый участок трубы (менее половины трубы) длиной не менее 7 м. На этом участке предварительно установлены от 6 до 9 метров линий на стальных роликовых конструкциях (монтированы через каждые 3 метра). Затем эти линии проталкиваются или протягиваются с помощью лебёдки внутри трубопровода, через следующие несколько метров предварительно укладываются и протягиваются снова.



Рисунок 32. Прокладка подающих линий на конце трубопровода.

Монтаж транспортных линий выполняют вручную, подвозка к месту монтажа выполняется фронтальным погрузчиком г/п 5т.

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		74

Монтаж трубопровода подачи бентонитовой суспензии, подключение магистралей выполняется в следующей технологической последовательности:

- перемещение и разматывание и подключение армированных шлангов к питающей и транспортной магистралям, а от них к сепарационной установке;
- подключение бентонитовой установки к магистрали подачи бентонитовой суспензии при помощи армированного шланга;
- строповка и перемещение армированных шлангов к концу дюзера;
- подключение армированных шлангов к питающей и транспортной магистралям (в дюкере), а также к магистрали подачи бентонитовой суспензии (в дюкере).

Транспортные насосы подключаются последовательно и при помощи линий системы гидрооткатки соединяются с транспортным трубопроводом, который расположен внутри дюзера и присоединен к сепарационной установке. Так же, при помощи линий системы гидрооткатки, транспортные насосы соединяются с транспортной магистралью тоннелепроходческого установки.

Аналогичными линиями соединен питающий насос с подающей магистралью тоннелепроходческой установки. Сам питающий насос соединен с контейнеротстойником посредством трубопровода транспортной линии. Таким образом, создается замкнутый контур из питающей и транспортных линий.

Также к подающей магистрали подключается установка приготовления бентонитовой суспензии. Все оборудование внутри дюкеров, а также оборудование, расположенное на поверхности строительной площадки, подключается к контейнеру управления и генератору. Кроме того, оборудование внутри дюзера и тоннелепроходческий комплекс соединяется информационными кабелями с контейнером управления.

Монтаж магистрали подачи сжатого воздуха и воздуховода

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		75

Монтаж трубопровода магистрали подачи сжатого воздуха и воздухопровода осуществляется вручную на стальных роликовых конструкциях внутри дюкера в следующей технологической последовательности:

- подноска от места складирования к концу дюкера звеньев трубопроводов, перемещение их в дюкере вручную (при помощи веревок);
- монтаж магистрали из отдельных звеньев трубопроводов.

4.3.2 Производство работ методом Direct Pipe

Метод «Direct Pipe» характеризуется работой ТПК с продавливанием трубопровода, заранее подготовленного на всю длину перехода. Данный метод применяется, когда размеры площадки строительства позволяют выполнить необходимые сварочные и изоляционные работы по сборке трубопровода в нитку на всю длину перехода. При ограничении площадки строительства внешними факторами (препятствия, невозможность выкладки трубопровода, ограничения землеотвода и т.д.) метод «Direct Pipe» позволяет выполнять работы отдельными секциями (дюкерами). При переходе р. Белая используются 2 секции (дюкера) длиной 470м и 331,55м.

До начала выполнения работ бестраншейной прокладки трубопровода методом Direct Pipe должны быть выполнены все подготовительные работы:

- смонтировано оборудование;
- дюкер газопровода сварен;
- выполнен неразрушающий контроль стыков;
- закончены изоляционные работы;
- закончены работы по испытаниям;
- дюкер выложен на роликовые опоры;
- выполнена стыковка дюкера и ТПК;
- все коммуникации подключены.

Все элементы процесса, участвующие в бурении и прокладке, такие как тоннелепроходческий комплекс, доталкиватель, насосы и система позиционирования управляются удалённо из контейнера управления. Информация, переданная через информационную шину, к которой

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		76

подсоединены все компоненты, исходит от двух программируемых логических контроллеров. Таким образом могут быть приведены в действие рулевые цилиндры тоннелепроходческого комплекса, а также отрегулирована скорость работы шламовых насосов. Важные функции и значения измерений отображаются на нескольких экранах, расположенных в кабине управления. Один экран отображают систему позиционирования, на другом отображается результат видеонаблюдения с помощью камер, встроенных в устройство. Передача энергии доталкивателю происходит с помощью модуля питания, встроенного в контейнер.

Перед началом бурения отметки по траектории трубопровода (начало и/или конец прямых и изогнутых секций) вводятся в программу системы отслеживания. Оператор системы Direct Pipe наблюдает положение ТПК в сравнении с заданной (требуемой) траекторией в процессе бурения. При взаимодействии с тремя рулевыми цилиндрами задается направление/корректировка движения ТПК с режущей головкой в нужном направлении.

Чтобы подтвердить работоспособность выстроенной системы выполняются пусконаладочные работы. Из кабины управления все гидравлические, электрические и пневматические механизмы приводятся в действие для выявления функций, которые выполняются не должным образом. Таким образом, например, производится перемещение рулевых цилиндров, испытание гидравлических насосов, пробная подача бентонита и т.д.

После проверки работоспособности тоннелепроходческого комплекса (ТПК) выполняется контроль положения ТПК. ТПК уложенный на стартовый ложемент при помощи доталкивателя подводится к стартовому уплотнению и выполняется первый геодезическо-маркшейдерский замер положения ТПК при помощи тахеометра. Геодезическо-маркшейдерский замер выполняется через первое смотровое окно ТПК. Проверяется фактическое положение ТПК (режущего инструмента), а также фактическое положение гирокомпаса в ТПК.

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		77

Далее сравнивается фактический азимут ТПК и азимут гирокомпаса и в контейнере управления в компьютер вводятся поправки положения ТПК.

Бурение выполняется через проход тоннелепроходческого комплекса и секций труб через стартовое уплотнение. Необходимо обратить внимание на контакт движущейся режущей головки с режущим инструментом во время прохождения через стартовое уплотнение (во избежание повреждения резиновых элементов).

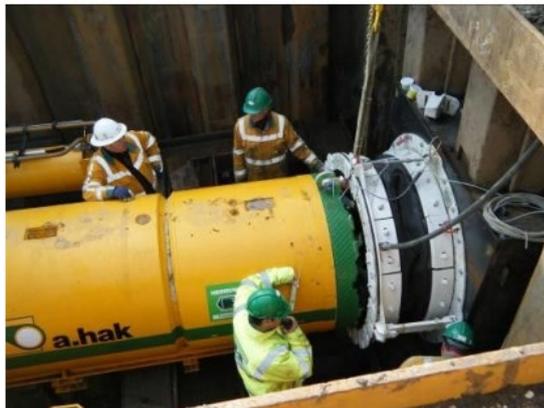


Рисунок 33. Спуск установки через заглушку

После первого геодезическо-маркшейдерского замера выполняется забуривание ТПК до второго смотрового окна (7м). Запускают систему транспортирования грунта, для чего закрывают задвижки в тоннелепроходческой машине на подающей (питающей) и отводящей пульпу линиях, включают питающий и транспортный насосы, устанавливая необходимое давление в гидроконтуре тоннелепроходческого комплекса. Включив привод режущего органа проходческой машины, устанавливают число оборотов на максимум и регулируют их в зависимости от грунтовых условий. Одновременно на мониторе пульта управления наблюдают за величиной крутящего момента. Смазав предварительно резину стартового уплотнения мыльным раствором и открыв задвижки на транспортных трубопроводах подачи воды и отвода пульпы, включают гидроцилиндры домкратов доталкивателя. Отрегулировав скорость выдвигания до величины, обеспечивающей необходимое давление в гидромоторе рабочего органа, осуществляют продвижение тоннелепроходческой машины с одновременной

разработкой и удалением грунта на величину (длину проходки), равную ходу домкратов доталкивателя.

Через второе смотровое окно выполняется повторный геодезическо-маркшейдерский замер положения ТПК и гирокомпаса для внесения поправок в компьютер.

После выполнения второго геодезическо-маркшейдерского замера начинают процесс бестраншейной прокладки трубопровода на расстояние 50м от точки входа (стартового уплотнения). На расстоянии 50м выполняется остановка бурения и выполняется полигометрический ход от конца дюкера к ТПК. Для допуска в полость трубопровода предусмотрена установка «тележки», при помощи которой и выполняются контрольные замеры. Контрольные замеры положения ТПК выполняются геодезистом (маркшейдером) через каждые 50м бурения с остановкой бурения.

Управление процессом проходки происходит из кабины управления, находящейся на поверхности с рабочим местом оператора проходческой установки. Основные параметры бурения, положение и траектория движения ТПК отображаются на мониторе оператора и записываются в журнал производства работ. Вертикальная ориентация ТПК осуществляется с помощью гидростатического водяного уровня. Горизонтальная ориентация определяется посредством постоянного измерения с помощью гирокомпаса и курвиметра, установленного на стартовом уплотнении. При необходимости проводится корректировка навигационной системы.

При взаимодействии с тремя рулевыми цилиндрами надлежащим образом режущая головка движется в нужном направлении. Криволинейность трассы обеспечивается наличием у механизированной проходческой установки возможности перегиба до 4 градусов в двух плоскостях и возможностью движения станины доталкивателя в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Бурение скважины производится ТПК, оснащенным встроенной системой проводной навигации с гироскопической системой стабилизации, позволяющей разрабатывать грунты механическим

способом. На ТПК, в передней части, находится смонтированный породоразрушающий инструмент (ротор), обеспечивающий расположенными на нем фрезами (зубьями) механическую разработку грунта. Дисковые резки прокатываются по камню с каждым оборотом режущей головки, ломая его на куски до тех пор, пока фрагменты не станут достаточно малым для их прохождения через отверстия режущего диска во внутреннее пространство устройства. Установка дробилки за режущей головкой помогает перемалывает камни до тех пор, пока они не будут проходить через круглые отверстия внутреннего конуса, последний этап сортировки гранулометрическим экраном.

Процесс бурения осуществляется за счет вращательного движения породоразрушающего инструмента и поступательного продвижения его в грунтовый массив за счет хода доталкивателя. Приращение диаметра, созданное режущей головкой (радиус пригл. +50 мм), заполняется смазывающим веществом высокой вязкости (эмульсия бентонита). Таким образом снижается трение между стенками скважины и проложенной трубой. Бентонитовая суспензия подается через форсунки в околотрубное пространство, облегчая продвижение тоннелепроходческой машины. Управление подачей бентонитовой суспензии осуществляется с пульта управления комплекса путем подачи сигнала на электронный блок управления вентилями на открытие (или одного из них). В обратном направлении на монитор пульта управления передается информация о количестве работающих форсунок и о расходе бентонитовой суспензии. Процесс бурения сопровождается подачей воды (бурового раствора) на режущие фрезы. Процесс проходки начинается от задавливания трубопровода на длину хода штока гидроцилиндров установки для продавливания трубопровода (доталкивателя) 5м, разжимания захвата и установки его в начальное положение, далее зажим захвата и проходка на длину хода штока гидроцилиндров установки для продавливания трубопровода.

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		80

Разработанный грунт смешивается с буровым раствором (эмульсия бентонита) внутри установки и наполняя сбросную линию, проходящую через всю секцию трубы, подается на станцию очистки. После очистки, бентонит закачивается обратно в контур посредством нагнетательной линии. Таким образом, буровой раствор не только выводит выбуренную породу, но и укрепляет вход тоннеля. Приготовление бурового раствора ведется в растворном узле, входящем в состав бурового комплекса. Буровой раствор приготавливают в бентонитовом смесителе, где техническая вода смешивается с глинопорошком. Приготовленный раствор поступает в емкость отдачи бурового раствора (накопительный контейнер), снабженную подпорным насосом.

Увлажненный грунт после станции сепарации вывозится в место складирования, жидкая часть бурового шлама при помощи насоса перекачивается в амбар.



Рисунок 34. Общая схема стартового котлована с готовой секцией плети труб, доталкиватель, устройство Direct Pipe, контейнер управления, станция очистки.

Во время остановок (через каждые 50м), при выполнении геодезическо-маркшейдерских замеров выполняется техническое обслуживание, наладка оборудования, ремонт и замена быстроизнашиваемых деталей (вкладыши на зажимном устройстве и т.д.).

Регламентные работы во время устройства закрытого подземного перехода методом «Direct Pipe», когда разработка грунта не производится, а комплекс эксплуатируется:

- при пересменке, в начале каждой смены до начала проходческих работ электрослесарь и слесарь по ремонту оборудования, под контролем механика и энергетика участка, мастера СМР в процессе перемещения на тележках для персонала при включении и работе всех систем проходческого комплекса в рабочем трубопроводе производят осмотровые работы на целостность соединений транспортных линий, наличие течей в транспортных, бентонитовых линиях, насосах, системе гидроклина и в случае обнаружения неисправностей – устраняют. Проверяют уровень смазки в щите, уровень гидравлического масла, уровень гидроклина и при необходимости производят наполнение (восстановление) объёма. Срок – 1 час ежесменно, 2 часа в сутки.

- промывка транспортных линий перед каждой остановкой проходческого комплекса во избежание осаживания твердой фазы в трубопроводах и насосах (перед остановкой на обед, в конце каждой смены, перед каждой остановкой системы гидротранспорта грунта по технологическим причинам). Срок работ - 0,25 часа/операция, 2 часа в сутки.

Комплекс работ по бурению первой секции (дюкера) выполняется до достижения длины бурения в 300-350м. После достижения заданной длины выполняется остановка бурения для выполнения стыковки подводного перехода с второй секцией (дюкером).

Комплекс работ по стыковке состоит:

- демонтаж внутренних коммуникаций в первой секции (дюкере) на расстояние до бм;
- выкладка второй секции (дюкера) трубоукладчиками на роликовые опоры;
- сварка «захлестного» стыка между секциями (дюкерами); - неразрушающий контроль стыка; - изоляция стыка и защита изоляции стыка;
- соединение внутренних коммуникаций первой секции(дюкера) и второй секции (дюкера);

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		82

- пусконаладочные работы ТПК.

Цикл работ по бурению продолжается пока трубопровод не займет плановое положение в соответствии с рабочей документацией. Работы заканчиваются выходом ТПК в приемном котловане.

В случае возникновения высоких нагрузок на доталкивателе, снижении скорости бурения, несоответствий грунтовых условий проекту, необходимо выполнить замену режущего инструмента. Для этого необходимо извлечь ТПК из пробуренной скважины. Процесс извлечения ТПК аналогичен процессу бурения, при помощи доталкивателя трубопровод обратным ходом движется по роликовым опорам до выхода из стартового уплотнения ТПК. После выхода ТПК выполняется замена режущего органа и процесс бурения повторяется.



1 Этап: Трубопровод совместно с Direct Pipe – установка проталкивается в грунте при помощи Доталкивателя



2 Этап: Если возникнет необходимость вернуть установку, её вытянут вместе с трубопроводом посредством Доталкивателя



3 Этап: устройство вытягивается в стартовый котлован.



4 Этап: на следующем этапе установка совместно с трубопроводом будет заново проташена по скважине

Рисунок 35. Этапы производства работ методом «Direct Pipe»

4.4. Заключительные работы

Демонтаж оборудования.

После выполнения перехода трубопровода через р. Белая методом «Direct Pipe» выполняют демонтаж оборудования, стартового котлована, вспомогательных площадок.

После выхода тоннелепроходческой машины (ротора) в приемный котлован с пульта управления отключают привод вращения режущего органа и отключают подающий и транспортные насосы. Отключив режущий орган и насосы доталкивателем продвигают тоннелепроходческий комплекс до полного выхода в приемный котлован.

При наличии высокого уровня грунтовых вод необходимо выполнить комплекс работ по водопонижению приемного котлована.

До начала демонтажа ТПК от дюкера через смотровые люки ТПК отсоединяют внутренние коммуникации.

Демонтаж ТПК от трубопровода выполняется при помощи газовой резки. Демонтаж ТПК из приемного котлована выполняется трубоукладчиком RL-64 г/п 90т или краном Liebherr LTM 1120.

Уложенный на монтажной площадке ТПК рассоединяют на составные части и вывозят на площадку складирования.

По окончании работ методом «Direct Pipe» демонтируют стартовое уплотнение в стартовом котловане.

Затем выполняется демонтаж коммуникаций внутри проложенного дюкера. Для выполнения этой операции применяется электрическая лебедка, устанавливаемая и закрепляемая на металлической раме за стартовым котлованом. Трос лебедки закрепляется за плетень коммуникаций, подлежащих демонтажу, после чего выполняется пошаговое подтягивание с рассоединением плети коммуникаций.

Демонтированные транспортные трубопроводы, кабели и шланги укладывают в пакеты и поднимают на поверхность с помощью автомобильного крана грузоподъемностью до 16 т.

Операция повторяется до полного демонтажа всех проложенных в тоннеле коммуникаций.

После демонтажа внутритрубных коммуникаций приступают к демонтажу доталкивателя. Демонтаж доталкивателя выполняется автокранами г/п 120т и г/п 32т в обратном порядке монтажа доталкивателя. Демонтируемые элементы вывозят на площадку складирования для очистки, обслуживания и упаковки в контейнеры.

Сопутствующее оборудование (силовой контейнер, контейнер управления, гидравлическая станция, оборудование сепарации и приготовления бентонита и т.д.) де монтируется автокраном г/п 32т и вывозится на площадку складирования оборудования.

					Организация и технология производства работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		85

$R_{1н}$ – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр} = 520$ МПа;

$$R_1 = \frac{490 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,05} = 285,7 \text{ МПа}$$

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , см, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n_p \cdot P)} ; \quad (7.2)$$

где $P = 4,61$ – рабочее давление, МПа;

$D_n = 1220$ – наружный диаметр трубы, мм;

$n_p = 1,15$ – коэффициент надёжности по нагрузке от внутреннего давления.

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 4,61 \cdot 1020}{2(285,7 + 1,15 \cdot 4,61)} = 11,2 \text{ мм}$$

Полученное значение округляем в большую сторону по сортаменту равное 12 мм

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} \quad (7.3)$$

Где ψ_1 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{прN}|}{R_1} \quad (7.4)$$

где $\sigma_{прN}$ — продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений.

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n} \quad (7.5)$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						87
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

$$\sigma_{\text{прN}} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 35,4 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 4,6 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = -8,24$$

Знак “минус” последнего результата указывает на наличие продольных осевых сжимающих напряжений.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-8,24|}{285,7}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-8,24|}{285,6} = 0,9852$$

Тогда толщина стенки:

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 4,61 \cdot 1020}{2 \cdot (285,7 \cdot 0,9852 + 1,15 \cdot 4,61)} = 11,2 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки равную 12 мм.

Для расчета на прочность и устойчивость рассматривался виртуальный магистральный нефтепровод (НД)

СНиП 2.05.06-85*.

5.2 Расчет на прочность и устойчивость трубопровода

Производим проверку на прочность, рассчитав кольцевые напряжения $\sigma_{\text{кц}}$ и ψ_2 :

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_n} \quad (7.6)$$

где $n=1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего рабочего давления в трубопроводе;

$P = 4,61$ МПа – рабочее давление в трубопроводе;

$D_{\text{вн}}=1,196$ м – внутренний диаметр трубопровода;

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,15 \cdot 4,61 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 264,19 \text{ Мпа}$$

Тогда ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{прN}} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{прN}} < 0$), определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \quad (7.7)$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		88

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{264,19}{285,7}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{264,19}{285,7} = 0,136$$

Прочность нефтепровода в продольном направлении проверяется из условия:

$$|\sigma_{прN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (7.8)$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,136 \cdot 285,7 = 38,52$$

$$|-8,24| \leq 38,52$$

Условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия:

$$S \leq m \cdot N_{кр} \quad (7.9)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н;

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

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта S определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F \quad (7.12)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, м²:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (1,020^2 - 1,196^2) = 0,0131 \text{ м}^2 \quad (7.13)$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 264,19 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 35,4] \cdot 0,0131 \\ = 1,8385 \text{ МН}$$

					Расчетная часть	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по формуле:

$$N_{кр} = 4 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} \quad (7.14)$$

где P_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

J – момент инерции сечения, который определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{ВН}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (1,020^4 - 1,196^4) = 0,0004 \text{ м}^4 \quad (7.15)$$

$q_{верт}$ – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины:

$$q_{верт} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi \cdot D_H}{8} \right) + q_{тр} \quad (7.16)$$

Величина P_0 определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_H \cdot (C_{гр} + P_{гр} \cdot \text{tg} \phi_{гр}) \quad (7.17)$$

где $C_{гр} = 20$ кПа – коэффициент сцепления грунта;

$P_{гр}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$\phi_{гр} = 16^\circ$ – угол внутреннего трения грунта.

Величина $P_{гр}$ вычисляется по формуле:

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\phi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_H} \quad (7.18)$$

где $n_{гр} = 0,8$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{гр} = 16,8$ кН/м³ – удельный вес грунта;

$h_0 = 1,6$ м – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

$q_{тр}$ – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{тр} = q_m + q_{и} + q_{пр} \quad (7.19)$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_M = n_{св} \cdot \gamma_M \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{ВН}^2) \quad (7.20)$$

где $n_{св} = 0,95$ – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

γ_M – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали

$$\gamma_M = 78500 \text{ Н/м}^3$$

$$q_M = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (1,220^2 - 1,196^2) = 977,9 \text{ Н/м}$$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_{и} = n_{св} \cdot \pi \cdot D_H \cdot g \cdot (K_{ип} \cdot \delta_{ип} \cdot \rho_{ип} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}) \quad (7.21)$$

Или

$$q_{и} = 0,1 \cdot q_M; \quad (7.22)$$

$$q_{и} = 0,1 \cdot q_M = 0,1 \cdot 977,9 = 97,79 \text{ Н/м};$$

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{пр} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{ВН}^2}{4} = 850 \cdot 9,81 \cdot \frac{\pi \cdot 1,196^2}{4} = 1668,3 \text{ Н/м} \quad (7.23)$$

$$q_{тр} = 977,9 + 97,79 + 1668,3 = 2744 \text{ Н/м}$$

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,220 \cdot \left[\left(1,6 + \frac{1,220}{8} \right) + \left(1,6 + \frac{1,220}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{16^\circ}{2} \right) \right] + 2744}{\pi \cdot 1,220} =$$

24978,6 Па

Исходя из формулы (7.17), найдем сопротивление грунта:

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,220 \cdot (20000 + 24978,6 \cdot tg 16^\circ) = 45203,8 \text{ Па}$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,220 \cdot \left(1,6 + \frac{1,220}{2} - \frac{\pi \cdot 1,220}{8} \right) + 2744$$

$$= 14547 \text{ Н/м}$$

$$N_{кр} = 4 \cdot \sqrt[11]{45203,8^2 \cdot 14547^4 \cdot 0,0131^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,0004^3}$$

$$= 7006421 \text{ Н}$$

$$m_0 \cdot N_{кр} = 0,9 \cdot 7 = 6,3 \text{ МН}$$

$$S = 1,8385 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр} = 6,3 \text{ МН}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		91

В случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении обеспечена. Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{25 \cdot 1,220 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0004} = 66,1 \text{ МН}$$

$$m_0 \cdot N_{кр}^2 = 0,9 \cdot 66,1 = 59,5 \text{ МН}$$

$$S = 1,8385 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр}^2 = 59,5 \text{ МН}$$

Условие устойчивости прямолинейных участков нефтепровода обеспечено.

5.3 Расчет усилий продавливания

Сила тяги, необходимая для проталкивания трубопровода в скважину, исследовалась с помощью конечно-элементных расчетов с использованием программного комплекса ABAQUS. В анализ включены следующие составляющие, определяющие необходимое усилие проталкивания:

1. Трение трубопровода за толкающим устройством на роликах.
2. Трение между трубопроводом и смазочной жидкостью.
3. Переднее усилие на режущей головке микротоннелирующей машины.
4. Трение между трубопроводом и стенкой скважины.
5. Трение из-за изгиба трубы.

Исходные данные:

1. Диаметр трубопровода – 1020 мм.
2. Сталь класса прочности К56 по ОТТ-23 040.00-КТН-135-15 таблица 2
3. Диаметр скважины – 1100 мм

					Расчетная часть	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

В таблице 6. приведён расчёт усилия доталкивателя

Исходные данные для расчета			
Пе-рем.	Знач.	Разм.	Описание
ρ	7,87	г/см ³	Плотность стали К56, ТУ 1381-103-05757848-2013
D_0	1020	мм	Наружный диаметр трубы футляра ТУ 14-3-1573-96
s	2,2	см	Толщина стенки трубы ТУ 14-3-1573-96
$S_{м\phi}$	695,5464	см ²	Площадь металлического сечения трубы футляра,
$S_{м\phi}$	0,069555	м ²	Площадь металлического сечения трубы, м2
f_1	0,1		Коэффициент трения качения по роликам
g_{\square}	5620,2	Н/м	Вес одного метра трубы
L	898,40	м	Длина проходки
G_{ϕ}	5049187, 68	Н	Вес всей трубы
G_{ϕ}	49,50	т	Вес всей трубы
f_2	100	Н/м ²	Коэффициент трения между стенкой трубы и смазкой,
D_0	1,1	м	Диаметр ТПМК
m			
$D_з$	1,1	м	Диаметр забоя
$S_з$	0,94985	м ²	Площадь забоя, м2
φ	35	°	Угол внутреннего трения галечника
H	20	м	Средняя глубина залегания трассы на горизонтальном участке Место для уравнивания.
$\gamma_{гр}$	1,84	т/м ³	Средняя плотность грунта
U	150	кН/м ²	Давление воды на глубине трассы,
E_0	300	кН/м ²	Режущая сила для галечника, кН/м2
$P_{воды}$	150	кН/м ²	Давление воды на глубине трассы
$P_{возд.}$	1,2	кг/м ³	Плотность воздуха,
$V_{возд.}$	0,816714	м ³	Объем воздуха в одном метре трубы,
$V_{мет}$	0,069555	м ³	Объем металла трубы на один метр,
G_k	70	кг	Вес труб и кабелей на один метр трубы,
$S_{тр.}$	0,816714	м ²	Площадь сечения трубы $S = \frac{\pi D^2}{4}$
$P_{бр}$	1080	кг/м3	Плотность бентонитового раствора
f_3	0,2		Коэффициент трения между трубой и грунтом
E	205,8	кН/м м ²	Модуль Юнга
E	20580000 0	кН/м ²	Модуль Юнга
$d_{вн.}$	975,6	мм	Внутренний диаметр трубы
W	0,01	м ⁴	Момент инерции сечения трубы

$$B = 1,5d_{\text{тр}}, \quad (6.1)$$

где $d_{\text{тр}}$ – диаметр трубопровода, $d_{\text{тр}} = 880$ мм.

$$B = 880 \cdot 1,5 = 1320 \text{ мм.}$$

2. Глубина траншеи:

$$h_T = D_H + h + C, \quad (6.2)$$

где h – глубина заглубления трубопровода,

C – толщина мягкой подушки из песка, равная 0,2 м, т.к. прокладка трубопровода осуществляется в грунте 5-й категории.

$$H_T = 880 + 1000 + 200 = 2080 \text{ мм.}$$

3. Длина основания трапеции:

$$a = b + 2 \cdot h_T \cdot \text{ctg}\beta, \quad (6.3)$$

где b – ширина траншеи по дну равная 1,32 м;

h_T – глубина траншеи равная 2,08 м;

β – угол откоса, равный 63° , $\text{ctg}63 = 0,5$.

$$A = 1,32 + 2 \cdot 2,08 \cdot 0,5 = 3,4 \text{ м.}$$

4. Площадь сечения траншеи:

$$S_{\text{сеч}} = \frac{b+a}{2} \cdot h_T = \frac{1,32+3,4}{2} \cdot 2,08 = 4,9088 \text{ м}^2 \quad (6.4)$$

Плюс по технологии предусматривается гравийная подложка для укладки дренажных труб.

$$B = a - 2 \cdot h_c \cdot \text{ctg}\beta, \quad (6.5)$$

где a – ширина слоя по верху равная 1,32 м;

h_c – глубина слоя равная 0,6 м;

β – угол откоса, равный 63° , $\text{ctg}63 = 0,5$.

$$B = 1,32 - 2 \cdot 0,6 \cdot 0,5 = 0,72 \text{ м.}$$

$$S_{\text{сеч}} = \frac{b+a}{2} \cdot h_c = \frac{1,32+0,72}{2} \cdot 0,6 = 0,612 \text{ м}^2, \quad (6.6)$$

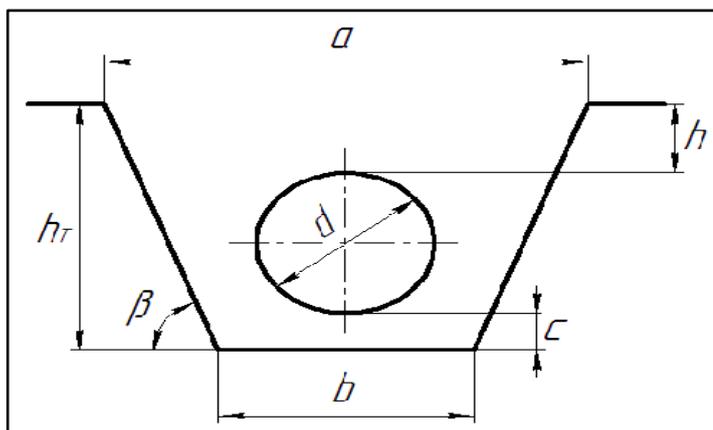


Рисунок 36 – Поперечный профиль траншеи трубопровода

5. Необходимый объем гравия для подсыпки:

$$V_{гр} = S_{сечен} \cdot L, \quad (6.7)$$

где $S_{сечен}$ – площадь сечения траншеи, равная 0,41 м²;

L – длина участка траншеи, $L = 100$ м.

$$V_{гр} = 0,612 \cdot 100 = 61,2 \text{ м}^3$$

Необходимый объем керамзита с песчаной подложкой:

$$V_{земли} = S_{сечен} \cdot L, \quad (6.8)$$

где $S_{сечен}$ – площадь сечения траншеи, равная 4,9088 м²;

L – длина участка траншеи, $L = 100$ м.

$$V_{земли} = 4,9088 \cdot 100 = 490,88 \text{ м}^3$$

6.3 Расчет объемов и стоимости грунта, необходимого для обратной засыпки, и стоимости геоматериалов

Объем трубопровода:

$$V_{труб} = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot l}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,88^2 \cdot 100}{4} = 60,7904 \text{ м}^3 \quad (6.9)$$

где d – диаметр трубопровода, $d = 880$ мм;

l – длина участка траншеи, $l = 100$ м.

1. Объем грунта, необходимого на песчаную подсыпку:

- определяем верхнюю образующую песчаной подсыпки (Рисунок

6.1):

$$d1 = b + c \cdot ctg\beta, \quad (6.10)$$

где b – ширина траншеи по дну, равная 1,32 м;

C – глубина подсыпки, равная 0,2 м;

β – угол откоса, равный 63° , $\text{ctg}63 = 0,5$.

$$D_1 = 1,32 + 2 \cdot 0,2 \cdot 0,5 = 1,52 \text{ м}$$

- определяем площадь:

$$S_1 = \frac{d_1 + b}{2} \cdot C = \frac{1,52 + 1,32}{2} \cdot 0,2 = 0,284 \text{ м}^2 \quad (6.11)$$

- объем необходимого песка:

$$V_n = S_1 \cdot l \cdot K_p = 0,284 \cdot 100 \cdot 1,17 = 33,228 \text{ м}^3 \quad (6.12)$$

где K_p – коэффициент разрыхления для песка, принимаем $K_p = 1,17$.

Песок намывной мелкий М 2 для строительных работ, соответствует требованиям ГОСТ 8736-93. Характеристики: Модуль крупности – 1,45-1,9; Насыпная плотность – 1350 кг/м³. Цена – 320 руб./м³ с учетом НДС, без доставки до склада покупателя. Цена необходимого песка составит 10632,96 руб.

2. Объем керамзита для привозки:

$$V_K = V_{\text{земли}} - V_{\text{труб}} - V_n = 490,88 - 60,7094 - 33,228 = 396,9426 \text{ м}^3. \quad (6.13)$$

Керамзит фракции 10-20 мм (россыпь). Цена – 1350 руб./м³ с учетом НДС, без доставки до склада покупателя. Цена необходимого керамзита составит 535872,51 руб.

3. Объем гравия для привозки.

Необходимый объем гравия для засыпки дренажных труб 61,2 м³. Также необходим гравий для засыпки сверху траншеи шириной 10 м, высотой 0,25 м и протяженностью равной длине траншеи. Объем ее составляет:

$$V_K = 10 \cdot 100 \cdot 0,25 = 250 \text{ м}^3. \quad (6.14)$$

Песчано-гравийная смесь (ПГС), соответствует требованиям ГОСТ 23735-79 и ГОСТ 25607-94. Характеристики: Соотношение гравий/песок – 70/30 %; Насыпная плотность – 1730 кг/м³. Цена – 300 руб./м³ с учетом НДС, без доставки до склада покупателя. Стоимость необходимого количества гравия составит 75000 руб.

Расчет стоимости геоматериалов.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		97

- Внутренний (подземный) слой состоит из бентонитовых матов и дренажного геокомпозита. Зная глубину траншеи, равную 2,08 м и угол откоса 63° , по правилу треугольника вычисляем длину внутреннего слоя:

$$L_{\text{внутр.}} = b + \frac{h_T}{\sin 63^\circ} + l_{\text{припуск}}, \quad \text{мм} \quad (6.15)$$

где $L_{\text{внутр.}}$ – длина внутреннего слоя бентонитовых матов, мм;
 b – ширина траншеи по дну, равная 1320 мм;
 h_T – глубина траншеи, равная 2080 мм;
 β – угол откоса, равный 63° , $\sin 63^\circ = 0,89$;
 $l_{\text{припуск}}$ – длина припусков с каждой стороны, равная 2000 мм.

$$L_{\text{внутр.}} = 1320 + \frac{2080}{0,89} + 2000 = 5657 \text{ мм}$$

Длина составляет 5,657 м.

- Внешний слой состоит из геотекстиля и бентонитовых матов. Длина составляет 5,4 м с учетом припусков 1 м с каждой стороны.

Итого на каждый проход необходимо 11,057 м бентонитовых матов, 5,4 геотекстиля и 5,657 м дренажного полотна.

- Расчет стоимости дренажного полотна.

Необходимая площадь покрытия дренажным материалом:

$$S_H = 100 \cdot 5,657 = 565,7 \text{ м}^2, \quad (6.16)$$

Используем в расчетах дренажное полотно ГрандМастер. Площадь покрытия одного поставляемого рулона 1,6х30м составляет 48м². Следовательно, количество рулонов, с учетом 5% перекрытия:

$$N_{\text{рулон}} = 565,7/48 + 5\% = 13 \text{ рулонов}, \quad (6.17)$$

Цена – 2100 руб./рулон с учетом НДС, без доставки до склада покупателя. Стоимость дренажного полотна составляет 27300 руб.

- Расчет стоимости бентонитовых матов.

Необходимая площадь покрытия бентонитовых матов:

$$S_H = 100 \cdot 11,057 = 1105,7 \text{ м}^2$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		98

Используем в расчетах бентонитовых матов «ТехПолимер» Voltex – Тип 1,15*5/100 м2 толщина 6,4 мм. Цена – 400 руб./ м² с учетом НДС, без доставки до склада покупателя. Стоимость бентонитовых матов составляет 442280 руб.

- Расчет стоимости геотекстиля.

Необходимая площадь покрытия геотекстилем:

$$S_H = 100 \cdot 5,4 = 540 \text{ м}^2$$

Площадь покрытия одного поставляемого рулона геотекстиля Текспол ИП300 4,5х50м составляет 225 м². Цена – 80 руб./ м² с учетом НДС, без доставки до склада покупателя. Стоимость геотекстиля составляет 43200 руб.

Также требуются дренажные трубы, укладываемые в гравийную насыпку на дне траншеи. Подойдет труба дренажная гофрированная SN4 с геотекстильным фильтром размерами 110/160мм. Цена с НДС за метр составляет 105 руб. Стоимость за 100м равна 10500 руб.

Все полученные затраты сведены в общую таблицу 6.2.

Таблица 8 – Материальные затраты

Материал	Стоимость, руб.
Песок	10632,96
Керамзит	535872,51
Песчано-гравийная смесь	75000
Дренажное полотно	27300
Бентонитовые маты	442280
Геотекстиль	43200
Дренажные трубы	10500
Итого	1144786

6.4 Расчет необходимой техники и затрат на топливо

Для расчета затрат на топливо, а также объёмов работ на объекте, необходимо рассчитать количество единиц техники.

Объем работ на объекте:

Принимаем скорость строительства трубопровода 55,5 м/сут. в соответствии с СНиП 1.04.03-85*. Время на сооружение трубопровода протяженностью 100 м:

$$T = L/v_{\text{стр}} = 100/55,5 = 1,8 \text{ сут} = 21,6 \text{ ч}, \quad (6.18)$$

где T – время, затраченное на строительство траншеи, ч;

L – длина участка строительства, м;

$v_{\text{стр}}$ – скорость строительства, $v_{\text{стр}} = 55,5$ м/сут.

Время на подготовительные работы составляет 50% основного времени на строительство трубопровода:

$$T_{\text{подг}} = T/2 = 10,8 \text{ ч}, \quad (6.19)$$

где T – основное время на сооружение трубопровода, ч.

Площадь участка, на котором производятся подготовительные работы:

- при планировке:

$$F_{\text{пл}} = L \cdot L_{\text{п}}, \quad (6.20)$$

где L – длина планируемого участка, м;

$L_{\text{п}}$ – ширина полосы земель несельскохозяйственного назначения, отводимых для одного подземного трубопровода, примем 32 м;

$$F_{\text{пл}} = 100 \cdot 32 = 3200 \text{ м}^2$$

Рассчитаем необходимое количество бульдозеров:

Найдем объем призмы волочения с учетом потери грунта по формуле:

$$V_{\text{пр}} = \left[\frac{(H-h)^2 \cdot B}{2 \cdot \text{tg}(\varphi_0) \cdot K_p} \right] \cdot K_{\text{ном}}, \quad (6.21)$$

где φ – угол поворота отвала в плане, принимаем равным 10^0 ;

$B = 4,030$ м - ширина отвала; $h = 0,12 \cdot H = 0,168$ м – средняя толщина стружки; $H = 1,4$ м – высота отвала (согласно техническим характеристикам бульдозера Liebherr PR 754);

$K_p = 1,27$ - коэффициент разрыхления;

$K_{\text{ном}}$ – коэффициент, учитывающий потери грунта в процессе перемещения призмы:

$$K_{\text{ном}} = 1 - 0,005 \cdot l_n = 1 - 0,005 \cdot 50 = 0,75, \quad (6.22)$$

где: l_n – расстояние, на которое перемещается грунтовая призма
(дальность транспортирования) примем 50 м.

$$V_{np} = \left[\frac{(1,4 - 0,168)^2 \cdot 4,030}{2 \cdot \operatorname{tg}(10^\circ) \cdot 1,27} \right] \cdot 0,75 = 10,2 \text{ м}^3.$$

Найдем длину пути резания грунта:

$$l_p = \frac{0,5 \cdot H^2}{\operatorname{tg}(\varphi_0) \cdot h} = 33 \text{ м}; \quad (6.23)$$

Продолжительность работы машины t за один цикл складывается из следующих отрезков времени:

$$t = t_p + t_n + t_{з.х.} + t_{n.n.} + t_0, \quad (6.24)$$

t_{nn} - время переключения передач ($t_{nn}=5$ с);

где t_0 – время опускания отвала ($t_0=3$ с);

$t_{нов}$ – время поворота бульдозера ($t_{нов}=14$ с);

$$\text{где } t_p = \frac{3,6 \cdot l_p}{v_p} \text{ с}; t_n = \frac{3,6 \cdot l_n}{v_n} \text{ с}; t_{з.х.} = \frac{3,6 \cdot (l_p + l_n)}{v_{з.х.}} \text{ с};$$

соответственно продолжительность работы машины при резании грунта, его перемещении и заднего холостого движения машины;

$$t_p = \frac{3,6 \cdot l_p}{v_p} = \frac{3,6 \cdot 33}{2} = 59,4 \text{ с}, \quad (6.25)$$

$$t_n = \frac{3,6 \cdot l_n}{v_n} = \frac{3,6 \cdot 50}{4} = 45 \text{ с}, \quad (6.26)$$

$$t_{з.х.} = \frac{3,6 \cdot (l_p + l_n)}{v_{з.х.}} = \frac{3,6 \cdot (33 + 50)}{5} = 59,76 \text{ с}, \quad (6.27)$$

$v_p = 2 \div 6$ км/ч – скорость движения при резании бульдозера, принимаем 2 км/ч; $v_n = 4 \div 8$ км/ч – скорость движения при перемещении бульдозера, принимаем 4 км/ч; $v_{о.х.} = 5 \div 10$ км/ч – скорость движения при обратном ходе бульдозера, принимаем 5 км/ч.

В итоге продолжительность работы машины за один цикл равна:

$$t = 59,4 + 45 + 59,76 + 6 + 2 = 172,16 \text{ с}. \quad (6.28)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		101

Производительность бульдозера при резании и перемещении грунта определяется по формуле:

$$P_{p.n.} = \frac{3600 \cdot V \cdot K_u \cdot K_y}{t \cdot K_p}, \quad (6.29)$$

где K_u – коэффициент использования бульдозера по времени принимаем 0,9;

K_y – коэффициент, учитывающей влияние уклона местности на производительность бульдозера принимаем 0,5.

$$P_{p.n.} = \frac{3600 \cdot 10,2 \cdot 0,9 \cdot 0,5}{172,16 \cdot 1,27} = 75,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Производительность бульдозера при планировочных работах (разравнивании грунта) определяется по формуле:

$$P_{раз} = \frac{3600 \cdot l \cdot (B \cdot \sin \varphi - b_1) \cdot K_u}{n \cdot \left(\frac{l}{v_p} + t_{пов} \right)}, \quad (6.30)$$

где l – длина планируемого участка;

φ – угол установки отвала в плане;

b_1 – величина перекрытия прохода ($b_1 = 0,5$ м);

n – число проходов по одному месту ($n=1$);

v_p – рабочая скорость движения бульдозера при резании (2 км/ч или 0,556 м/с);

$t_{пов}$ – время поворота бульдозера ($t_{пов} = 15$ с).

$$P_{раз} = \frac{3600 \cdot 100 \cdot (4,030 \cdot 0,17 - 0,5) \cdot 0,9}{1 \cdot \left(\frac{100}{0,556} + 14 \right)} = 309 \text{ м}^2 / \text{ч}$$

Объем грунта, снимаемого при резании:

$$V_{рез} = L \cdot l_n \cdot h \cdot K_p, \quad (6.31)$$

где L – длина траншеи, м;

$K_{пот}$ – коэффициент, учитывающий потери грунта в процессе перемещения призмы, равный 0,75

где l_n – расстояние, на которое перемещается грунтовая призма
(дальность транспортирования) примем 50 м;

h – средняя толщина стружки, равная 0,168 м;

$$V_{рез} = 100 \cdot 50 \cdot 0,168 \cdot 0,75 = 630 \text{ м}^3$$

Необходимая производительность при выполнении планировочных работ:

$$П_{пл} = \frac{F_{пл}}{t_{необх}} = \frac{3200}{3,5} = 914,3 \text{ м}^3 / \text{ч}; \quad (6.32)$$

Необходимая производительность при резании и перемещении грунта:

$$П_{рез} = \frac{V_{рез}}{t_{общ}} = \frac{630}{3,5} = 180 \text{ м}^3 / \text{ч}; \quad (6.33)$$

Необходимое количество бульдозеров:

- при планировочных работах

$$n_{пл} = \frac{П_{пл}}{П_{раз}} = \frac{914,3}{309} = 2,96, \quad (6.34)$$

- при резании и перемещении грунта

$$n_{рез} = \frac{П_{рез}}{П_{р.н.}} = \frac{180}{75,5} = 2,4, \quad (6.35)$$

Следовательно, принимаем количество бульдозеров, равное 3.

Рассчитаем необходимое количество экскаваторов:

Техническая производительность одноковшовых экскаваторов (Cat 318D2 L) определяется по формуле:

$$П_{ТХ} = 3600 \cdot q \cdot K_n / K_p \cdot t_{ц}, \quad (6.36)$$

где q – вместимость ковша;

K_p – коэффициент разрыхления породы принимаем 1,27;

K_n – коэффициент наполнения ковша для влажной глины
принимаем равным 1.40;

$t_{ц}$ – продолжительность цикла.

$$P_{ТХ} = \frac{3600 \cdot q \cdot K_n}{t_u \cdot K_p} = \frac{3600 \cdot 1,1 \cdot 1,4}{18 \cdot 1,27} = 242,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Эксплуатационная производительность определяется по формуле:

$$P_{Э} = P_{ТХ} \cdot K_y \cdot K_B, \quad (6.37)$$

где K_y – коэффициент, зависящий от уровня квалификации машиниста экскаватора (в нашем случае – средняя) принимаем 0,94;

K_B – коэффициент использования экскаватора в смену принимаем 0,75 (при отгрузке в отвал, мягкие грунты 5 категории).

$$P_{Э} = 242,5 \cdot 0,94 \cdot 0,75 = 171 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

С учетом эксплуатационной производительности экскаватора и количества рабочих дней, выделяемых на разработку траншеи, количество часов работы равно:

$$t = \frac{V_{\phi}}{P_{экс}} = \frac{623,4}{171} = 3,64 \text{ ч}, \quad (6.38)$$

$$V_{\text{фактич.работ}} = K_p \cdot V_{\text{земли}}$$

где K_p – коэффициент разрыхления, принимаем 1,27;

$$V_{\text{земли}} = 490,88 \text{ м}^3, \text{ тогда } V_{\text{фактич.работ}} = 1,27 \cdot 490,88 = 623,4 \text{ м}^3.$$

Определяем количество единиц техники:

$$n = \frac{t}{T_{\text{под}}} = \frac{3,64}{3,5} = 1,04, \quad (6.39)$$

Для разработки траншеи принимаем один одноковшовый экскаватор типа Cat 318D2 L.

Рассчитаем необходимое количество машин для вывоза грунта:

Объем грунта в плотном теле в ковше экскаватора:

$$V_{\text{гр.}} = (V_{\text{ков.}} \cdot K_{\text{нап}}) / K_p = (1,1 \cdot 0,4) / 1,27 = 0,346 \text{ м}^3, \quad (6.40)$$

где $V_{\text{ков}}$ – принятый объём ковша экскаватора, м^3 ;

$K_{\text{нап}}$ – коэффициент наполнения ковша, принимаемый 0,40;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		104

K_p - коэффициент разрыхления 1,27.

Масса грунта в ковше экскаватора:

$$Q = V_{гр.} \cdot \rho = 0,346 \cdot 1800 = 623,6 \text{ кг}, \quad (6.41)$$

где ρ - плотность грунта при естественном залегании, в нашем случае $\rho=1800\text{кг/м}^3$.

Количество ковшей в кузове автосамосвала:

Для транспортирования грунта выбираем автосамосвал КАМАЗ-65115-48

Грузоподъемность 15т.

$$n = \Pi/Q = 15/0,6236 = 24 \text{ ковша}, \quad (6.42)$$

Объем грунта в плотном теле, загружаемый в кузов самосвала:

$$V = V_{гр.} \cdot n = 0,346 \cdot 24 = 8,3 \text{ м}^3, \quad (6.43)$$

Продолжительность одного цикла работы самосвала:

$$T_{ц} = t_n + 60 \cdot 10 / V_r + t_p + 60 \cdot 10 / V_{п} + t_m = 9 + 60 \cdot 10 / 15 + 2 + 60 \cdot 10 / 25 + 2 = 77 \text{ мин}, \quad (6.44)$$

$$t_n = V \cdot H_{вр} / 100 = 8,3 \cdot 1,8 / 100 = 0,15 \text{ ч} = 9 \text{ мин},$$

где t_n – время погрузки грунта, мин;

$H_{вр}$ – норма машинного времени, учитывающая разработку экскаватором 100м^3 грунта и погрузку в транспортные средства, маш.мин, определяемая по ЕНиР 2-1; $H_{вр}=1.8$;

L – расстояние транспортировки грунта, 10 км;

V_r – средняя скорость автосамосвала, км/ч, в загруженном состоянии, равная 20 км/ч;

$V_{п} = 25...30$ км/ч - средняя скорость автосамосвала в порожнем состоянии;

$t_p = 1...2$ мин - время разгрузки;

$t_m = 2...3$ мин – время маневрирования перед погрузкой и разгрузкой.

Требуемое количество самосвалов:

$$N = T_{ц} / t_n = 77 / 9 = 8,5 = 9 \text{ самосвалов}, \quad (6.45)$$

Расчеты сведены в общую таблицу 9.

Таблица 9 Необходимое количество техники и затрат на неё

	Liebherr PR 754	Cat 318D2 L	КАМАЗ-65115-48
Время работы (ч)	4	4	10
Количество машин	3	1	9
Расход топлива (л)	210	70	1560
Стоимость 1л ДТ (руб.)	50		
Затраты на ДТ (руб.)	10500	3500	78000
Итого (руб.):	92000		

6.5 Затраты на оплату труда

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда[Y].

Таблица 10. Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	1,5
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,12
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, с учетом показателей в таблице 6.4., а также количеством техники в таблице 6.3., рассчитаем количество работников, необходимых для строительства перехода МТ через карстовое образование и затраты на их заработную плату, занесем результаты в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет затрат на ЗП работников

	Трубопроводчик линейный	Экскаваторщик	Бульдозерист	Водитель	Мастер
Часовая тарифная ставка	47,7	41,9	47,5	39	63
Районный коэффициент, руб.	71,55	62,85	71,25	58,5	94,5
Северная надбавка, руб.	71,55	62,85	71,25	58,5	94,5
Доплата за вредность, руб.	53,424	46,928	53,2	43,68	70,56
Время нахождения в пути, руб.	59,625	52,375	59,375	48,75	78,75
Вахтовый метод работы, руб.	52,47	46,09	52,25	42,9	69,3
Итого, руб./час	365,859	321,373	364,325	299,13	483,21
Время работы	8	4	4	8	8
Итого, руб. за работу 1-го работника	2926,872	1285,492	1457,3	2393,04	3865,68
Количество работников	8	1	5	5	1
Итого, руб.	23414,976	1285,373	7286,5	11965,2	3865,68
Общая сумма ЗП	47817,73				

6.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и Фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 12. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем согласно [У] класс I с тарифом 0,4 для транспортирования по трубопроводам нефти и нефтепродуктов (код по ОКВЭД - 60.30.1).

Таблица 12. – Расчет страховых взносов

Показатель	Трубопроводчик линейный	Экскаваторщик	Бульдозерист	Водитель	Мастер
Количество работников	8	1	5	5	1
ЗП, руб.	23414,976	1285,373	7286,5	11965,2	3865,68
ФСС (2,9%)	679,03	37,27	211,3085	346,9	112,1
ФОМС (5,1%)	1194,1	65,55	371,61	610,2	197,1
ПФР (22%)	5151,2	282,78	1603,03	2632,3	850,4
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4%)	93,6	5,14	29,14	47,8	15,4
Всего страховых взносов, руб.	7117,93	390,74	2215,1	3637,2	1175,06
Общая сумма страховых взносов, руб.	14536,03				

6.7 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для экскаватора, бульдозера и самосвала выбираем в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 3.2. Выбираем значения норм в процентах в зависимости от вместимости ковша, грузоподъемности, мощности двигателя. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%)	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации в час (руб.)	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Экскаватор	5000000	9,1	455000	51,9	1	4	207,6
Бульдозер	6400000	14,3	915200	104,4	5	4	2088
Самосвал	4200000	12,5	525000	59,9	9	8	4312,8
Итого	6608,4 руб.						

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда:

$$47817,729 * 0.1 = 4781,77 \text{ руб.}$$

Все рассчитанные показатели можно свести в общую таблицу расходов, согласно которой общая сумма затрат при строительстве перехода МТ диаметром 880 мм и длиной 100 м через сейсмически активный разлом с применением укладки в траншею геоматериалов нового поколения составит 1,569 млн. руб.

Таблица 14 – Общая сумма затрат

<i>Расходы</i>	<i>Стоимость (руб.)</i>
Грунт и геоматериалы	1141386
Дизельное топливо	92000
Оплата труда	47817,73
Страховые взносы	14536,03
Амортизационные отчисления	6608,4
Прочие расходы	4781,77
Всего затрат	1307129,93
Накладные расходы (20%)	261425,98
Итого	1568555,91

Вывод по разделу

Согласно проведенным расчетам, стоимость подводного перехода через реку Белая с применением специальной конфигурации траншеи составит 1568555,91 руб. В структуре затрат занимают подготовительные работы.

Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

В соответствии с федеральным законом РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» [17], работники сталкиваются с вредными условиями труда. Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливается в соответствии статей коллективного договора, Трудового кодекса или других внутренних документов предприятия. Законодательством предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать компенсации:

- Бесплатное лечение и оздоровление,
- Надбавка за вредность в размере не меньше 4% от оклада;
- Оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней);
- Надбавка за вредность в размере не меньше 4% от оклада;
- Уменьшение количества рабочих часов до 36 часов в неделю и меньше;

Все рабочие должны быть снабжены специальной одеждой, ИТР, механизаторы, рабочие должны иметь отличительные жилеты, позволяющие определить принадлежность строительной организации, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты согласно приказа Минздарсоцразвития РФ «Об утверждении межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» от 01.06. 2009 №290 Н. Средства защиты должны быть сертифицированы согласно постановлению Правительства РФ от 01.12.2009 г. N 982 «Об утверждении единого перечня продукции, подлежащей обязательной сертификации, и единого перечня продукции, подтверждение соответствия которой осуществляется в форме

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		111

принятия декларации о соответствии»

Технические и организационные меры безопасности при подготовке объекта к выполнению работ составляются при разработке ППР и оформлении наряда-допуска на каждый вид работ и место их проведения.

7.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Погрузочно-разгрузочные работы следует выполнять механизированным способом при помощи подъемно-транспортного оборудования и средств малой механизации.

Площадку для погрузо-разгрузочных работ следует содержать в чистоте и порядке, не загромождать и не захламлять ее. На ней необходимо обеспечить и обозначить проезды, разъезды и развороты транспорта.

Кран необходимо устанавливать на все опоры. Под опоры подкладывать подкладки, являющиеся инвентарной принадлежностью крана.

Работы по подъему и поддержанию технологической крепи следует производить аттестованными и назначенными приказом стропальщиками под руководством аттестованного и назначенного приказом ответственного за безопасное производство работ кранами-трубоукладчиками, грузоподъемными кранами. (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения»).

Скорость движения автотранспорта на территориях, строительных площадок и вблизи мест производства работ не должна превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		112

При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны 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 [9].

Необходимо проведение регулярных инструктажей по технике безопасности и практических занятий для приобретения устойчивых навыков использования необходимых технических средств, СИЗ, приспособлений и соблюдения необходимых мер безопасности в период проведения учебных мероприятий.

Лица, виновные в нарушении настоящих правил, несут ответственность (дисциплинарную, административную или иную) в порядке, установленном действующим законодательством [1].

7.3 Производственная безопасность

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, которые предотвращают или уменьшают вероятность воздействия на человека, опасных и травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

К производственной безопасности относятся организационные мероприятия и технические средства защиты от поражения электрическим током, защита от механических травм движущимися механизмами, подъемно-транспортными средствами, обеспечение безопасности систем высокого давления, методы и средства обеспечения пожаровзрывобезопасности и т. д.

Таблица 15 – Вредные и опасные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ	Нормативные документы
	Проведение восстановительных работ методом ремонтных конструкций	
1. Повышенный уровень шума;	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ
2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей среды;	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	+	СП 52.13330.2016
4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ
5. Превышение уровней вибрации;	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ
6. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;	+	ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ
7. Электрический ток	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
8. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
9. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ

7.4 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1) Повышенный уровень шума.

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при ремонте МН (бульдозеры, экскаваторы, автокран). Действие шума на человека

определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления. Основные методы борьбы с шумом:

- использование средств, снижающих шум (звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ) – наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха.

2) Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для Томской области составляет +37оС, минимальная -51оС. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спец обувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спец обувь со специальными видами обогрева.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

3) Недостаточная освещенность рабочей зоны.

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		115

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

4) Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для нефтепродуктов ПДК равно 300 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

5) Превышение уровней вибрации.

Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [13].

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них);
- введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих.

6) Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

Район прокладки магистрального нефтепровода приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		116

результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Так как работы производятся в летний период.

7.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов

1) Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке.

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

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

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

2) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

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

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		117

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

Для проезда строительной техники через действующие трубопроводы и другие подземные коммуникации предусмотрено устройство переездов, обеспечивающих их сохранность и безопасную эксплуатацию.

7.6 Экологическая безопасность

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

1) Воздействие на атмосферу.

При проведении ремонта в атмосферу попадают пары нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара.

2) Воздействие на гидросферу.

При проведении строительно-монтажных по естественным водостокам в водные объекты могут попасть загрязняющие вещества с работающей техники. Необходимо исключить слив отработанного масла, разлив горюче-смазочных материалов, мойку механизмов и автотранспорта в неустановленных для этого местах и т. п.

Нефть и нефтепродукты оказывают влияние на природные воды. Несмотря на низкую растворимость в воде, небольшого количества нефти достаточно, чтобы резко ухудшилось качество воды. В воде нефтепродукты могут подвергаться одному из следующих процессов: ассимиляции водными организмами, повторной седиментации, эмульгированию, образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению.

3) Воздействие на литосферу.

При выполнении работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах строительно-монтажных магистрального нефтепровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		118

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;
- загорание торфяников и естественной растительности.

Наиболее опасны при попадании на почву тяжелые фракции нефти. Они ухудшают водно-физические свойства почв из-за цементации порового почвенного пространства. Попадание парафиновой нефти в почву ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок. Они опасны для почвы, так как, имея низкую температуру застывания, они прочно закупоривают поры и каналы почвы, по которым происходит обмен веществ между почвой и сопредельными средами.

Защита атмосферы. С целью снижения количества испарений нефти с поверхности временного амбара его поверхность покрывают специальными химическими составами, которые значительно сокращают вредные выбросы в атмосферу.

Так же, значительно снизить выбросы паров нефти и нефтепродуктов в атмосферу позволит снижение температуры продукта и улучшенная герметизация емкостей хранения.

Защита гидросферы. Для восстановления существовавшей до начала выполнения строительных 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.

В случае попадания нефтепродукта в водоёмы применяются нефтесборщики, сорбенты, боновые заграждения.

Защита литосферы. На период проведения работ по строительству магистрального нефтепровода, проезд к площадке предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных нефтепроводов. Все строительномонтажные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности. По окончании строительномонтажных работ вносятся удобрения, известь, производится рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода.

Проектной документацией предлагается проведение экологического мониторинга до начала строительства, вовремя его, и после завершения строительномонтажных. Мониторинг направлен на получение информации о фактическом состоянии компонентов природной среды.

7.7 Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от земляных работ

Расчетные формулы, исходные данные

Материал: Глина

Валовый выброс загрязняющих веществ определяется по формуле:

$$П=K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot B \cdot GГ \text{ т/год (2)}$$

Очистное оборудование: Отсутствует

$K1=0.05000$ - весовая доля пылевой фракции в материале

$K2=0.02$ - доля пыли, переходящая в аэрозоль

$U_{cp}=4.20$ м/с - средняя годовая скорость ветра

$U^*=8.50$ м/с - максимальная скорость ветра

Зависимость величины $K3$ от скорости ветра

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		120

Скорость ветра (U), (м/с)	K3
1.5	1.00
2.0	1.20
2.5	1.20
3.0	1.20
3.5	1.20
4.0	1.20
4.2	1.20
4.5	1.20
5.0	1.40
6.0	1.40
7.0	1.70
8.0	1.70
8.5	1.70

$K4=1.000$ - коэффициент, учитывающий защищенность от внешних воздействий (склады, хранилища открытые: с 4 сторон)

$K5=0.20$ - коэффициент, учитывающий влажность материала (влажность: до 9 %)

$K7=0.40$ - коэффициент, учитывающий крупность материала (размер кусков: 100 - 50 мм)

$K8=1$ - коэффициент, учитывающий тип грейфера (грейфер не используется)

$K9=1.00$ - коэффициент, учитывающий мощность залпового сброса материала при разгрузке автосамосвала

$B=0.50$ - коэффициент, учитывающий высоту разгрузки материала (высота: 1,0 м)

$G_r=860386.00$ т/г - количество перерабатываемого материала в год

Максимально-разовый выброс загрязняющих веществ определяется по формуле:

$$M=10^6/3600 \cdot K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot B \cdot G_q \text{ г/с (1)}$$

$G_q=G_{tp} \cdot 60/t_p=30.00$ т/ч - количество перерабатываемого материала в час, рассчитанное в соответствии, где $G_{tp}=30.00$ т/ч - фактическое количество

перерабатываемого материала в час $t_{p \geq 20} = 60$ мин. - продолжительность производственной операции в течение часа

Таблица 17

**Разбивка по скоростям ветра
Пыль неорганическая: 70-20% SiO₂**

Скорость ветра (U), (м/с)	Макс. выброс (г/с)	Валовый выброс (т/год)
1.5	0.3333333	
2.0	0.4000000	
2.5	0.4000000	
3.0	0.4000000	
3.5	0.4000000	
4.0	0.4000000	
4.2	0.4000000	41.298528
4.5	0.4000000	
5.0	0.4666667	
6.0	0.4666667	
7.0	0.5666667	
8.0	0.5666667	
8.5	0.5666667	

Таблица 18

Результаты расчета

Код в-ва	Название вещества	Макс. выброс (г/с)	Валовый выброс (т/год)
2908	Пыль неорганическая: 70- 20% SiO ₂	0.5666667	41.298528

7.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении работ по ремонту и монтажу магистрального нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

- ошибочные действия персонала при проведении ремонтных и монтажных работ, несоблюдение очередности оперативных переключений трубопроводов и запорной арматуры и др;

- отказ приборов контроля и сигнализации;
- порыв трубопровода при его подъеме;
- взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов;
- разрушение нефтепровода;
- падение автокрана в котлован.

Для исключения возникновения аварийных ситуаций рекомендуется:

- своевременно проводить планово-предупредительные ремонты;

- запретить оставлять открытой запорную арматуру на неработающем нефтепродуктопроводе;

- исполнителей работ обязательно ознакомить с правилами ведения работ в охранной зоне МН

Мероприятия и состав аварийных средств для ликвидации возможного аварийного разлива нефти должны соответствовать существующему «Плану по ликвидации возможных аварий на линейной части магистральных нефтепродуктопроводов».

В случае повреждения нефтепродуктопровода или при обнаружении выхода нефти при выполнении работ руководитель работ обязан:

- прекратить все работы в охранной зоне нефтепродуктопровода;

- заглушить все работающие механизмы в зоне аварии;

- вывести персонал из зоны аварии и организовать охрану зоны аварии для предотвращения доступа посторонних лиц;

- отвести технические средства на безопасное расстояние вне зоны аварии;

- известить диспетчера РНУ аварии;

- оградить место аварии аварийными знаками, флажками;

- до прибытия на место аварии руководителя аварийной бригады действовать согласно оперативной части «Плана по ликвидации возможных аварий на ЛЧ МНПП»;

- по прибытии на место аварии руководителя аварийной бригады выполнять его распоряжения согласно «Плану по ликвидации возможных аварий на ЛЧ МНПП».

Вывод по разделу

Социальная ответственность является одним из наиболее важных разделов ВКР, который отражает вопросы экологии, охраны труда и промышленной безопасности. Мною проделанный анализ в данном разделе показал, что при строительстве ППМТ возникает множество опасных и вредных факторов. Промысловый нефтепровод является опасным производственным объектом, который способен нанести ущерб человеку и природе, поэтому рабочие обязаны использовать средства индивидуальной защиты и быть социально застрахованным. После проведения работ проводятся меры по минимизации ущерба окружающей среде.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		124

Заключение:

Среди бестраншейных методов прокладки нефтегазопроводов можно выделить три наиболее часто применяемых технологии: ГНБ, микротоннелирование и комбинированный метод – Direct pipe. Не смотря на схожесть данных технологий можно с уверенностью сказать, что последний метод имеет ряд весомых преимуществ. Среди них сокращение временных затрат на производство работ за счет одноэтапной проходки, возможность использования метода практически в любых геологических условиях, применение стальных трубопроводов, возможность использования более дешевого бурового раствора, высокая точность метода, малое перекрытие над трубопроводом и прокладка трубопроводов на более протяженные дистанции.

Таким образом увеличивается эффективность и качество выполненных работ, а относительная легкость контроля и проведения навигации позволяет выполнять масштабные проекты.

					<i>Разработка предложений по обеспечению безопасного Строительства перехода через водную преграду р. Белая по технологии Direct Pipe®</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Логачев А.М.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					125	142
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>				НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

Список использованных источников

1. Лопатина А.А., Сазонова С.А. Анализ технологий укладки труб // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Строительство и архитектура. – 2016. – Т. 7, № 1. – С. 93–111. DOI: 10.15593/2224-9826/2016.1.12.
2. СТО НОСТРОЙ 2.27.124-2013 Освоение подземного пространства. Микротоннелирование. Правила и контроль выполнения, требования к результатам работ. введ. 2015-05-21. – М.: ООО Издательство «БСТ», 2015.
3. Электронный журнал Neftegas.ru [Электронный ресурс] // Техническая библиотека: Транспортировка и хранение. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/transportirovka-i-khranenie/142119-mikrotonnelirovanie/> (дата обращения 03.05.2022).
4. Вис-мос [Электронный ресурс] // Горизонтально направленное бурение. URL: <https://vis-mos.ru/ru/activity/gorizontalno-napravlennoe-burenie/> (дата обращения 03.05.2020).
5. Seromax [Электронный ресурс] // Direct pipe. URL: <http://seromax.ru/podzem-4.html> (дата обращения 03.05.2022)
6. New Ground [Электронный ресурс] // Горизонтально направленное бурение. URL: <http://www.new-ground.ru/vidy-rabot/gorizontalnoe-burenie.php> (дата обращения 03.05.2022).
7. ЕКХ [Электронный ресурс] // Прокладка трубопроводов методом микротоннелирования. URL: <https://ekh77.ru/uslugi/mikrotonnelirovanie.html> (дата обращения 03.05.2022).
8. Herrenknecht [Электронный ресурс]. URL: <https://ru.herrenknecht.com> (дата обращения 03.05.2022)

					<i>Разработка предложений по обеспечению безопасного Строительства перехода через водную преграду р. Белая по технологии Direct Pipe®</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Логачев А.М.</i>					126	142
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>						
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
						НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

9. ГОСТ ИСО 21467-2011 Машины землеройные. Машины для горизонтального направленного бурения. Терминология и эксплуатационные показатели надёжности.

10. Межгосударственный свод правил по ГНБ.

11. ГОСТ 16293-89 Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основные параметры

12. СНиП 2.02.05-87 Фундаменты машин с динамическими нагрузками.

13. ГОСТ 4.233-86 Система показателей качества продукции. Строительство растворы строительные. Номенклатура показателей.

14. СП 49.13330.210 "Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования".

15. СП 120.13330.2012 "СНиП 32-02-2003 Метрополитены".

16. Technische neuerungen in der dritten dimension für no dig verfahren dipl.-ing. Werner suhm, mitglied des vorstands der herrenknecht ag, schwanau, deutschland.

17. Стандарт DWA-A 125E Проходка методом продавливания и сопутствующие технологии, декабрь 2008.

18. Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения, СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011, Филиал ОАО ЦНИИС Научно-исследовательский центр "Тоннели и метрополитены", Москва 2012

19. I. V. Ivanova , M. A. Ramzaeva , M. R. Teregulov. / Comparative Strain-Stress State Analysis of the Pipeline During the Construction of the Trunk Line Underwater Passage by the Directed Drilling Method. // International science and technology conference "Earth and Environmental Science", 2021. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/666/3/032045/pdf>

20. A. B. Letopolsky, P. A. Korchagin, I. A. Teterina. / The design of the guide frame of the tunneling shield for laying communications under the riverbed. // International science and technology conference " Materials Science and

Engineering", 2021. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/709/4/044028/pdf>

21. Burkov P., Chernyavskiy D., Burkova S., E. C. Konan. / Simulation of pipeline in the area of the underwater crossing. // International science and technology conference "Earth and Environmental Science", 2020. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/21/1/012037/pdf>.

22. O.A. Krasovskaya, V.E. Vyaznikov, A.E. Chigir / Designing trenchless technologies in oil and gas engineering // International science and technology conference "Earth and Environmental Science", 2022. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/979/1/012174/pdf>

23. M.S. Norizam, A.N. Nuzul, H.S. Zulhaidi, A.A. Aziz, N.A. Fadzilah/ Literature review of the benefits and obstacle of horizontal directional drilling. // International science and technology conference "Materials Science and Engineering" 2017, URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/271/1/012094/pdf>

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		128

Приложение А

Literature Review

Proposal development for the safe water crossing constructions Direct Pipe® Technology

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Логачёв Артём Михайлович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев Алексей Львович	д.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	К.филолог.н.		

Introduction

Pipeline transportation of gas, oil and petroleum products is currently the main method of hydrocarbon delivery from production sites to the final consumer. The network of trunk pipelines has a significant length, large diameter, significant age and high pumping pressure. Pipelines of this length cross a great variety of obstacles: small and large rivers, water reservoirs, lakes, deep swamps, which are composed of weak soils. Building pipelines through obstacles is not an easy task.

Thus, it is necessary to consider the factors influencing reliability of subsea pipeline sections. The issue is stipulated by complexity of designing, construction and repair, as well as by damage, caused to environment as a result of accidents and leaks of the transported product.

Comparative Strain-Stress State Analysis of the Pipeline During the Construction of the Trunk Line Underwater Passage by the Directed Drilling Method

I. V. Ivanova et al. [1] determined the stress-strain state of a section of an underwater crossing of a trunk pipeline using Ansys software. In the paper, the authors proposed a method for calculating the stress state, considering the deformation of the pipeline cross section during pulling through.

Ensuring stable and safe operation of oil pipelines is one of the most important tasks in construction and operation of any pipeline system. From the point of view of oil pipeline operational reliability, crossings through natural and artificial obstacles can be referred to the sections with increased operational risk.

High operational risk of any underwater crossing in comparison with the main part of the trunk pipeline is determined not only by probability of emergency situation, but also by big ecological problems and economic expenses for liquidation of its consequences. The terms for elimination of failures at submerged crossings are many times longer than at the onshore part of oil pipelines, and their repair is comparable with the construction of a new section in complexity and costs.

Transneft currently operates more than 1,400 crossings with a total length of about 3,000 km.

Directional drilling is becoming increasingly popular for underwater crossings. Directional drilling technology allows construction in a wide range of hydrogeological conditions, with minimal excavation, which is one of the fundamental advantages of this method along with its economic feasibility in comparison with the trenching method. Directional drilling method has also its disadvantages, the main of which is the deformation of the pipeline cross-section during pulling.

The main purpose of the work was to calculate the stress-strain state of the pipeline while pulling it through. The influence of pipeline geometry change in accordance with the borehole profile depending on the time.

At the moment, Transneft system has the main document defining construction methods and design standards for underwater crossing by directional drilling method:

RD-91.040.00-KTN-132-18 “Construction of underwater crossings of oil pipelines by directional drilling”.

The main formula for determining the stress-strain state of the pipeline is the formula for maximum stresses in the pipeline at the section of approach to the well (the section that is located on the roller supports before entering the well), which must satisfy the condition:

$$\sigma_{max} = \frac{T_{max}}{F} + \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho_{min}} \leq K \cdot R_H$$

where: σ_{max} - value of maximum stress in the pipeline, MPa;

T_{max} - maximum value of tractive force required to move the pipeline string on the downpipe section, kN;

E - modulus of elasticity of steel, MPa;

D_H - minimum value of the pipeline bend radius, determined depending on the trace of the descent route and location of supports, m;

ρ_{min} - external diameter of the pipeline, m;

F - cross-sectional area of the pipeline, m²;

R_H - normative resistance of pipe metal; minimum value of yield strength according to the minimum value of yield strength according to pipe certificate, MPa;

K - generalized coefficient, considering pipeline operation conditions and combination of loads, $K = 0.75$.

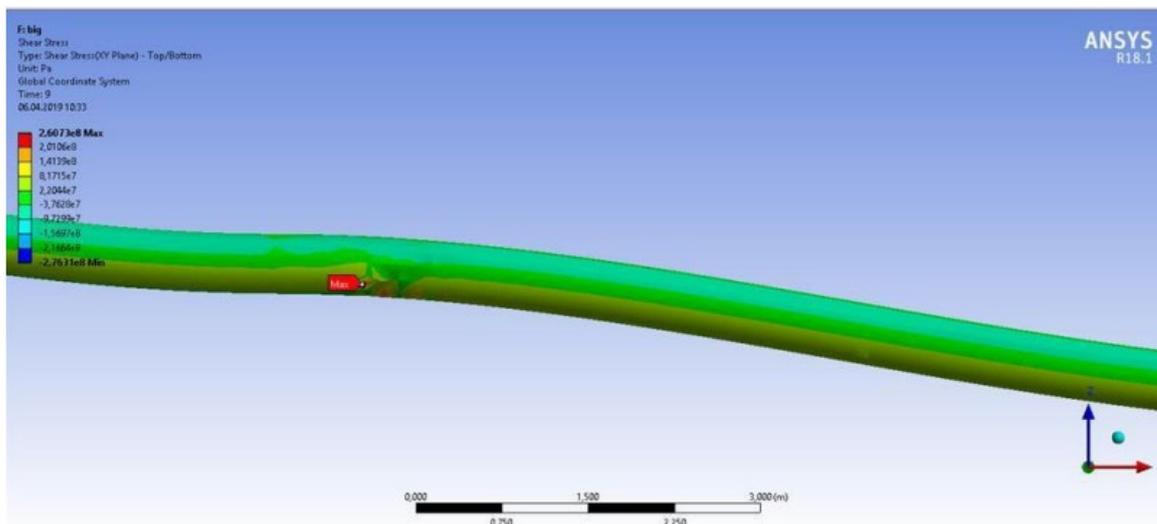


Figure 1: Results of the analysis of stress and strain behavior at a distance of 10 m between the sections.

Based on the results of the calculation according to the given methodology, the stress values are within the permissible range, and the resulting stresses do not exceed the permissible values.

The disadvantage of this method is the determination of the maximum stress in the pipeline only in the approach section. The method does not calculate the bending stresses arising in the pipeline during its pulling through.

The problem of defining stressed-strained state of pipeline during underwater crossing construction by directional drilling method in the course of its pulling

through remains unstudied. For its solution it is necessary to do a numerical simulation by the finite element method in the Ansys software.

Based on the obtained results, we can draw the following conclusions: the disadvantage of the existing method is the determination of maximum tension in the pipeline only at the approach section of the section. This method does not calculate bending stresses arising in the pipeline during its pulling through. The proposed method assesses the stress-strain state of the pipeline along the entire length of the borehole profile. The modeling algorithm presented in the work allows to estimate stress-strain state of the pipeline by solving an inverse problem on the basis of known design data of the route profile.

The design of the guide frame of the tunneling shield for laying communications under the riverbed

A. B. Letopolsky et al. [2] presented a variant of improving the working equipment of tunnel boring complex for laying underground communications, including main pipelines. The method of trenchless laying of underground utilities, consisting in a combination of horizontal directional drilling and microtunneling methods, is proposed.

Development and exploitation of underground space is a relevant construction technology nowadays when in order to keep mobility, an overwhelming number of infrastructure objects deliberately diverted underground. This applies not only to tunnels and collectors, but also to underground utilities.

There are two ways to build and lay underground utilities: open and closed. The open method involves damaging the earth's surface, digging a trench, stopping traffic and damaging the environment. This makes the open method of development unprofitable.

The second method of development is more promising, it requires minimal opening of the earth's surface, using specially designed machines. Such technology includes a tunneling shield, an installation for horizontal directional drilling. Such

tunneling equipment guarantees high accuracy of the work performed, since it is controlled by high-precision, technological navigation devices. This makes trenchless laying one of the main ways of communication laying.

Despite the advantages of the closed method of underground utility laying, there are a number of disadvantages that need to be addressed with new technological and engineering solutions that ensure high safety and efficiency of construction.

In order to successfully implement many projects with minimal costs, the researchers proposed an installation which does not require the construction of preliminary mines and a large area for the installation of a drilling machine and makes it possible to combine drilling, pipe laying, welding and insulation.

To increase the productivity of the work, it was proposed to replace the jacking station with a universal propulsion frame (Fig. 2). No changes are made in the design of the tunneling shield. This solution will allow controlling the trajectory of pipe. In addition, it eliminates the need to build the starting and receiving pits.

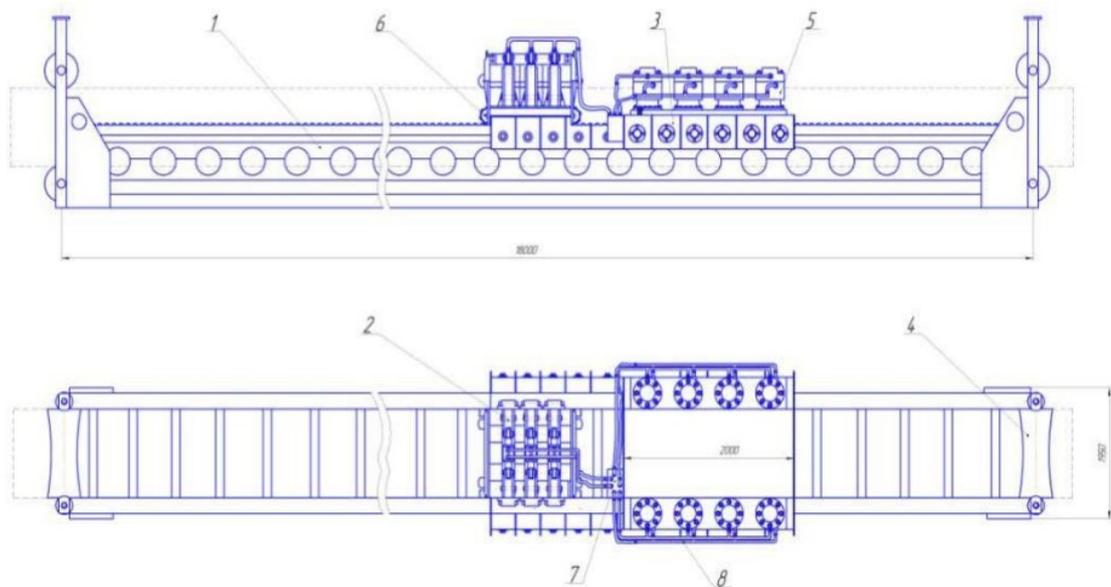


Figure 2: Guiding frame

The proposed design includes: 1. frame; 2 - hydraulic grip; 3 - mobile platform; 4 - roller; 5 - hydraulic motor; 6 - gear; 7 - the valve; 8 - hydraulic hoses.

The methods of trenchless laying of communications are considered effective because they require minimal excavation and ensure safe construction of communications, both in the city and beyond, for example, under sea bays, rivers and mountain ridges.

The proposed design of the tunnel shield frame does not require the construction of a preparatory shaft and a platform for the installation of a drilling machine and allows you to combine in one working stage drilling, pipe laying, welding and insulation work.

Simulation of pipeline in the area of the underwater crossing

Burkov P. et al. [3] in their article investigated the stress-strain behavior of a section of the Aleksandrovscoe-Anzhero-Sudzhensk main oil pipeline using the Ansys software package.

Underwater crossings of trunk oil pipelines belong to the most critical sections of these structures. That is why high requirements are imposed on the reliability of underwater crossings, as even insignificant damages lead to grave ecological consequences. Increase of pipeline reliability becomes an urgent problem at all stages: designing, construction and operation of pipeline systems. It is very important to determine the adequacy of the behavior of the constructed pipeline under operational and environmental loads to the model calculation accepted by the rules and regulations.

The purpose of the research under consideration was to investigate the stress-strain state of an underwater crossing in a wetland section of a pipeline. The calculation of stress-strain state of pipeline structures based on resistance coefficients of materials and structural mechanics does not allow carrying out adequate analysis of pipeline strength with the required accuracy, and in some cases can give wrong idea about the structure. Nowadays, numerical methods are being intensively developed, which allow considerably expanding the class and statement of the problems to be solved due to a fuller consideration of real loading conditions

and properties of used materials. The method of finite element analysis (FEA) has become the most widespread among them. The advantages of finite element analysis are the minimum requirements to the initial data and the optimal representation of the results. Consideration of the influence of temperature and structural work does not create great difficulties for the implementation of the method.

The use of finite element analysis in structural analysis is now the world standard for structure strength and other related calculations. This is based on the versatility of finite element analysis, which allows a single method to be used to calculate various structures with different material properties. The information received as a result of stress-strain state evaluation of pipelines makes it possible to determine sections in pre-emergency condition and take all necessary measures to eliminate them, thus increasing pipeline system reliability.

The results of calculations are shown in figures 3 and 4.

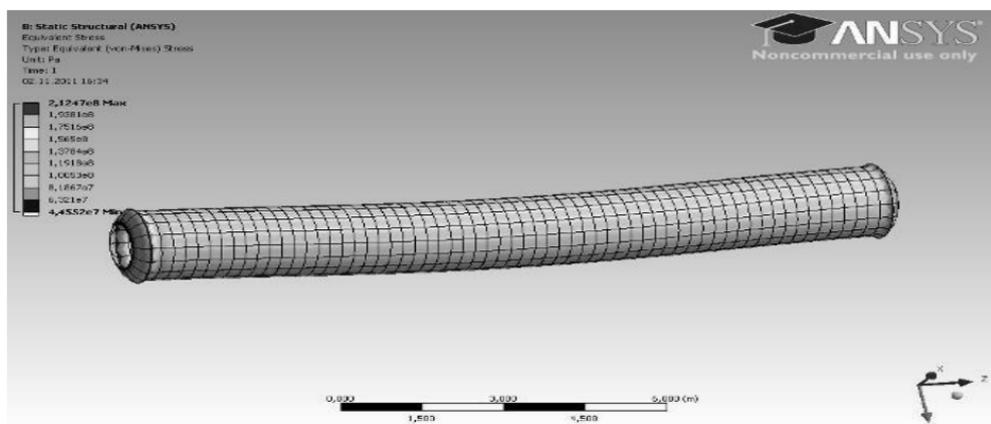
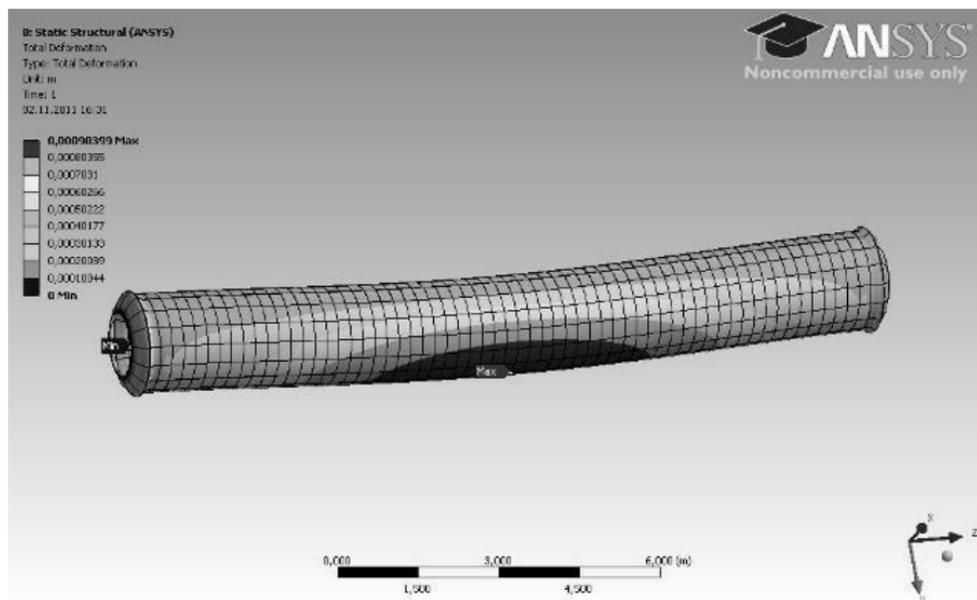


Figure 3: Calculated Mises deformation background of the studied area



¶ Figure 4: General shifts.

Based on the obtained and presented results, the following conclusions can be made:

- The most critical cross-section of the pipeline is at the point of transition from one environment to another; here the maximum deformations are observed, which reduce the level of pipeline reliability;
- The total shear varies along the pipe length and significantly depends on the influence of distributed loads from the weight of the pipe and oil transported, as well as hydrostatic pressure and buoyancy of water. The most critical cross-section is located in the middle of the pipeline.

Designing trenchless technologies in oil and gas engineering

O.A. Krasovskaya et al. [4] in their article considered the design of trenchless technologies for pipeline rehabilitation in oil and gas construction, taking into account the state of existing pipelines, the need for laying polyethylene pipes, their strength and hydraulic parameters.

Trenchless rehabilitation of oil pipelines is a rational way of targeted repair of worn-out sections of oil and gas pipeline systems. The technology allows restoring pipelines with minimum effort, time and money, since it does not require global

destruction of the covering with the following landscape restoration. In the process of installation, the pipeline is repaired from inside the worn-out section. Such repairs cost several times less than the traditional replacement of a worn-out piping system.

Protection against internal corrosion remains one of the main problems of pipeline transport. According to various estimates, corrosion wear of oil pipelines is about 60% and the number of failures per year is 40-70 thousand. Corrosion can be eliminated by various methods, including applying an anti-corrosion coating to the inside surface, treating the pumped liquid with chemicals, and creating corrosion-resistant pipes. Despite the high costs, defects continue to develop and the amount of emergency repair work does not decrease.

According to various sources, 1-3% of deteriorated pipelines are repaired each year. Moreover, replacement and repair are usually done by trenching. With this technology, it takes 40 to 50 years to replace worn-out pipelines. During this period, all other pipelines fail. Thus, there is a mismatch between the need and the actual amount of repair. This mismatch is difficult to overcome when using old repair technologies associated with large volumes of excavation work. The problem is particularly acute in populated areas, at sections with a large number of crossings, at underwater crossings of large rivers, and in areas developed by directional drilling. In the latter case, the pipeline is considered unsuitable for repair, as it is impossible to open it due to its great depth and difficult accessibility.

Currently about 95% of the scope of laying and reconstruction works is performed by trenchless methods, which have a number of positive features. They solve the problem of inaccessibility of the pipeline for repair and allow reducing the cost of repair by 10-40%.

Different methods are traditionally used to restore the pipelines damaged by corrosion, the main of which involves trench opening and replacement of separate sections or the whole pipeline with the same short-lived steel pipes. Progressive types of technologies for trenchless rehabilitation of underground pipelines damaged by corrosion were described. The most progressive method of pipeline rehabilitation

is the use of polyethylene pipes; it is a new technology developed for different pipeline operating conditions. This study used formulas for calculation the pipeline rehabilitation in oil and gas industry and methods of mathematical modeling.



Figure 5. Plastic section

The most progressive and affordable method of pipeline rehabilitation is the use of plastic pipe sections, which involves opening and cutting of the end sections, inserting a cable into the steel pipeline using plugs with compressed air or water supply, measuring the pipeline channel, welding plastic pipe sections, filling the space behind the pipe with cement mortar and connecting the lined sections to each other. One of the labor-intensive operations is pulling a cable with plugs, which are a package of rubber sleeves with a traction cable attachment point, moved to the pipeline with the help of working fluid or compressed air. In recent years, a self-propelled fiberglass reel has been used instead of a traction cable. The spool consists of fiberglass, wound on a movable cage, which retains a high elasticity and motive force. Therefore, it unwinds in the rehabilitated pipeline and goes through all the bends.

Reasons for restoring piping are:

- Elimination of contact between the pipe wall and the fluid being transported to prevent mutual damage (such as internal corrosion or water contamination);
- The need to repair leaks or prevent the ingress of groundwater or leakage of the conveyed fluid;
- Mechanical damage;
- Unsatisfactory hydraulic characteristics of the pipeline.

The choice of the appropriate pipeline rehabilitation system depends on what operating parameters the pipe does not meet and why this mismatch occurs. The following design criteria can be taken into consideration:

- Condition of the existing pipeline;
- Aspects of polyethylene pipe stretching;
- Aspects of mechanical strength;
- Hydraulic aspects.

Benefits and obstacle of horizontal directional drilling

M.S. Norizam et al. [5] conducted research to assess the advantages and obstacles associated with the use of HDD method in construction. The HDD method is carried out in three stages, in the beginning it was used only in the oil and gas industry when laying oil pipelines, but usually in large crossings, such as rivers, railways and highways. Later, this method was also adopted and used in the construction industry to lay utilities such as water lines, telecommunications conduits, power cables, gas pipes, sewer pipes, etc. However, its use was limited to the construction of crossings because the cost of this construction method is still higher compared to the traditional open-cut method. Finally, the HDD method was widely used in areas that are congested with utilities, as space for using other construction methods is almost impossible.

Over the last thirty years, the demand for this method has increased significantly, largely due to the environmental awareness of local authorities and the public. Among the reasons why the HDD method provides less interference with traffic and the public, lower cost of rehabilitation in congested urban areas, less noise, dust and minimal import/export of construction materials.

The ability to lay utilities of varying sizes from 50 mm to 900 mm in diameter and up to 1,700 m in length allows the HDD method to offer an alternative to

traditional methods with minimal excavation on the surface. From 1992 to 2016 about 40 thousand HDD installations were sold worldwide.

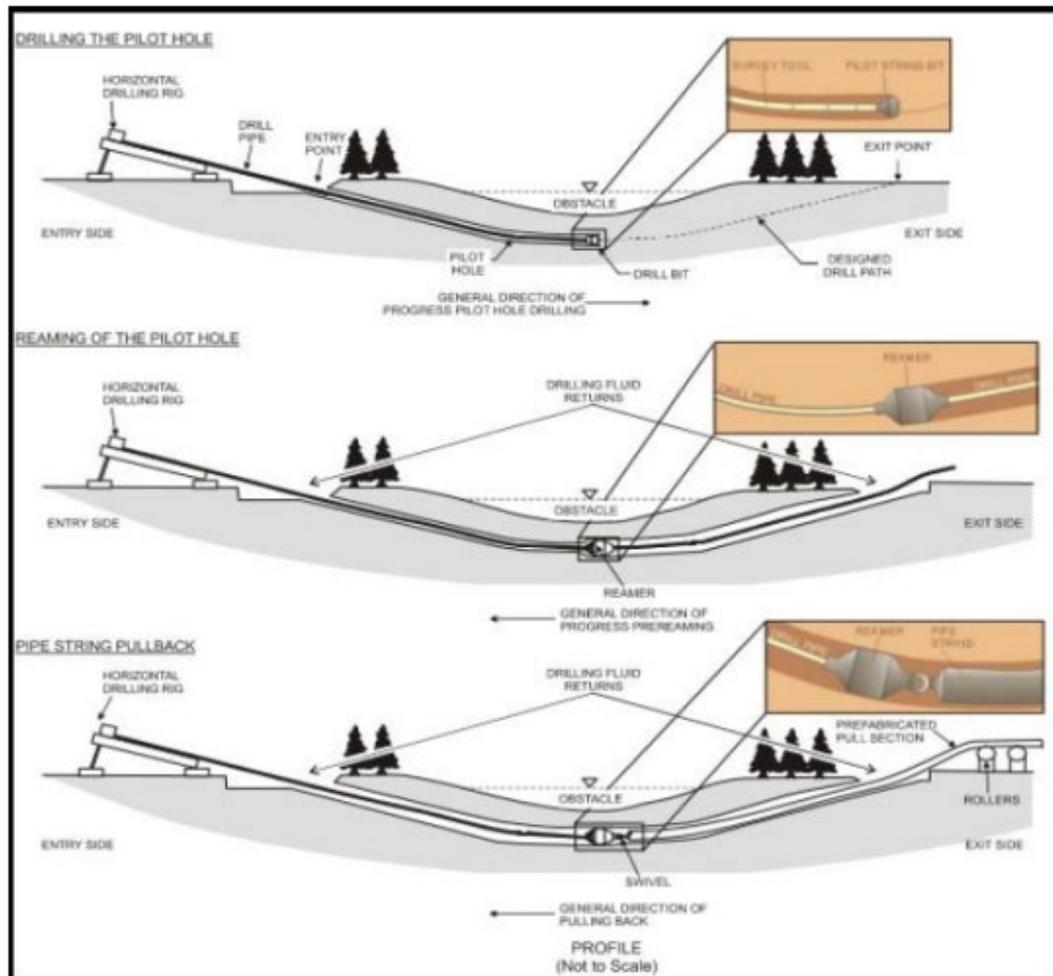


Figure 6. HDD process

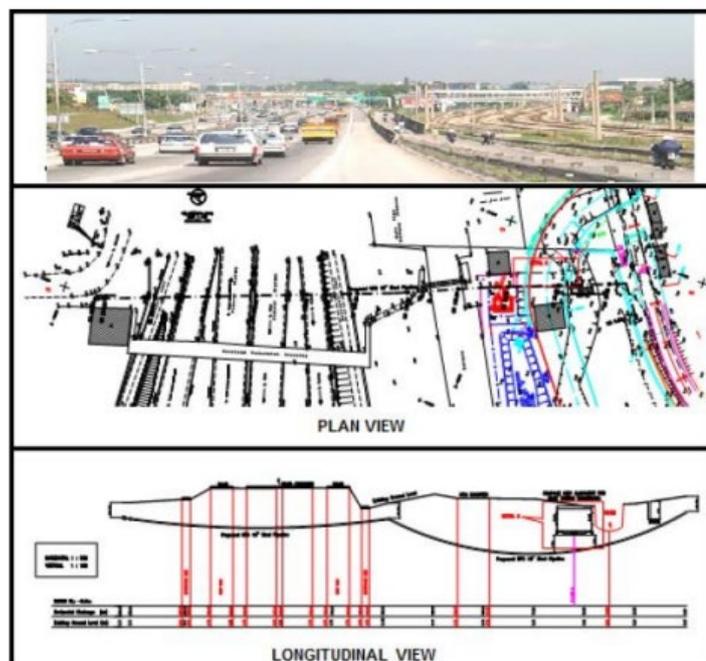


Figure 7: HDD crossing of federal highway, railroad tracks and river

Figure 7 shows a photograph of the project site, plan view and longitudinal plan, where HDD work was performed to cross a federal highway, railroad track and river.

Advantages of using the HDD method are as follows:

When using HDD method, open excavation is minimal. Excavation is only required at the launching and receiving points. For example, if the HDD profile is 200 m away, the excavation work is only about 2 m (width) x 4 m (length) x 3 m (depth) X 2 places for the launching/receiving pits. In addition, these pits can be located in a suitable location with the possibility of bypassing the pavement. Even if it is necessary to place it on the pavement, the distance is only about 8 m of the total distance. In contrast, the conventional open excavation method requires an open excavation of the total length.