

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



Институт: Институт природных ресурсов  
Направление: Нефтегазовое дело  
Кафедра: Транспорта и хранения нефти и газа

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов с применением метода наклонно-направленного бурения

УДК 622.692.4.076.001.5:556

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Павлов Михаил Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭБЖ	Крепша Н.В.	к.г.-м.н.		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ИЯПР	Уткина А.Н.	к.ф.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Томск – 2016 г.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические» гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные таны всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

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



Институт: Институт природных ресурсов  
 Направление: Нефтегазовое дело  
 Кафедра: Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой  
 \_\_\_\_\_ Рудаченко А.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

Магистерской диссертации <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
---

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4А	Павлову Михаилу Николаевичу

Тема работы:

Совершенствование технологии сооружения подводных переходов трубопроводов с применением метода наклонно-направленного бурения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 28.04.2016 №3284/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<i>Патенты на полезные модели, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники.</i>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введение</li> <li>2. Литературный обзор</li> <li>3. Объект и методы исследования</li> <li>4. Местность размещения объекта</li> <li>5. Анализ существующих методов строительства подводных переходов</li> <li>6. Метод тоннельного дюкера (труба в трубе)</li> <li>7. Расчетная часть</li> <li>8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>9. Социальная ответственность при модернизации и эксплуатации установки комплексной подготовки газа</li> <li>10. Заключение</li> </ol>

**Перечень графического материала**

**Таблицы – 23:**

- Парметры водного объекта в районе строительства перехода;
- Характеристика перехода через реку;
- Область применения методов прокладки трубопроводов через естественные препятствия;
- Основные технические характеристики установок наклонно-направленного бурения;
- Весовые характеристики трубопровода на единицу длины;
- Зависимость расчетного напряжения по Мизесу и перемещения трубопровода относительно расстояния между роликковых опор;
- Процесс строительства подводного перехода методом ННБ;
- Расчет стоимости материалов на проведение работ;
- Расчет амортизационных отчислений;
- Расчет заработной платы сотрудников за выполненную работу по методу ННБ;
- Тарифы на социальные отчисления;
- Отчисления во внебюджетные фонды;
- Затраты на проведения организационно-технического мероприятия;
- Расчет стоимости материалов на проведение работ;
- Расчет амортизационных отчислений;
- Расчет заработной платы сотрудников за выполненную работу по траншейному методу;
- Отчисления во внебюджетные фонды;
- Затраты на проведения организационно-технического мероприятия;
- Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству подводных переходов газопровода способом наклонно-направленного бурения;
- Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука;
- Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по строительству подводного перехода методом ННБ;
- Первичные средства пожаротушения.

**Рисунки – 23:**

- Профиль трубопровода на программе Drill Site;
- Схема рабочего органа винтоповоротного проходческого агрегата;
- Микроцит тоннелепроходчика (метод кривых);
- Геоход;

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Многоканальный трубопровод методом тоннельного джукера;</li> <li>– Конструктивные особенности многоканальных трубопроводов;</li> <li>– Типы опорно-направляющих устройств;</li> <li>– Схема построения продольного профиля трубопровода, прокладываемого способом ННБ;</li> <li>– Профиль участка подводного перехода газопровода;</li> <li>– Угол скважины в точке 3;</li> <li>– Профиль участка 2-3;</li> <li>– Профиль участка 4-5;</li> <li>– Профиль участка 2-3-4-5;</li> <li>– Профиль участка 1-2-3-4-5;</li> <li>– Профиль участка 1-2-3-4-5-7;</li> <li>– Схема установки роликовой опоры;</li> <li>– Балластировка трубопроводов;</li> <li>– Гистограмма зависимости веса трубопровода в буровом растворе от толщины стенки;</li> <li>– Перемещение трубопровода на участке между роликовыми опорами;</li> <li>– Наложение нагрузки на участок трубы (между роликовыми опорами);</li> <li>– Свойства материала трубопровода;</li> <li>– Создание объекта и наложение сетки;</li> <li>– Расчетные напряжения по Мизесу, длина трубопровода 10 м;</li> <li>– Перемещения трубопровода, длина трубопровода 10 м;</li> </ul>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна
«Социальная ответственность»	Крепша Нина Владимировна

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

Underground pipeline laying the pipe-in-pipe system

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Павлов Михаил Николаевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ4А	Павлов Михаил Николаевич

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Геологии и разработки нефтяных месторождений
<b>Уровень образования</b>	Магистр	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. <i>Стоимость ресурсов проекта: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка затрат на строительство подводного перехода трубопровода методом тоннельного дюкера, оценка затрат на строительство подводного перехода трубопровода траншейным методом</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>СТО Газпром РД 1.12-096-2004</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>– Сравнение двух методов прокладки подводных участков трубопроводов (метод тоннельного дюкера, траншейный метод прокладки трубопровода)</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>– Расчет капитальных вложений на строительство предлагаемого объекта (подводного перехода трубопроводов); – Расчет эксплуатационных издержек; – Расчет экономической эффективности.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>– Определение ресурсной (ресурсосберегающей) эффективности проекта</i>

**Перечень графического материала**

1. Расчетные формулы
2. Таблицы – 12 шт.

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент каф. ЭПР	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ4А	Павлов Михаил Николаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СООРУЖЕНИИ ПОДВОДНЫХ  
ПЕРЕХОДОВ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ4А	Павлов Михаил Николаевич

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Магистр	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	Рабочим местом является переход через водную преграду в южной части Западной Сибири. Работа осуществляется методом наклонно-направленного бурения с дальнейшей протяжкой рабочей трубы.  Время работ по строительству подводного перехода – лето.
---	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>Работа по строительству перехода непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Превышение уровней шума;</li> <li>2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>3. Тяжесть и напряженность физического труда;</li> </ol>
--	---

<p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>На объекте строительства подводного перехода методом ННБ, могут возникнуть опасные ситуации для рабочего персонала, к ним относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Электрический ток;</li> <li>2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные);</li> <li>3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке;</li> <li>4. Пожароопасность.</li> </ol> <p>Примечание: Пожароопасность описана в 3.1 как ЧС</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>При строительстве подводного перехода будет оказываться негативное воздействие, в основном, на состояние земельных ресурсов и атмосферного воздуха.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Охрана земельных ресурсов и растительного мира</li> <li>2. Охрана атмосферного воздуха</li> </ol>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций различного характера. Одним из основных таких ситуаций является – пожар.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p>	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭБЖ	Крепша Нина Владимировна	Кандидат геолого-минералогических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Павлов Михаил Николаевич		

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

Институт: Институт природных ресурсов  
 Направление: 131000 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: магистратура  
 Кафедра: Транспорта и хранения нефти и газа  
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года  
 Форма представления работы:

магистерская диссертация <small>(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)</small>
---

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы (исследования)	Процент выполнения
26.09.2015	Введение	5
16.10.2015	Литературный обзор, объект и методы исследования, местность размещения объекта	10
27.11.2015	Анализ существующих методов строительства	10
11.12.2015	Метод тоннельного дюкера (труба в трубе): конструкции многоканальных трубопроводов, опрото-направляющих колец	20
16.02.2016	Расчетная часть: расчет профиля участка трубопровода, балластировки трубопровода, тягового усилия при протаскивании	25
20.03.2016	моделирование участка между роликовыми опорами	5
18.04.2016	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
25.04.2016	Заключение	3
06.05.2016	Реферат	2
06.05.2016	Написание пояснительной записки	3
06.05.2016	Подготовка доклада	5
06.05.2016	Оформление презентации	2
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко Александр Валентинович	к.т.н., доцент		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 108 страниц, 23 рисунка, 23 таблицы, 45 источника, 1 приложение.

Ключевые слова:

РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ, БЕСТРАНШЕЙНАЯ ПРОКЛАДКА, КОНСТРУКЦИИ МНОГОКАНАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, МЕТОД НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ, МЕТОД ТОННЕЛЬНОГО ДЮКЕРА, ОПОРНО-НАПРАВЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО.

Объектом исследования является

Сооружение подводного участка перехода многоканального трубопровода, проложенного с использованием метода наклонно-направленного бурения

Цель данной работы:

совершенствование конструкции многоканального подводного перехода трубопровода с применением метода наклонно-направленного бурения

В процессе исследования проводились:

анализ существующих методов бестраншейной прокладки трубопроводов, конструкций многоканальных трубопроводов, типов опорно-направляющих устройств, конструкции тоннельного дюкера (труба в трубе), расчеты наиболее опасных сечений внутреннего трубопровода, оптимальных расстояний между роликовыми опорами с помощью конечно-элементного моделирования на программном комплексе Ansys.

В результате исследования:

выявлены рациональные конструкции тоннельного дюкера (труба в трубе), методом конечно-элементного моделирования на программном комплексе Ansys определены наиболее опасные сечения внутреннего трубопровода, найдены оптимальные расстояния между роликовыми опорами.

Экономическая эффективность:

затраты на сооружение подводного перехода методом тоннельного дюкера обходятся в 21 288 685,864 руб. за участок протяженностью 999,12 м, что выгоднее если тот же участок будет проложен траншейным методом стоимостью 33 745 009 руб..

Область применения:

может быть применена в качестве многоканального трубопровода на подводном переходе

## **Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки**

ННБ – наклонно-направленное бурение;

ВПА – винтовой проходческий аппарат;

ОНК – опорно-направляющие кольца;

ОВПФ – опасные и вредные производственные факторы;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

БУ – буровая установка;

НДС – налог на добавленную стоимость;

FEM – the finite element modeling;

FEA - finite element analysis;

PDE - partial differential equations

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	16
2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ .....	18
3. МЕСТНОСТЬ РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТА.....	19
3.1 Физико-географическая характеристика Западной Сибири.....	19
3.2 Гидрология Западной Сибири .....	19
3.3 Климатическая характеристика.....	20
3.4 Геологическая характеристика района строительства.....	21
3.5 Общая характеристика объекта .....	22
4. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ.....	24
4.1 Траншейная прокладка трубопровода .....	25
4.2 Метод наклонно-направленного бурения .....	27
4.3 Метод микротоннелирования .....	30
4.4 Метод тоннелирования с использованием щитовой проходки.....	32
4.5 Метод геовинчестерная проходки.....	33
4.6 Прокладка методом «кривых» .....	34
4.7 Геоход.....	36
4.8 Основные преимущества и недостатки открытого и закрытого способа прокладки трубопроводов через водные преграды .....	38
5. МЕТОД ТОННЕЛЬНОГО ДЮКЕРА (ТРУБА В ТРУБЕ) .....	40
5.1 Конструкции многоканальных трубопроводов.....	40
5.2 Конструкции опорно-направляющих колец .....	42
5.3 Противокоррозионная защит трубопровода .....	44

5.4 Ремонт трубопровода при возникновении аварийных ситуаций.....	45
6 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	47
6.1 Расчет длины скважины трубопровода .....	47
6.2 Расчет параметров спусковой дорожки.....	47
6.3 Балластировка трубопровода водой.....	47
6.4 Расчет максимального тягового усилия при протаскивании .....	47
6.5 Расчет необходимой величины частичного заполнения трубопровода.....	47
6.6 Уточнение максимального тягового усилия при протаскивании кожуха совместно с рабочим трубопроводом .....	47
6.7 Проверка трубопровода на пластические деформации при протаскивании .....	47
6.8 Проверка трубопровода на смятие.....	47
6.9 Моделирование участка между роликовыми опорами трубопровода. Определение возникающих перемещений и напряжений.....	47
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	48
7.1 Расчет продолжительности строительства подводного перехода газопровода через реку .....	48
7.2 Расчёт стоимости проведения строительства подводного перехода газопровода через реку тоннельного дюкера.....	50
6.2.1 Расчет стоимости материалов для строительства подводного перехода методом ННБ.....	51
7.2.2 Расчет амортизационных отчислений по методу ННБ.....	52
7.2.3 Расчет заработной платы по методу ННБ .....	53
7.2.4 Расчет отчислений во внебюджетные фонды (страховые отчисления) по методу ННБ .....	55

7.2.5 Затраты на проведение организационно-технического мероприятия по методу ННБ .....	55
7.3 Расчёт стоимости проведения строительства подводного перехода газопровода через реку траншейным способом .....	56
7.3.1 Расчет амортизационных отчислений по траншейному методу.....	57
7.3.2 Расчет заработной платы по траншейному методу прокладки.....	58
7.3.3 Расчет отчислений во внебюджетные фонды (страховые отчисления) по траншейному методу .....	59
7.3.4 Затраты на проведение организационно-технического мероприятия по траншейному методу .....	60
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СООРУЖЕНИИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ.....	61
7.1 Профессиональная и социальная безопасность.....	61
8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	63
8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	65
7.2 Экологическая безопасность .....	69
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	70
8.4 Законодательное регулирование проектных решений .....	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	76
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ .....	77
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	78
ПРИЛОЖЕНИЕ А	

## **ВВЕДЕНИЕ**

Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов в настоящее время является основным средством доставки углеводородного сырья от мест добычи, переработки или получения к местам потребления. Сеть таких трубопроводов характеризуется значительной протяженностью, большим диаметром, значительным возрастом и высоким давлением перекачки. Трубопроводы такой протяженности пересекают огромное число разнообразных препятствий: малых и больших рек, водохранилищ, озер, глубоких болот, сложенных слабыми грунтами.

В связи с этим появляется потребность в оказании повышенной надежности и функциональности подводных переходов за счет совершенствования технологий строительства трубопроводов.

Цель работы:

- Совершенствование конструкции многоканального подводного перехода трубопровода с применением метода наклонно-направленного бурения

Задачи работы:

- Анализ и обоснование конструкции многоканального трубопровода;  
- Совершенствование опорно-направляющего устройства для трубопровода, прокладываемого под наземными инженерными сооружениями, по дну водоемов на любое расстояние.

## 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Проблемами строительства подводных переходов магистральных нефтепроводов занимались многие исследователи как в России, так и за рубежом.

В 60-х годах отцом основателем наклонно – направленного бурения стал Мартин Черрингтон, в 1971 г. был построен первый в мире подводный переход методом наклонно - направленного бурения [48].

В 70-х, 80-х годах наиболее известными исследователями, занимающимися данными проблемами, были Тугунов П.И., Бородавкин П.П., которые написали немалое количество книг и статей о технологии строительства магистральных трубопроводов.

С 90-х годов и по настоящее время Ю.И. Спектор, Ф.М. Мустафин, А.Е. Лаврентьев ведут усовершенствования по строительству подводных переходов магистральных нефтепроводов бестраншейными методами [47].

В работе также была произведена патентная проработка более чем 30 различных конструкций трубопроводов и опорно-направляющих колец. Некоторые из них:

Пат. 125228 РФ F16L9/18. Многоканальный трубопровод для транспортировки жидкости и/или газа под высоким давлением / Еренков О.Ю., Богачев А.П., Ягубов Э. З. – 2012143284/06; заявлено 09.10.2012; опубл. 27.02.2013 [9].

Пат. 2140605 РФ F16L9/18. Многоканальный трубопровод для транспортировки жидкости и/или газа под высоким давлением / Цыплаков О.Г., Цхадая Н.Д., Нередов В.Н., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. – 98102530/06; заявлено 04.02.1998; опубл. 27.10.1999 [11].

Пат. 154902 РФ F16L9/18. Многоканальный трубопровод для транспортировки жидкости и газа под высоким давлением / Еренков О.Ю., Богачев А.П., Соловьев Р.С., Леонтьев Д.А., – 2014140912/06; заявлено 09.10.2014; опубл. 10.09.2015.

Пат. 124762 РФ F16L7/00. Опорно-направляющее кольцо для трубопровода с качающейся роликовой опорой / Миклуш С.Я., Минаев В.Н., Вылевко В.В. – 2012138846/06; заявлено 11.09.2012; опубл. 10.02.2013.

Пат. 160904 РФ F16L7/00. Опорно-направляющее кольцо для трубопровода / Карташян В.Э., Миронов И.А., – 2015128134/06; заявлено 13.07.2015; опубл. 10.04.2016.

Пат. 31427 РФ F16L7/00. Опорно-направляющее кольцо для трубопровода/ Гаспарянц Р.С., Габелая Р.Д., Прошин В.М., Сальников А.И. – 2003109558/06; заявлено 11.04.2003; опубл. 10.08.2003.

## **2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ**

Сооружение подводного участка перехода многоканального трубопровода, проложенного с использованием метода наклонно-направленного

Методы исследования: обзор научно-технической литературы, патентная проработка по конструкциям многоканального трубопровода, конструкций опорно-направляющих колец. Расчеты: профиля скважины, тягового усилия, баллаستировки. Составление заявок на полезную модель, моделирование методом конечных элементов.

### **3. МЕСТНОСТЬ РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТА**

#### **3.1 Физико-географическая характеристика Западной Сибири**

Западная Сибирь – часть Сибири, которая расположена между Уральскими горами и рекой Енисей на востоке. Наибольшую часть Западной Сибири составляет Западно-Сибирская равнина. С запада равнина ограничена восточными предгорьями Урал, а с востока – уступами Енисейского кряжа и Среднесибирского плоскогорья, по которому проходит долина реки Енисей. С севера на юг простирается от берегов Карского моря и до степей Казахстана (на 2500 км): от 73°30' до 51° северной широты. Территория имеет форму трапеции с протяженностью с запада на восток. Площадь Западной Сибири – примерно 3 млн.км<sup>2</sup> [1].

Рельеф Западной Сибири сформирован и продолжает формироваться под действием геологических эпейрогенических движений, длительных процессов аккумуляций, денудаций, которые в свою очередь происходят под действием текучих вод, осадков, эоловых процессов, лесной растительности, животного мира, а также температурных влияний.

#### **3.2 Гидрология Западной Сибири**

Западно-Сибирская равнина имеет множество озер, рек, болот, которые распределены по окрестности в зависимости рельефа и от соотношения тепла и влажности.

Для рек Западной Сибири характерны малые (незначительные) уклоны и скорости течения. Так например, на участке Новосибирска падение русла реки Обь составляет всего 90 м, а скорость течения реки равна 0,5 м/сек[2].

Основными источниками питания рек служат талые снеговые воды, летние-осенние дожди. Около 70-80% годовой суммы питания в соответствии источников питания рек, приходится на весну и лето. Также много воды стекает во время весеннего половодья, когда уровни воды в крупных речных водоемах поднимается на 7-12 м. В течении нескольких месяце в год (от 5 до 8 месяцев)

западносибирские реки покрыты льдом. Поэтому в эти месяцы (в зимние) приходится не более 10% годового стока [3].

### **3.3 Климатическая характеристика**

Климат Западной Сибири характеризуется ярко выраженным континентальным избыточно важным климатом с продолжительной холодной зимой, коротким, относительно теплым летом, поздними осенними заморозками, зависит от трех факторов: солярности, зимнего антициклона с востока, увлажнительной роли Атлантического океана с запада.

К востоку максимальные колебания температур воздуха Западной Сибири увеличиваются за счет зимних месяцев. В южных районах с низкими, зимними температурами присутствуют высокие летние температуры. Средняя температура в июле от плюс 22°С с юга снижаются до плюс 4°С на севере. Средняя температура декабря в Западной Сибири колеблется с минус 14,8°С в районах Кургана до минус 16,2 в районах Новосибирска. Максимальные суточные температуры колеблются в пределах от плюс 41°С до плюс 26°С, минимальные – от минус 46 до минус 53°С [1].

Вегетационный период длится 175 дней на юге, 100 дней на севере. Весна и Осень делятся в течении непродолжительного времени, и для них характерны неоднократные возвраты холодов. Первые заморозки осенью начинаются в конце августа – в сентябре. Обычно в сентябре повсеместно держится положительная температура. В октябре температура держится либо близкая к нулю, либо отрицательная, ноябрь считается холодным месяцем года, в особенности в северных районах Западной Сибири.

Наибольшее количество осадков выпадает (около 500 мм в год) в районах изгиба русла Оби между р.Иртыш и р.Томь. К югу и северу годовые суммы осадков значительно уменьшаются. Около побережья Карского моря, на островах составляют примерно 170-160 мм, на южной стороне 270-260 мм. По влажности воздуха, климата Западная Сибирь занимает среднее положение между Средне-Сибирским плоскогорьем и Восточно-Европейской равниной [2].

В южных районах Западной Сибири в летнее время преобладают сухие ветра, дующие с севера. Постоянные движения воздушных масс на территории Западно-Сибирской низменности образуют муссонообразные смены ветров. Кроме этого существуют местные системы ветров, которые связаны с орографическими условиями местности (горные хребты, водоразделы, долины рек и пр.). Скорость ветра на различных участках Западной Сибири различна. Наибольшей величины наблюдалось на морском побережье: 7-8 м/сек (в среднем за один год). На территории лесных массивов она уменьшается вдвое, на юге вновь возрастает из-за преобладания лесостепи и степи.

Кроме влажности и ветра в Западной Сибири не менее важное значение имеет снежный покров, который в свою очередь регулирует глубину промерзания почвы и влияет на температурный режим в зимнее время. Промерзание почвы при умеренном снежном покрове достигает до глубины 20 см в ноябре, и увеличивается до 40 см к концу ноября месяца и к началу декабря достигает 80 см [4].

### **3.4 Геологическая характеристика района строительства**

Согласно СНиП 2.05.06 – 85\* переход трубопровода через водные преграды в зависимости от условий работы, диаметра трубопровода, судосходности относится к большим переходам. Участок реки в зоне перехода по плановым и глубинным переформированиям относится к первой категории. [5]

Параметры реки в районе строительства подводного перехода представлены в таблице 3.1.

*Таблица 3.1 – Парметры водного объекта в районе строительства перехода*

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Ширина зеркала воды	$B_0$	600 м
Ширина русла между береговыми кромками	$B_1$	618 м

Высотные отметки м (мБС):		
- левый берег,	$D_1$	103 м
- дно,	$D_0$	87 м
- правый берег	$D_2$	97 м
Заложения откосов береговых склонов:		
- левого,	$m_1$	0,408 м
- правого	$m_2$	0,610 м
Инженерно-геологическая характеристика		
Судоходна. Правый берег: песок средней плотности, средней степени водонасыщения, толщиной 3-4 м, на глубине более 3-4 м песок пылеватый, средней плотности, насыщенный водой. На глубине 12 метров пласт глины легкий пылеватый мягкопластичный, устилающий дно реки мощностью 1,5 м. На глубине ниже 1 м находится известняк малопрочный. Левый берег: песок средней плотности, средней степени водонасыщения, мощностью пласта 2-2,5 м. Под ним простирается пласт глины легкой пылеватой мягкопластичной толщиной 2,5-3 м, глубже известняк малопрочный		

### 3.5 Общая характеристика объекта

Для работы использовались материалы по подводным переходам через реку находящейся в южной части Западной Сибири. Данный участок реки рассматривался с точки зрения строительства подводного перехода методом тоннельного джюкера.

Диаметр прокладываемого трубопровода 720 мм, внутренний рабочий трубопровод 530 мм. В таблице 3.2 представлены основные расчетные характеристики параметров прокладки газопровода методом тоннельного джюкера.

Таблица 3.2 – Характеристика перехода через реку

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Прогнозируемые величины отступления береговых склонов:		
- левого берега,	$\Delta Bp_1$	2 м
-правого берега	$\Delta Bp_2$	2,5 м

Запас к прогнозируемому значению отступления левого берега	$\Delta B_{з1}$	0,6 м
Запас к прогнозируемому значению отступления правого берега	$\Delta B_{з2}$	0,9 м
Прогнозируемая глубина размыва дна	$\Delta h_p$	0,2 м
Запас к прогнозируемой глубине размыва дна	$\Delta h_3$	1,44 м
Ширина проектного профиля размыва по низу	$b_n$	609,7 м
Радиус кривой искусственного изгиба трубопровода	$R_k$	864 м
Нижняя точка оси скважины	НТс	57,8 м
Диаметр скважины	$D_c$	0,9 м
Угол входа	$\alpha_1$	14,9
Угол выхода	$\alpha_2$	14,9
Участки: 1 – первый прямолинейный, 2 – второй криволинейный, 3 – третий горизонтальный, 4 – четвертый криволинейный, 5 – пятый прямолинейный	$l_{вх12}$ $l_{крив23}$ $l_{гор}$ $l_{крив45}$ $l_{вых56}$	62,23 м 224 м 450 м 224 м 38,89 м
Длина скважины по оси	$S$	999,12 м

#### 4. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ

Существует множество методов прокладки трубопроводов через естественные и искусственные препятствия и конструкций таких переходов.

Выбор конкретного метода (или конструкции) в каждом конкретном случае должен основываться на рассмотрении совокупности условий прохождения и требований к переходу – технических, экономических, экологических и др. В результате работы были проанализированы и рассмотрены основные методы прокладки переходов, области и технические ограничения на их применение (таблица 4.1)

*Таблица 4.1 – Область применения методов прокладки трубопроводов  
через естественные препятствия*

Бестраншейная прокладка трубопровода	Область применения и достоинства метода	Ограничения применения и недостатки метода
<b>Траншейные методы:</b> Протягивание по дну, погружение с поверхности воды, укладка с плавучих средств и опор (Диаметр трубы 159-1420 мм.)	Переходы через водоемы, нет геологических ограничений.	В ходе строительства нарушается плодородный слой почвы. Необходимость разрытия дорог, большой объем земельных работ, нарушение дна водоемов и др.
Наклонно-направленное бурение (Диаметр трубы 325 - 1720 мм.)	Переходы под водоемами, дорогами, зданиями и др. сооружениями, природными объектами, прибрежными участками моря. Метод применяются при необходимости избегания нарушения поверхности в ходе строительства.	Невозможность проведения ремонтно-восстановительных работ при возникновении аварийных ситуаций
Метод «Кривых» (Диаметр трубы 530 -1420 мм.)		Ограниченная длина перехода, Невозможность проведения ремонтно-восстановительных работ при возникновении аварийных ситуаций
Геоход (Разработка ТПУ) Диаметр прокладки не менее 3,2 метров, Скорость проходки – от 4 до 6 м/ч		В стадии разработки в Томском политехническом университете
Геовинчестерная технология		В стадии разработки в Томском политехническом университете

Микротоннелирование (Herrenknecht tunneling system) Диаметр прокладки до 4 метров, Длина прокладки до 1500 м		Ограничения, связанные с геологическими условиями. Занимает большое пространство под монтажную площадку.
Метод тоннелирования с использованием щитовой проходки		Высокая стоимость строительства. Не используются диаметры меньше 2 м.
<b>Метод тоннельного дюкера (труба в трубе)</b>	Применение при многоканальном трубопроводе. Простота проведения ремонтно-восстановительных работ. Уменьшение тягового усилия при прокладке.	Недостаточная надежность конструкции опорно-направляющих устройств для трубопровода

#### **4.1 Траншейная прокладка трубопровода**

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

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

- протаскивание по дну;
- погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода
- погружение с поверхности воды трубопровода полной длины;

##### **4.1.1 Укладка трубопровода с поверхности воды**

При строительстве трубопровода с поверхности воды необходимо произвести тщательный обследование дна реки, которое включает в себя водолазное обследование, проверка глубины воды в створе нашего перехода

и отметки дна, произвести монтаж и закрепление тяговых средств на берегах реки. На берегу реки сваривается плеть трубопровода, производят испытания на прочность и герметичность, после чего на испытанный трубопровод наносят изоляционное покрытие. Для того чтобы во время протаскивания не нанести механических повреждений, трубопровод проходит футеровку. К подготовленной плети трубопровода крепят оголовок, к нему по оси подводной траншеи с противоположного берега протягивают стальной канат, а другой его конец закреплен на тяговой лебедке тягача. Для распознавания местоположения оголовка трубопровода во время протаскивания с поверхности воды, на нем крепятся опознавательные поплавки. Протаскивание трубопровода проходит по спусковым дорожкам, идущим четко по оси подводной траншеи. Полностью подготовленную плеть трубопровода размещают на водной поверхности реки четко над осью подводной траншеи, после проверки положения трубопровода, начинается его погружение на дно, путем затопления при положительной плавучести или открепления специальных понтонов, фиксирующих трубопровод на поверхности воды. Важным фактором такой прокладки является то, что трубопровод не должен колебаться во время затопления, а плавно опускаться на дно реки. После того как трубопровод был уложен в подводную траншею, проводят водолазное обследование с целью удостовериться, что он лежит по заданной проектной траектории и не возникли провисы под плетью трубопровода, если таковые имеются их необходимо незамедлительно устранить. Далее происходит испытание уложенного подводного трубопровода на дне подводной траншеи путем намыва или отсыпки грунта.

#### **4.1.2 Погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода**

Укладка трубопроводов с плавучих средств способом последовательного наращивания в единую нить применяется для прокладки подводных трубопроводов через водоемы большой протяженности и осуществляется при помощи специально оборудованного судна-

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

#### **4.2 Метод наклонно-направленного бурения**

Метод наклонно-направленного бурения заключается в том, что используются специальные буровые инструменты (буров, штанг), осуществляющие предварительное бурение пилотной скважины по заранее спроектированной траектории, которая в дальнейшем расширяется (при помощи специальных расширителей и головок, которые омываются буровым раствором), далее осуществляется протаскивание трубопровода в расширенную полость скважины.

Первый этап наклонно-направленного метода прокладки газопровода заключается в бурении при помощи специализированных инструментов пилотной скважины. Бурение пилотной скважины представляет собой особо ответственную часть работ, от которого зависит результат строительства в целом. Бурение осуществляется при помощи помощи бурового инструмента со скосом в передней части со встроенным излучателем, либо при помощи

забойного турбинного двигателя с шарошечным долотом. Буровая головка присоединена при помощи полый гибкой приводной штангой, который позволяет управлять процессом пилотного бурения, обходить искусственные и естественные преграды в любом направлении в пределах естественного изгиба труб.

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

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

через подготовленную скважину, диаметр должен на 30% превышать диаметр труб.

Третьей стадией строительства является протаскивание плети трубопровода в скважину. На противоположной стороне преграды располагается готовая к протягиванию плеть труб. К переднему концу плети крепится головка и вертлюгом воспринимающий тяговое усилие и риммер. Вертлюг позволяет не передавать вращательное движение буровых труб к плети трубопровода, тем самым плавно протягивать его в скважину. Таким образом вся плеть трубопровода полностью затягивается в скважину.

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

Все комплексы ГНБ делятся на три основные группы по значению усилия прямой/обратной тяги – основного параметра, характеризующего эту технику:

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

С учетом многообразия диаметров трубопроводов, формирующих современные системы трубопроводного транспорта, при строительстве переходов этих трубопроводов через различные преграды естественного и искусственного происхождения, практически используются комплексы ГНБ всех классов – от mini до maxi. Краткие технические характеристики некоторых установок наклонно-направленного бурения представлены в таблице 4.2.

Мощность буровой установки рекомендуется принимать из расчета обеспечения максимальных усилий для протаскивания трубопровода в

скважину с коэффициентом запаса не менее 1,25 согласно [49] или 1,5 согласно [50].

Окончательный диаметр подготовленной скважины должен не менее чем на 25% превышать диаметр протаскиваемого трубопровода.

*Таблица 4.2 - Основные технические характеристики установок наклонно-направленного бурения*

Название	Длина бестраншейного участка, м	Диаметр скважины (max), мм	Тяговое усилие (max), кг
Ditch Witch,	180	300	10000
DD-40,	500	400	20000
PD-50/33	800	500	50000
PD-75/50	900	800	75000
DD-160,	900	800	80000
Robbins 18030	1372	1350	81700
Robbins 25030	1524	1500	113500
Robbins 36030	1830	1350	163400
Robbins 50030	1830	1800	230000
Robbins 100030	2000	2000	456700

### **4.3 Метод микротоннелирования**

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

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

Технические характеристики микротоннелирования:

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

Преимущества технологии микротоннелирования заключаются в следующем:

- Нет ограничений по длине проходки проходческого щита;
- Нет ущерба русловой и береговой части водоема;
- Нет ограничения для строительства по времени года;
- Полностью автоматизированное производство (отсутствие рабочего персонала в забое при прокладке);
- Нет ущерба окружающей среде;
- Сжатый срок строительно - монтажных работ;

- Минимизация риска аварийной ситуации, надежность трубопровода в течении длительного времени;
- Обход препятствий по траектории прокладки трубопровода.

#### **4.4 Метод тоннелирования с использованием щитовой проходки**

Технология строительства подводного перехода трубопровода при помощи тоннелирования с использованием щитовой проходки заключается в следующем: Строительство тоннеля при помощи щита производится на глубине 8 – 10 метров от поверхности, Разработка породы и строительство стенок скважины происходит под защитой стального корпуса проходческого щита. Проходка щита осуществляется при помощи гидравлических домкратов. Диаметр проходческого щита составляет от 2 до 4 метров, изготовлен из толстого цельносварного или разборных листов стали. Представляет собой цилиндрический объект, внутренний диаметр которого подбирается в соответствии с диаметром сооружения тоннеля. Разработка грунта производится в передней части проходчика механизированным или ручным способом, а обделка, строительство стенок скважины происходит в хвостовой части устройства. Обделку стенок тоннеля сооружают из отдельных железобетонных конструкций скрепленные между собой при помощи метизных соединений или из монолитного бетона (бесшовная обделка). В зависимости от способа разрушения грунта и его транспортирования на поверхность различают тоннелепроходчики механизированные и немеханизированные.

Существуют немеханизированные тоннелепроходчики с открытой и закрытой головной частью. Открытые применяют преимущественно в устойчивых и песчаных грунтах, закрытые обычно применяют для проходки в плавунках, глинистых, илистых, пластично-текучих грунтах. Немеханизированный способ проходки обычно применяют при строительстве тоннеля диаметром менее 2,5 метров, по конструкции этот тоннелепроходчик мало чем отличается от немеханизированного.

Немеханизированный цельносварной щит диаметром 2,06 м с открытой передней частью состоит из нескольких основных частей: передней режущей

части (ножевая часть), опорной части, хвостовой части. Передняя часть имеет козырек и клиновые ножи, которые предназначены для срезания грунта тем самым проходки устройства вглубь.

Длина передней части тоннелерпоходчика определяется в зависимости от физико-механических свойств породы, высоты забоя, коэффициента маневренности щита. Маневренность щита определяется отношением длины самого щита к диаметру и обычно составляет от 0,4 до 1,6 в зависимости от условий применения.

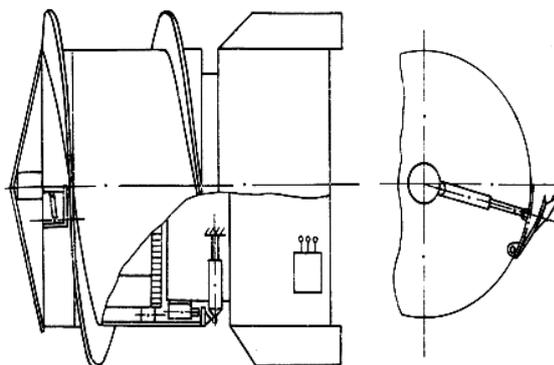
По периметру корпуса устройства размещены домкраты, которые осуществляют продвижение тоннелепроходчика в грунтовой толще. При передвижении щита вглубь, неподвижными остаются опорные части штока домкрата, заранее установленные на ранее смонтированных блоках обделки тоннеля, а остальная часть щита медленно продвигается в грунт. Опорная часть, которая находится по середине щита выполнена в виде трех колец (толщиной 30 мм каждая), обеспечивающих жесткость конструкции тоннелепроходчика.

Применение щитового способа намного облегчает выбор местности прокладки трассы подземных коммуникаций, а также позволяет строить тоннели практически в любых условиях, грунтах и обеспечивать при этом высокую надежность, сохранность инженерных, искусственных сооружений, расположенных над тоннелем. Основными недостатками данного способа является небольшая скорость прокладки коммуникаций, высокая стоимость проходки.

#### **4.5 Метод геовинчестерной проходки**

Принцип геовинчестерной технологии проходки такой же, как микротоннелировании, особенность такой проходки в том, что используется винтоповоротный проходческий агрегат (ВПА). Механизированный процесс разработки горной породы с помощью законтурных винтовых и продольных каналов винтоповоротного проходческого агрегата (рис. 4.2) ведется

совмещено с транспортом грунта породы, укреплением выработанного пространства тоннеля путем проходки твердого тела (оборудования) и проходки самого ВПА к забою. Горная порода в такой технологии выступает как опорный элемент, усваивающий реактивные усилия винтоповоротного проходческого агрегата. Если описать эту технологию простым языком, то это принцип технологии мясорубки. Геовинчестерная технология проходки разработана для твердых скальных пород, где традиционные методы проходки практически бессильны.



*Рисунок 4.2. Схема рабочего органа винтоповоротного проходческого агрегата*

Преимущества геовинчестерной технологии проходки:

- Стабилизация и укрепление стенок горной породы телом протаскиваемого трубопровода, зафиксированного с ВПА;
- Отсутствует необходимость применения бентонитового раствора;
- Техническая особенность выведения грунта ВПА;
- Маневренность ВПА;
- Нет необходимости в установке опорных тел для проходки ВПА;
- Выработка туннелей большого диаметра и увеличение длины проходки.

#### **4.6 Прокладка методом «кривых»**

Технология метода «кривых» заключается в использовании проходческого щита с применением изогнутых труб под определенным углом (2 – 9 градусов и диаметром 600 – 1420 мм) вместо буровых штанг. Трубопровод, состоящий из изогнутых труб, представляет собой параболическую (арочную) конструкцию [51].

Строительство подводного перехода методом «кривых» состоит из четырех этапов: подготовительный, строительно-монтажные работы по укладке трубопровода, демонтаж оборудования, гидравлические испытания. Подготовительный этап строительства подводного перехода заключается в установке наклонной конструкции с заданным уклоном трассы в точке входа, устанавливается лафет продавливающей установки PPP – 400 компании "Prime Drilling" [52]. В точке входа устанавливается бетонное основание, служащее как торцевая упорная стенка с «окном для монтажа» круглого сечения для прохождения микрощита MTS – 1000 м<sup>3</sup> и рабочей плети трубопровода. На «окно для монтажа» закрепляется массивный сальник и резиновый уплотнитель, служащий для прохождения рабочей плети и предотвращения попадания раствора бентонита в затрубное пространство микрощита (рис. 4.3) и выход раствора за пределы пробуриваемой скважины.



*Рисунок 4.3. Микрощит тоннелепроходчика (метод кривых)*

На следующем этапе строительства происходит запуск микрощита MTS – 1000 м<sup>3</sup>, установленного на раме продавливающей установки PPP – 400, соединенный с головной предварительно изогнутой трубой путем соединения трубой – адаптером. Труба - адаптер, представляет собой часть стальной трубы заданного диаметра трубопровода, предназначенная для упрощения соединения и демонтажа микрощита. Для запуска микрощита необходимо закрепить его зажимной манжетой на продавливающей установке, при продавливании микрощит проходит через «окно для монтажа». Микрощит MTS – 1000 м<sup>3</sup> оборудован режущими инструментами, блоком сцепки – расцепки, служащий

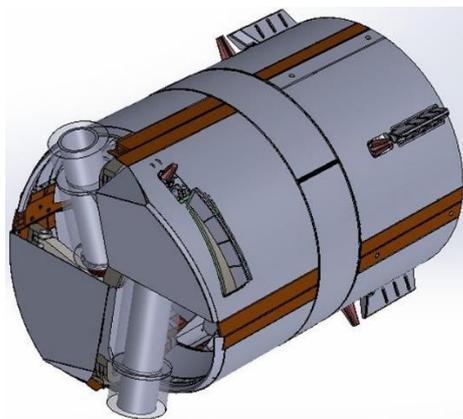
для передвижения буровой головки путем хода встроенных штоков гидроцилиндров в продольном направлении бурения (до 700 мм), включает в себя пространственную корректировку направления и угла проходки. Гидротранспорт бурового шлама обеспечивается тремя насосами производительностью 120 м<sup>3</sup>/час, мощностью 37 кВт каждый, снабженные электронными расходомерами и пневмозадвижками, рабочей плетью трубопровода и шлангами. Подача бентонитового раствора происходит путем его распыления из форсунок микрощита. По мере прохождения микрощита MTS – 1000 м<sup>3</sup> происходит наращивание рабочей плети трубопровода на продавливающей установке путем автоматической аргоно – дуговой сварки стыка труб и ее экструзионной гидроизоляции сварочного стыка труб. Во время сварки трубы поддерживаются подъемником при заданном угле. Все сопутствующие шланги и подводные трубы протягивают в укладываемую плеть трубопровода.

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

#### **4.7 Геоход**

Геоход – аппарат, движущийся в подземном пространстве с использованием геосреды (рис. 3.4). Основной системой геохода является его трансмиссия, так как именно трансмиссия создает необходимый вращающий момент и тяговое усилие на внешнем двигателе, обеспечивает скоростные параметры его перемещения и напорное усилие на исполнительном органе. На

внешнем контуре геохода есть специальные фрезы, внешние движители, а на хвостовой секции крылья, как элемент противовращения, таким образом силовая раскладка передается на геосреду, на породу, тем самым решается классическая проблема горной механики – снижение массогабаритных характеристик



*Рис.3.4 Геоход*

Технические характеристики геохода:

- Масса (без насосных станций) – до 19000 кг;
- Длина установки – 4480 м;
- Скорость проходки – от 4 до 6 м/ч;
- Площадь сечения – в проходке – от 8,00 до 8,80 м<sup>2</sup>;
- Диаметр проводимой выработки при проходке – не менее 3,2 м;
- Угол наклона проводимой выработки  $\pm 25^\circ$ ;
- Тип привода – гидравлический;
- Управление геоходом – электрогидравлическое;
- Угол подъема винтовой лопасти внешнего движения  $4,5^\circ$ ;
- Привод погрузки – гидромеханический;
- Корпус геохода – составной, из трех основных частей: головного модуля, хвостового модуля и модуля сопряжения, каждая из которых монтируется из четырех диаметрально делимых частей;
- Рабочее напряжение электропитания геохода – 660 В.

#### **4.8 Основные преимущества и недостатки открытого и закрытого способа прокладки трубопроводов через водные преграды**

Исходя из возросших требований экологической безопасности, закрытый способ имеет значительные преимущества, т.к. открытый способ требует выполнение большого объема земляных работ, наносящих значительный ущерб окружающей среде из-за нарушения целостности берегов и дна реки. Трубопровод, уложенный в скважину, находится в массиве ненарушенного грунта на большой глубине – ниже прогнозируемых русловых деформаций. Исключаются водолазные обследования, отпадает необходимость периодических работ по ликвидации размывов и ремонту берегоукреплений. Срок строительства при закрытом способе значительно меньше, чем при открытом способе. В связи с отсутствием землечерпательных работ и график строительства при закрытом способе не зависит от времени года. При открытом способе строительства график строительства находится в зависимости от ледового режима, периода половодья.

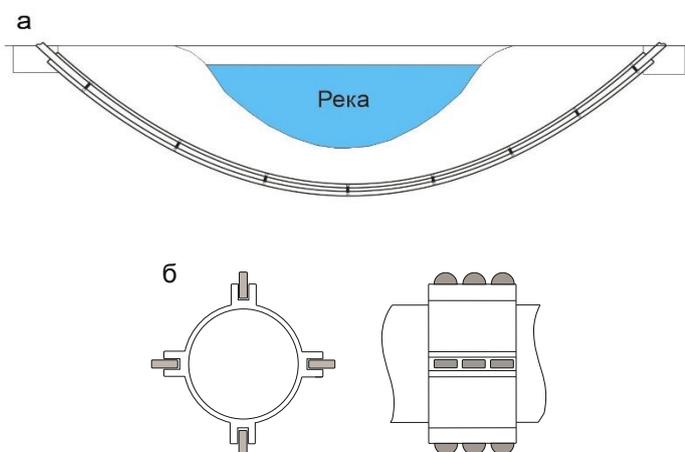
Открытый способ не имеет ограничений по геологическим условиям, что не скажешь про закрытый способ, т.к. наибольшую сложность для бурения представляют грунты с большим содержанием гравия (более 30%), а также грунты, содержащие булыжники и валуны. Весьма рискованным является также бурение в зоне водоносных пластов. Также при закрытом способе существуют ограничения по максимальной длине и диаметру перехода, так при диаметре 1020 возможно осуществить протаскивание плети длиной 1200 метров. Жестких ограничений для осуществления закрытого способа по погодным условиям нет, однако при отрицательных температурах требуются дополнительные мероприятия по защите технологической воды и бурового раствора от замерзания – строительство укрытий, теплоизоляция технологических трубопроводов.

Из перечисленных, все технологии, кроме последней предусматривают дюкер, собранный из соосно сваренных труб и представляют одноканальный трубопровод.



## 5. МЕТОД ТОННЕЛЬНОГО ДЮКЕРА (ТРУБА В ТРУБЕ)

Тоннельный дюкер представляет собой многоканальный трубопровод, проложенный методом ННБ, содержащий по меньшей мере одну внутреннюю трубу, которая уложена на внутренней поверхности наружной трубы, в зазоре между которыми образован внешний трубопроводный канал, а во внутренней трубе – внутренний трубопроводный канал, кроме того внутренний трубопровод установлен во внутренней поверхности наружной трубы при помощи опорно-центрирующих устройств с роликовыми опорами.



*Рисунок 5.1. Многоканальный трубопровод методом тоннельного дюкера:  
а – профиль многоканального трубопровода; б – опорно-центрирующее  
устройство РОНК*

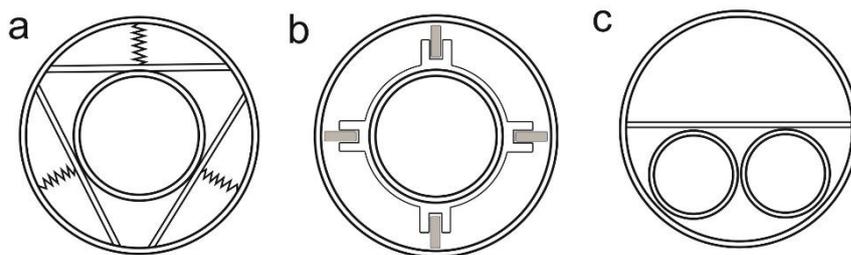
### 5.1 Конструкции многоканальных трубопроводов

Известен многоканальный трубопровод для транспортировки жидкости и/или газа под высоким давлением (рис 5.2, а), содержащий наружную трубу и по меньшей мере одну внутреннюю трубу, уложенную на внутреннюю поверхность наружной трубы, в зазоре между которыми образован внешний трубопроводный канал, а во внутренней трубе - внутренний трубопроводный канал, который теплоизолирован транспортируемой по внешнему трубопроводному каналу средой. На внешней поверхности внутреннего трубопроводного канала установлены кольцевые элементы, расположенные на некотором расстоянии друг от друга, а внутренний трубопроводный канал в

местах установки кольцевых элементов зафиксирован в наружной трубе с помощью фиксаторов его положения в многоканальной системе, выполненных в виде упругих пластинчатых рессор-траверс, установленных в межтрубном зазоре с натягом в точках контакта. Упругие пластинчатые рессоры-траверсы в центральной части дополнительно связаны с внутренней поверхностью наружной трубы цилиндрическими пружинами, с возможностью натяга [9]

Известен многоканальный трубопровод для транспортировки жидкости и/или газа под высоким давлением (рис.5.2, б), содержащий в своей конструкции наружную трубу, а также по меньшей мере одну внутреннюю трубу, уложенную на внутреннюю поверхность наружной трубы, в зазоре между которыми образован внешний трубопроводный канал, а во внутренней трубе - внутренний трубопроводный канал, который теплоизолирован транспортируемой по внешнему трубопроводному каналу средой. На внешней поверхности внутреннего трубопроводного канала установлены опорно-центрирующие устройств в виде роликовых опор.

Также известен многоканальный трубопровод для транспортировки жидкости и/или газа под высоким давлением (рис 5.2, с), содержащий наружную трубу и по меньшей мере одну внутреннюю трубу, уложенную на внутреннюю поверхность наружной трубы, в зазоре между которыми образован внешний трубопроводный канал, а во внутренней трубе - внутренний трубопроводный канал, который теплоизолирован транспортируемой по внешнему трубопроводному каналу средой. На внешней поверхности внутреннего трубопроводного канала установлены кольцевые элементы, расположенные на некотором расстоянии друг от друга. Внутренний трубопроводный канал в местах установки кольцевых элементов зафиксирован в наружной трубе с помощью фиксаторов его положения в многоканальной системе, выполненных в виде упругих пластинчатых рессор-траверс, установленных в межтрубном зазоре с натягом в точках контакта [11].



*Рисунок 5.2. Конструктивные особенности многоканальных трубопроводов*

## **5.2 Конструкции опорно-направляющих колец**

Кроме того в многоканальных трубопроводах применяются различные футеровочные рейки из древесины и полимерных материалов. Существует ряд опорно-направляющих устройств, которые позволяют протаскивать и центрировать внутренний трубопровод и образовывать двухканальный и многоканальный дюкер.

В настоящий время используют несколько типов опорно-направляющих устройств для трубопровода. Основными являются:

- Кольца диэлектрические спейсеры (рис. 4.3, а). Изготавливается из 2-х либо из 3-х полуколец и скрепляются в одно с помощью метизов (болтов, гаек, шайб) на трубопровод.

Спейсер изготовлен полиэтилена марки 276-73 (83,84) в соответствии ГОСТ 16338 [8].

- Роликовое опорно-направляющее кольцо РОНК (рис 4.3, b). Опорно-направляющие роликовые кольца изготовлены из 2-х либо из 3-х полуколец и скрепляются в одно с помощью метизов (болтов, гаек, шайб) на трубопровод.

На внешнюю часть крепятся роликовые диэлектрические опоры из блочного полиамидного материала, которая облегчает протаскивание трубопровода и несет в себе функцию изолятора для предотвращения контакта между внешней и внутренней трубами [8].

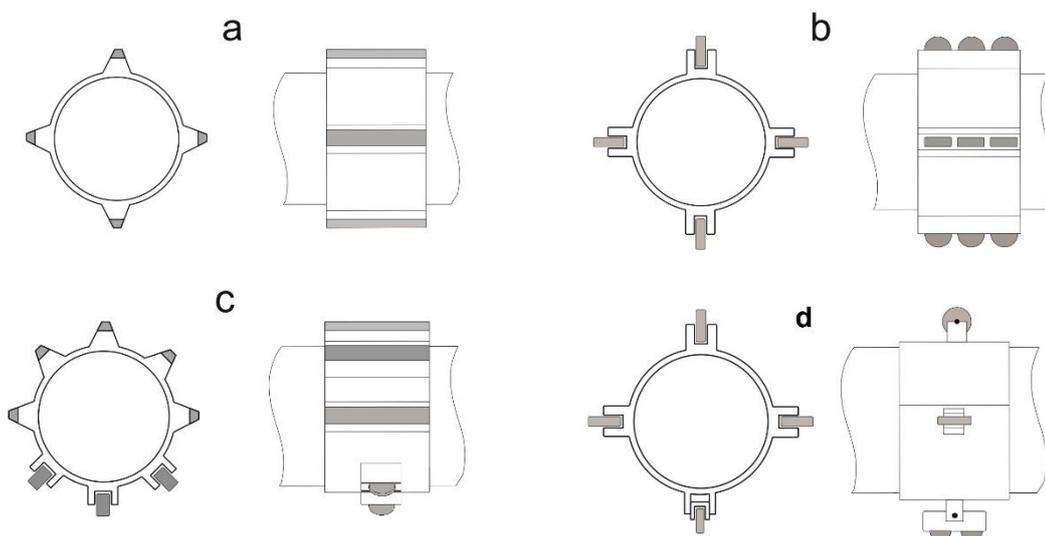
- Опорно-направляющее кольцо ПМТД комбинированный (рис 4.3, d). Кольца ПМТД комбинированные изготовлены из двух полуколец и соединяются в кольцо болтовыми соединениями.

На наружной поверхности кольца устанавливаются и закрепляются роликовые опоры скольжения из диэлектрического материала полиамида-610 (по ГОСТ 10589-87).

Для уменьшения тягового усилия при протаскивании трубопровода на верхнем полукольце устанавливаются опоры скольжения, а на нижние роликовые опоры [8].

- Опорно-направляющее кольцо с качающейся роликовой опорой (рис.2, с). состоящее из одного нижнего и двух боковых секторов, охватывающих трубную плетть, содержащее один нижний, один верхний и два боковых опорных элемента, установленных на секторах, при этом по крайней мере один опорный элемент (предпочтительно нижний) выполнен в виде самоустанавливающейся опоры из двух роликов, расположенных на качающемся коромысле. Верхний и боковые опорные элементы смещены к местам соединения секторов и выполнены в виде однороликовых опор, у которых одной стойкой является отбортовка сектора, а другой - двухлапковая скоба, приваренная к сектору.

Нижний опорный элемент выполнен в виде качающейся опоры с двумя роликами и при воздействии некоторого усилия способна поворачиваться на определенный угол по вертикали [10].



### *Рисунок 4.3. Типы опорно-направляющих устройств*

В ходе работы были рассмотрены и проанализированы более чем 30 патентов на полезную модель конструкций многоканального трубопровода и опорно-направляющих колец.

Наиболее прогрессивными являются роликовые опорно-направляющие кольца типа РОНК, ПМТД, так как имеют более крепкие конструкции относительно других и позволяют уменьшить усилие протягивания трубопровода, повысить надежность конструкции многоканального трубопровода.

Была выбрана конструкция многоканального трубопровода с применением опорно-направляющих устройств с роликами типа РОНК.

Нами была составлена полезная модель на опорно-направляющее кольцо с роликовыми опорами, которая устраняет все основные недостатки рассмотренных устройств.

### **5.3 Противокоррозионная защита трубопровода**

Электрохимическая защита многоканальных трубопроводов от подземной коррозии осуществляется, в основном, протекторами. В случае большой протяженности перехода, плохой изоляции кожуха и при наличии линии электропередачи для защиты кожуха от коррозии возможно использовать маломощные катодные установки.

Для расчета протекторной защиты кожуха на действующем трубопроводе следует:

- измерить естественный потенциал трубопровода и кожуха;
- измерить переходное сопротивление кожуха;
- определить силу тока, необходимую для защиты кожуха;
- определить количество протекторов, необходимое для обеспечения защиты от коррозии кожуха на переходе.

Нами была составлена полезная модель на электрод сравнения неполяризующийся, которая намного прочнее, не поддается коррозионным процессам, а также обеспечивает хорошее ионопроводность.

#### **5.4 Ремонт трубопровода при возникновении аварийных ситуаций**

Ремонт трубопровода при возникновении аварийных ситуаций выполняется при помощи санации трубопровода полимерным рукавом, предварительно вырезанной и вынутой внутренней трубы.

Возможны два варианта санации:

1) Санация трубопровода клеевым полимерным рукавом. На заводе изготавливается мягкий полимерный рукав, состоящий из нескольких слоев полиэфирного фетра, имеющий защитное полимерное покрытие на внутреннем слое.

Затем рукав пропитывается составом, содержащим полиэфирные или эпоксидные смолы с различными добавками, упаковывается в контейнер со льдом, препятствующим началу процесса полимеризации. Рукав доставляется на место установки в старый трубопровод, который предварительно прошел телеобследование и очистку, и закрепляется на вышке. После этого в рукав начинает подаваться вода, что заставляет его выворачиваться в старый трубопровод. Через некоторое время рукав полностью выворачивается и достигает противоположного конца трубопровода. После этого вода, заполняющая рукав, нагревается при помощи бойлера и в течение необходимого времени – от 6 до 24 ч – ее температура поддерживается на уровне около 80 °С. По окончании процесса нагревания вода постепенно охлаждается и через некоторое время удаляется. В результате затвердения смолы, которой был пропитан рукав, он приобретает прочность, необходимую для восприятия внешнего и внутреннего (в случае напорного трубопровода) давления.

2) Санация трубопроводов неклеевым полимерным рукавом. Данным вариантом технология производства работ предусматривает восстановление рабочего состояния дюкера подводного перехода. И осуществляется

протаскиванием в уже существующий стальной дюкер неклеевого полимерно-тканевого рукава, с последующим пневматическим испытанием и стыковкой через соединительные муфты со стальным трубопроводом линейной части.

Полимерная труба изготовлена из гибкого материала и намотана на транспортный барабан. Барабан устанавливается на подготовленную площадку для протаскивания. Рукав соединяется соединительным узлом с канатной лебедкой и по средствам электропривода барабана по опорно-направляющим роликам подается в существующий дюкер для протаскивания. Канатная лебедка устанавливается на противоположном берегу.

Тонкостенная конструкция гибкого напорного трубопровода ввиду высокой прочности ткани обеспечивает как незначительную утрату поперечного сечения санированной трубы, так и большую сплошную длину втягивания.

## **6 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ**

**6.1 Расчет длины скважины трубопровода**

**6.2 Расчет параметров спусковой дорожки**

**6.3 Балластировка трубопровода водой**

**6.4 Расчет максимального тягового усилия при протаскивании**

**6.5 Расчет необходимой величины частичного заполнения трубопровода**

**6.6 Уточнение максимального тягового усилия при протаскивании кожуха совместно с рабочим трубопроводом**

**6.7 Проверка трубопровода на пластические деформации при протаскивании**

**6.8 Проверка трубопровода на смятие**

**6.9 Моделирование участка между роликовыми опорами трубопровода. Определение возникающих перемещений и напряжений**

## **7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Эксплуатационной надежностью трубопровода является его свойство выполнять заданные функции в течение требуемого промежутка времени с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров. Указанная способность, в свою очередь, раскрывается через систему объективных критериев технического состояния трубопровода, обуславливающих его нормативную работоспособность в режиме активного воздействия эксплуатационных факторов. Таким образом, уровень эксплуатационной надежности определяется техническим состоянием трубопровода.

Целью раздела ресурсоэффективности и ресурсосбережения является определение перспективности и успешности, конкурентоспособности метода строительства подводного перехода, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации.

Для определения экономически выгодного способа необходимо произвести расчет затрат на проведение работ по строительству подводного перехода трубопровода. Просчитаем два варианта строительства:

Вариант №1. Метод тоннельного дюкера;

Вариант №2. Траншейный метод строительства трубопровода.

Эксплуатационные затраты на проведение строительства подводного перехода состоят из следующих элементов:

- затраты на материалы;
- амортизационные отчисления;
- затраты на оплату труда;
- отчисления во внешние фонды;
- прочие затраты.

### **7.1 Расчет продолжительности строительства подводного перехода газопровода через реку**

7.1.1 Срок строительства подводного перехода траншейным методом  $T_{тр}$ , мес.,

$$T_{тр} = П \cdot K_d \cdot K_v \cdot K_p = 150 \cdot 0,75 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \approx 170 \text{ дн.}$$

Где  $П$  - нормативная продолжительность основного периода строительства подводного перехода, мес.,  $П = 150$  дн.;

$K_d$  – коэффициент, зависящий от диаметра трубопровода,  $K_d = 0,75$ ;

$K_v$  – коэффициент, зависящий от скорости потока воды в реке,  $K_v = 1,25$ ;

$K_p$  – коэффициент, зависящий от района перехода,  $K_p = 1,2$ ;

Общая норма строительства подводного перехода траншейным методом составила 170 дней, в том числе один месяц подготовительных работ.

6.1.2 Расчет продолжительности строительства подводного перехода газопровода через реку методом тоннельного дюкера

Срок строительства подводного перехода методом тоннельного дюкера  $T_{тд}$ , мес.

$$T_{тд} = \frac{(t_b + t_{рас} + t_k)}{8 \cdot 30} + \frac{тп. тр}{24 \cdot 30};$$

где  $t_b$  – время бурения, час;

$$t_b = \frac{L}{V_b} = \frac{999,12}{7} = 142,7 \text{ ч.}$$

где  $L$  – длина перехода, м;

$V_b$  – коммерческая скорость бурения,  $V_b = 7$  м/ч;

Время расширения скважины:

$$T_{рас} = \frac{L \cdot n}{V_{рас}} = \frac{999,12 \cdot 5}{15} = 333,04 \text{ ч.}$$

где  $n$  – количество этапов расширения;

$V_{рас}$  – коммерческая скорость расширения,  $V_{рас} = 15$  м/ч;

Время калибровки скважины:

$$t_k = \frac{L}{V_k} = \frac{999,12}{25} = 39,9 \text{ ч.}$$

где  $V_k$  – коммерческая скорость калибровки скважины,  $V_k = 25$  м/ч;

Время протаскивания трубопровода:

$$t_{п.тр} = \frac{L}{V_{п.тр}} = \frac{999,12}{15} = 66,6 \text{ ч.}$$

где  $V_{п.тр}$  - скорость протаскивания,  $V_{п.тр} = 15$  м/ч;

$$T_{ТД} = \frac{(142,7 + 333,04 + 39,9)}{8 \cdot 30} + \frac{66,6}{24 \cdot 30} = 103 \text{ дн.}$$

Продолжительность строительства подводного перехода методом тоннельного джукера меньше, чем траншейным способом на 67 дней.

## 7.2 Расчёт стоимости проведения строительства подводного перехода газопровода через реку тоннельного джукера

Для проведения строительства подводного перехода необходимо следующее оборудование и материалы:

- Трубоукладчик «KOMATSU D155» - 4 шт.;
- Бульдозер «Т-170»;
- Экскаватор «Hitachi zx330»;
- Буровая установка Robbins 18030;
- Расширители -5 шт.;
- Трубы с заводской изоляцией 720 мм – 87 шт.;
- Трубы с заводской изоляцией 530 мм – 87 шт.;
- Бентонитовый раствор
- Масло моторное;
- Дизельное топливо;
- Бензин АИ-92.

Весь процесс работ по строительству подводного перехода представлен в таблице 7.1

*Таблица 7.1 – Процесс строительства подводного перехода методом ННБ*

Номер п/п	Используемое оборудование	Краткое описание работ
1.	Бульдозер «Т-170»	Снятие плодородного слоя почвы
2.	Буровая установка ННБ Robbins 18030; Экскаватор «Hitachi	Монтаж буровых установок на двух берегах

	zx330»	
3.	Трубоукладчик «KOMATSU D155»	Сварка плети трубопровода и подготовка к протаскиванию в скважину
4.	Буровая установка ННБ Robbins 18030;	Бурение пилотной скважины
5.	Буровая установка ННБ Robbins 18030; Расширители.	Расширение пилотной скважины
6.	Трубоукладчик «KOMATSU D155»	Протаскивание трубопровода
7.	Буровая установка ГНБ Robbins 18030; Трубоукладчик «KOMATSU D155»	Демонтаж оборудования

Длительность работ по методу ННБ – 103 дня, график работы 5 рабочих дней и 2 выходных;

### **6.2.1 Расчет стоимости материалов для строительства подводного перехода методом ННБ**

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

а) сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;

б) запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;

в) топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;

г) работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.);

д) на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Расчет производится для участка длиной 999,12 метра. Длина одной секции трубы диаметром 720 мм и 530 мм – 11,5 метров, следовательно на 999,12 метра необходимо по 87 секций. Стоимость одной секции 720 мм – 62000 рублей, 530 мм – 33000 рублей .

Расчет стоимости необходимых материалов производится по формуле:

$$S_{\text{мат}} = N_{\text{мат}} * C_{\text{ед}},$$

Где  $S_{\text{мат}}$  – стоимость материала (руб.);

$N_{\text{мат}}$  – норма расхода материала (нат.ед);

$C_{\text{ед}}$  – цена за единицу материала (руб/нат.ед).

Материалы для строительных работ закупаются по рыночной цене, без каких либо скидок. Расчет стоимости материалов на проведение монтажа теплоизоляционных труб для нефтепровода можно свести в таблицу 7.2

*Таблица 7.2 – Расчет стоимости материалов на проведение работ*

<i>Наименование материала</i>	<i>Норма расхода материала, нат.ед.</i>	<i>Цена за единицу руб/нат.ед.</i>	<i>Стоимость материалов,руб.</i>
Труба $D_n = 720$ мм	87	62000	5 394 000
Труба $D_n = 530$ мм	87	33000	2 871 000
Бентонитовый раствор(1),т	65	26 208	1 703 520
Масло моторное, л	308	48,50	14 938
Дизельное топливо, л	5500	29	159 500
Бензин АИ-92, л	1000	29,3	29 300
<b><i>ИТОГО:</i></b>			<b><i>10 172 258</i></b>

### **7.2.2 Расчет амортизационных отчислений по методу ННБ**

Сумма амортизации (амортизационных отчислений) рассчитывается исходя из начальной стоимости оборудования и срока его эксплуатации согласно паспорту. Амортизация для оборудования нефтегазовой области рассчитывается по линейному способу.

Расчет амортизационных отчислений производится по формуле:

$$K = \frac{1}{n} * 100\%,$$

где  $K$  – норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта;

$n$  – срок полезного использования объекта (в месяцах).

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 7.3

*Таблица 7.3 – Расчет амортизационных отчислений*

Наименование объекта основных фондов	Гарантийный срок эксплуатации (год)	Количе ство, шт.	Балансовая стоимость, млн. руб.		Сумма амортиза ции (105 дней), руб.
			одного объекта, руб.	Всего, руб.	
Трубоукладчик «KOMATSU D155»	15	4	7 200 000	28800000	560 000
Экскаватор «Hitachi zx330»	15	1	4 350 000	4350000	55 060,2
Буровая установка Robbins 18030	30	1	10 670 000	10670000	135 055,9
Бульдозер «Т-170»	15	1	2 700 000	2700000	34 175,3
<b>ИТОГО:</b>		<b>7</b>			<b>784 291,4</b>

### **7.2.3 Расчет заработной платы по методу ННБ**

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные 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;

- премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.;

- начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.;

- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.

- суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 7.4

*Таблица 7.4 – Расчет заработной платы сотрудников за выполненную работу по методу ННБ.*

№ п/п	Должность	Числ.	Продолжительность работы, дн.	Заработная плата в месяц с районным коэффициентом 1.7, северными надбавками 1.5, прочие. руб.	Заработная плата за весь период работы, руб.
1	Начальник	1	105	110 000	385 000
2	Мастер	2	105	80 000	560 000
3	Оператор	1	105	100 000	350 000
4	Машинист трубоукладчик	4	105	70 000	980 000
5	Машинист буровой установки	1	105	80 000	280 000
6	Электрогазосварщик 5-го разряда	4	105	42 000	588 000
7	Машинист экскаваторщик	1	105	60 000	210 000
8	Линейный трубопроводчик	8	105	60 000	2 100 000
				<b>Итого</b>	<b>5 453 000</b>

#### 7.2.4 Расчет отчислений во внебюджетные фонды (страховые отчисления) по методу ННБ

Согласно Приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 25.12.12 N 625н рассчитывается страховой тариф.

*Таблица 6.5 – Тарифы на социальные отчисления*

Фонд	Размер взноса от зарплаты, %
Пенсионный фонд	22
Фонд медицинского страхования	5,1
Фонд социального страхования	2,9
Страхование от несчастных случаев и производственных заболеваний (класс 1)	0,2

Расчет отчислений во внебюджетные фонды можно свести в таблицу

*Таблица 6.6 – Отчисления во внебюджетные фонды*

Наименование выплат	Должность	Сумма, руб.
Отчисления во внебюджетные фонды	Начальник	116 270
	Мастер	169 120
	Оператор	105 700
	Машинист трубоукладчик	591 920
	Машинист буровой установки	84 560
	Электрогазосварщик 5-го разряда	177 576
	Машинист экскаваторщик	63 420
	Линейный трубопроводчик	634 200
	<b>Итого:</b>	<b>1 942 766</b>

#### 7.2.5 Затраты на проведение организационно-технического мероприятия по методу ННБ

*Таблица 7.7 – Затраты на проведения организационно-технического мероприятия*

Номер	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
-------	---------------	--------------------	------------

1.	Затраты на заработную плату	5 453 000	Таблица 7.4
2.	Отчисления во внебюджетные фонды	1 942 766	Таблица 7.6
3.	Затраты на материалы	10 172 258	Таблица 7.2
4.	Амортизационные отчисления	784 291,4	Таблица 7.3
5.	<b>Итого основные расходы</b>	18 352 315,4	
6.	Накладные расходы (16% от основных)	2 936 370,464	
7.	<b>Всего затраты на мероприятие</b>	<b>21 288 685,86</b> <b>4</b>	

### 7.3 Расчёт стоимости проведения строительства подводного перехода газопровода через реку траншейным способом

Для проведения строительства подводного перехода необходимо следующее оборудование и материалы:

Для проведения строительства подводного перехода необходимо следующее оборудование и материалы:

- Трубоукладчик «KOMATSU D155» - 10 шт.;
- Бульдозер «Т-170»;
- Землесос «ТЗР -151»;
- Лебедка протаскивающая «ЛП-151»;
- Экскаватор «Hitachi zx330»;
- Трубы с заводской изоляцией 530 мм – 87 шт.;
- Утяжелитель типа «УЧК – 530»;
- Рейка деревянная антисептированная (футировка)
- Масло моторное;
- Дизельное топливо;
- Бензин АИ-92.

Таблица 6.8 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала	Норма расхода материала, нат.ед.	Цена за единицу руб/нат.ед.	Стоимость материалов,руб.
Труба D <sub>n</sub> = 530 мм	87	33000	2 871 000

Утяжелитель типа «УЧК – 530»	330	12600	4 158 000
Рейка деревянная антисептированная (футировка)	50	9000	450 000
Масло моторное, л	308	48,50	14938
Дизельное топливо, л	5500	29	159500
Бензин АИ-92, л	1000	29,3	29300
<b>ИТОГО:</b>			<b>9 381 938</b>

### 7.3.1 Расчет амортизационных отчислений по траншейному методу

Сумма амортизации (амортизационных отчислений) рассчитывается исходя из начальной стоимости оборудования и срока его эксплуатации согласно паспорту. Амортизация для оборудования нефтегазовой области рассчитывается по линейному способу.

Расчет амортизационных отчислений производится по формуле:

$$K = \frac{1}{n} * 100\%,$$

где К – норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта;

n – срок полезного использования объекта (в месяцах).

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 7.9

*Таблица 7.9 – Расчет амортизационных отчислений*

Наименование объекта основных фондов	Гарантийный срок эксплуатации (год)	Количество, шт.	Балансовая стоимость, млн. руб.		Сумма амортизации (170 дней), руб.
			одного объекта, руб.	Всего, руб.	
Трубоукладчик «KOMATSU D155»	15	10	7 200 000	72 000 000	2 266 666
Экскаватор «Hitachi zx330»	15	5	4 350 000	8 700 000	684 722
Бульдозер «Т-170»	15	2	2 700 000	5 400 000	170 000
Землесос «ТЗР -151»	15	1	1 900 000	1 900 000	58 814

Лебедка протаскивающая «ЛП-151»	15	1	2 300 000	2 300 000	72 407
<b>Итого:</b>					<b>3 252 609</b>

### 7.3.2 Расчет заработной платы по траншейному методу прокладки

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные 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;
- премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.;
- начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.
- суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 7.10

*Таблица 7.10 – Расчет заработной платы сотрудников за выполненную работу по траншейному методу.*

№ п/п	Должность	Числ.	Продолжительность работы, дн.	Заработная плата в месяц с районным коэффициентом 1.7, северными надбавками 1.5, прочие. руб.	Заработная плата за весь период работы, руб.
1	Начальник	1	170	110 000	605 000
2	Мастер	2	170	80 000	880 000
3	Оператор	1	170	100 000	550 000

*Таблица 7.10 – Расчет заработной платы сотрудников за выполненную работу по траншейному методу.*

№ п/п	Должность	Числ.	Продолжительность работы, дн.	Заработная плата в месяц с районным коэффициентом 1.7, северными надбавками 1.5, прочие. руб.	Заработная плата за весь период работы, руб.
4	Машинист трубоукладчик	10	170	70 000	3 850 000
5	Машинист землесосной установки	1	170	80 000	440 000
6	Электрогазосварщик 5-го разряда	4	170	42 000	924 000
7	Машинист экскаваторщик	5	170	60 000	1 650 000
8	Линейный трубопроводчик	10	170	60 000	3 300 000
9	Машинист установки «ЛП-151»	1	170	80000	440 000
				<b>Итого</b>	<b>12 639 000</b>

### **7.3.3 Расчет отчислений во внебюджетные фонды (страховые отчисления) по траншейному методу**

Согласно Приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 25.12.12 N 625н рассчитывается страховой тариф (таб.7.5).

Расчет отчислений во внебюджетные фонды можно свести в таблицу 7.11

*Таблица 7.11 – Отчисления во внебюджетные фонды*

Наименование выплат	Должность	Сумма, руб.
Отчисления во внебюджетные фонды	Начальник	182 710
	Мастер	265 760
	Оператор	166 100
	Машинист трубоукладчик	1 162 700
	Машинист землесосной установки	132 880
	Электрогазосварщик 5-го разряда	279 048
	Машинист экскаваторщик	498 300
	Линейный трубопроводчик	996 600
	Машинист установки «ЛП-151»	132 880
	<b>Итого:</b>	<b>3 816 978</b>

### 7.3.4 Затраты на проведение организационно-технического мероприятия по траншейному методу

Таблица 7.12 – Затраты на проведения организационно-технического мероприятия

Номер	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
1.	Затраты на заработную плату	12 639 000	Таблица 7.10
2.	Отчисления во внебюджетные фонды	3 816 978	Таблица 7.11
3.	Затраты на материалы	9 381 938	Таблица 7.8
4.	Амортизационные отчисления	3 252 609	Таблица 7.9
5.	<b>Итого основные расходы</b>	<b>29 090 525</b>	
6.	Накладные расходы (16% от основных)	4 654 484	
7.	<b>Всего затраты на мероприятие</b>	<b>33 745 009</b>	

По проведенным расчетам можно сделать вывод, что экономически выгоднее произвести строительство подводного перехода методом тоннельного дюкера (вариант №1), стоимость его составляет 21 288 685,864 руб., стоимость траншейного метода прокладки составляет 33 745 009 руб., помимо экономической выгоды, строительство методом тоннельного дюкера занимает 103 дня, а при траншейном методе прокладки – 170 дней.

## **8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СООРУЖЕНИИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ**

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012) [14].

Рабочим местом является подземный переход газопровода через водные преграды. Переход расположен в южной части Западной Сибири. Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места под строительство перехода должны быть соблюдены все основные условия.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников на объекте сооружения подводных переходов газопровода. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

### **7.1 Профессиональная и социальная безопасность**

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 8.1 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству подводных переходов газопровода способом наклонно-направленного бурения».

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1,

октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.) [21]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

*Таблица 8.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству подводных переходов газопровода способом наклонно-направленного бурения*

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Полевые работы: 1) Установка бурового инструмента; 2) бурение пилотной скважины небольшого размера по заданной траектории; 3) сварка плети рабочего газопровода, подготовка к протаскиванию; 4) расширение скважины для протяжки кожуха; 5) протяжка кожуха в расширенную скважину	1) Превышение уровней шума; 2) Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 3) Тяжесть и напряженность физического труда;	1) Электрический ток; 2) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные); 3) Электрическая дуга и металлические искры при сварке.	СНиП 12-03-2001 [22] СНиП 12-04-2002 [23] ГОСТ 12.0.003–74.(с изм. 1999 г.) [21] ГОСТ 12.1.005–88 [18] ГОСТ 12.1.012-2004 [15] ГОСТ 12.1.038-82 [20] ГОСТ 12.2.003-91 [26] ГОСТ 12.3.009-76 [27] ГОСТ 12.4.125-83 [28] ГОСТ 17.1.3.06-82 [29] СНиП 2.06.14-85 [19] СанПиН 2.2.4.1191-03[32] Р 2.2.2006-05[33]

*Примечание: Пожароопасность описана в п. 3.1 как ЧС.*

### 8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Персонал, сооружающий подводный переход методом тоннельного дюкера подвержены воздействию следующих вредных факторов (табл.8.1).

#### 1. Превышение уровней шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума на объектах строительства подводных переходов методом наклонно-направленного бурения могут стать машины для проведения земляных работ (буровые установки, экскаваторы, трубоукладчики).

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 8.2 [17].

Таблица 8.2 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Основные методы борьбы с шумом на объекте:

- снижение шума бурового инструмента (применение звукоизолирующих средств);

- средства индивидуальной защиты (СИЗ):

- наушники;

- соблюдение режима труда и отдыха;

2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

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 в Томской области составляет в среднем +25°С. Работать при такой температуре не запрещено.

Так как рассмотренное выше строительство нефтепровода запланировано в летний период, то возможны перегревания организма. Повышенная температура воздуха рабочей среды характерна также для выполнения сварочных работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой:

– костюм от защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;

– комбинезон для защиты от токсичных веществ и пыли из нетканых материалов;

– костюм противонцефалитный;

– футболка;

– ботинки кожаные с жестким подноском или сапоги кожаные с жестким подноском;

- сапоги резиновые с жестким подноском или сапоги болотные с жестким подноском;
- нарукавники из полимерных материалов;
- перчатки с полимерным покрытием;
- перчатки резиновые или из полимерных материалов;
- каска защитная;
- подшлемник под каску;
- очки защитные;
- маска или полумаска со сменными фильтрами.

### 3. Тяжесть и напряженность физического труда.

В связи с большой протяженностью и удаленностью газопровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть восьмичасовой рабочий день с обеденным перерывом (13<sup>00</sup> – 14<sup>00</sup>) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

#### **8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека [21].

##### 1. Электрический ток.

Опасность повреждения работника электрическим током в нефтегазовой отрасли, в частности строительстве перехода газопровода через водные преграды существует при сварочных работах.

Безопасное напряжение при таких работах составляет 12 В.

Повреждение электрическим током, электрической дугой может произойти по нескольким случаям:

- При прикосновении человеком незащищенных частей токоведущих частей, корпуса различных электрических устройств, оказавшиеся под напряжением в следствии замыкания;

- При однофазном, т.е однополюсном контакте человека с землей и токоведущей частью (при создании человеком искусственного контакта «токоведущая часть – земля»).

Электрический ток крайне негативно влияет на организм человек, а именно:

- поражает кожные, слизистые покровы человеческого тела;
- поражает центральную нервную систему;
- поражает внутренние органы, оставляет необратимые последствия в работе таких органов как сердце, почки, печень.

Защита от электрического тока в организациях нефтегазовой промышленности делится на два типа:

Первый тип – коллективная защита:

- применение различных плакатов, знаков безопасности для визуального предупреждения работников об опасности поражения электрическим током;
- изоляция открытых участков токоведущих частей электроустройств;
- установка заземления согласно ГОСТ 12.1.030-81[34];
- установка ограждения к установкам работающих при помощи электричества.

Второй тип – индивидуальная защита:

- применение работником средств индивидуальной защиты (диэлектрических ботов, перчаток);
- использование различных диэлектрических ковров в работах, связанных с установкой, ремонтом, обслуживанием электроустановок;

Мероприятия по созданию благоприятного условия при работах на электроустановках:

- проведение инструктажей рабочему персоналу;
- проведение аттестации по знаниям безопасности при работах на электроустановках по категориям;

- Соблюдения работниками правил безопасности.

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

Все движущиеся машины и механизмы на производстве нефтегазовой промышленности, могут стать причиной различного рода телесных повреждений работника отрасли. Так как машины, оборудования представляют собой достаточно небезопасные устройства, в которых участвуют различные подвижные элементы, можно предположить, что повреждения, которые они влекут за собой могут быть достаточно серьезными для человека. При автоматизированном производстве, т.е. без участия человека, возникает риск неожиданных движений оборудования без ведома работника.

Ситуации, связанные с такими несчастными случаями, влекут за собой летальные исходы (смерть), серьезные телесные повреждения (переломы, ушибы), а также материальные убытки (поломка устройств, механизмов, приборов).

Меры по предупреждению таких ситуаций выполняются в виде:

- установок ограждений на периметре работающих установок, оборудования;

- использование работниками средств индивидуальной защиты;

- использование оборудования, находящихся в списке реестра используемых устройств организации.

Данный вид опасных факторов регламентируется и контролируется ГОСТ 12.0.003-74\* [21].

3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

При дуговой сварке используют источники тока с напряжением холостого хода от 45 до 80 В, при постоянном токе от 55 до 75 В, при переменном токе от 180 до 200 В при плазменной резке и сварке. Поэтому источники питания

оборудуются автоматическими системами отключения тока в течение 0,5 ... 0,9 с при обрыве дуги. Человеческое тело обладает собственным сопротивлением и поэтому безопасным напряжением считают напряжение не выше 12 В. Существует опасность поражения электрическим током.

При работе в непосредственном контакте с металлическими поверхностями следует соблюдать следующие правила техники безопасности: [26]

- 1) Надежная изоляция всех токоподводящих проводов от источника тока и сварочной дуги.
- 2) Надежное заземление корпусов источников питания сварочной дуги.
- 3) Применение автоматических систем прерывания подачи высокого напряжения при холостом ходе.
- 4) Надежная изоляция электрододержателя для предотвращения случайного контакта с токоведущими частями электрододержателя с изделием.
- 5) При работе в замкнутых помещениях (сосудах) кроме спецодежды следует применять резиновые коврики (калоши) и источники дополнительного освещения.
- б) Не допускается контакт рабочего с клеммами и зажимами цепи высокого напряжения.

Поражение лучами электрической дуги. Сварочная дуга является источником световых лучей, яркость которых может вызывать ожоги незащищенных глаз при облучении их всего в течение 10 ... 15 с. Более длительное воздействие излучения дуги может привести к повреждению хрусталика глаза и полной потере зрения. Ультрафиолетовое излучение вызывает ожоги глаз и кожи (подобно воздействию прямых солнечных лучей), инфракрасное излучение может вызвать помутнение хрусталика глаза.

Должны применяться средства индивидуальной защиты глаз, лица (открытые защитные очки сварщика, закрытые защитные очки сварщика, защитные лицевые щитки сварщика) согласно ГОСТ Р 12.4.238-2007. [35]

## 7.2 Экологическая безопасность

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия проектируемых работ первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основные элементы окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные ресурсы, растительность, атмосферный воздух.

В таблице 8.3 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия

*Таблица 8.3 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по строительству подводного перехода методом ННБ*

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Разрушение грунтов	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдения нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы химреагентами и др.	Предусмотреть сбор отходов, места и условия их временного хранения, вывоз для утилизации, уничтожения, захоронения остатков химреагентов, мусора, загрязненной земли согласно ФЗ от 24.06.1998 (ред. от 29.12.2015) [36]
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов согласно ФЗ от 24.06.1998 (ред. от 29.12.2015) 365]
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв ГОСТ 17.4.3.04-85 [38]
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой согласно

		постановлению Правительства РФ от 30.06.2007 № 417 (ред. от 14.04.2014) [39]
Воздушный бассейн	Выбросы: - выхлопные газы двигателей транспорта;	Мероприятия согласно пособию к СНИП 11-01-95 от 01.01.1970 [40].

### 7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на объектах строительства подводного перехода трубопроводов могут возникнуть по разным причинам, некоторые из них:

- наводнения;
- различного рода пожары;
- ЧС техногенного характера.

Аварии могут привести к необратимым последствиям. Аварии возникают в следствии:

- неправильных действий персонала при строительстве;
- отказ устройств предупреждения опасных ситуаций (приборы контроля, сигнализации);
- разрушение оборудования вследствие старения металла;
- коррозия оборудования;
- ураганы, удары молнией и т.п.

Одним из примеров чрезвычайной ситуации может послужит пожар на рабочем месте, т.е. на газоопасных объектах, объектах строительства трубопровода. Данный пожар относится к чрезвычайной ситуации техногенного характера.

Источниками возникновения возгорания могут быть различные устройства, работающие на электричестве. В таких устройствах при некоторых истечениях обстоятельств (перегрев элементов, электрические искры, дуги и т.д.) могут возникнуть опасные моменты возгорания. Источники взрыва – трубопроводы под давлением, газовые баллоны, сосуды, заполненные взрывоопасным веществом.

Результатами поражения открытым пламенем человека может привести к летальному исходу, поражению кожных покровов тела, поражения волосяных покровов.

По санитарным нормам, концентрация паров газа и продуктов переработки нефти в рабочей зоне не должна превышать  $100 \text{ мг/м}^3$ , при проведении работ в газоопасных зонах, с применением средств защиты органов дыхания, не должна превышать предельную концентрацию взрывоопасности для паров нефти в  $2100 \text{ мг/м}^3$  [41].

При производстве работ при строительстве подводного перехода трубопровода, необходимо руководствоваться нормативными документами:

- ГОСТ 12.1.004-91 [42];

- ППБ 01-03 [43].

А также необходимо руководствоваться другими нормативно-техническими документами, которые установлены в порядке региональных норм и правил, регламентирующих требования пожарной безопасности.

Подрядчик работ отвечает за пожарную безопасность на объекте строительства в течение всего времени оговоренного контракта.

Ответственных за пожарную безопасность назначает руководитель объекта. Персональная ответственность возлагается на руководителей объекта в соответствии с действующими законодательствами.

Все работники независимо от стажа и вида работ допускаются к работе после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении службы, специфики работ, должны пройти дополнительное обучение по тушению и предупреждению пожаров в местах проведения работ в порядке, установленным руководителем работ.

Силовые блоки, буровая установка, электростанции, насосные станции, служебно-бытовые и производственно-складские помещения, а также территория местоположения указанных помещений и обязаны обеспечиваться первичными средствами пожаротушения.

Площадка буровых работ должна быть укомплектована следующими первичными средствами пожаротушения – таблица 8.4.

*Таблица 8.4 – Первичные средства пожаротушения*

Наименование	Количество	
	Буровой комплекс	Территория занятая зданиями и сооружениями (каждые 5000 м <sup>2</sup> )
Огнетушители ручные воздушно-пенные	3	2
Огнетушители углекислотные (порошковые)	4	1
Ящики с песком (1 м <sup>3</sup> )	2	1
Ведро	2	2
Асбестовые полотна, кошма, войлок	1	1
Штыковые лопаты	4	2
Топоры	2	2
Ломы	2	2
Багры	2	2

На территории проведения работ должны изготавливаться различного рода пожарные щиты для установки ломов, лопат, топоров, ведер, огнетушителей, багров, которые в свою очередь должны быть легкодоступными и располагаться в видных местах. По конструкции ящики для песка должны быть удобными для использования, извлечения песка и защищенными от попадания осадков. Ящик должен быть укомплектован совком и лопатой, перед заполнением ящика песок должен быть просушен и просеян. Асбестовая ткань, кошма, войлок, должны храниться в металлических

упаковках с крышками. Все объекты пожаротушения окрашиваются в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026-76 [44].

Работодатель обязан обеспечить объект средствами пожаротушения, а работник в свою очередь должен пройти обучение по работе с такими средствами.

Специализированная техника (тракторы, автомашины, буровой инструмент) укомплектовывается различными ручными порошковыми, углекислотными огнетушителями.

На участке производства буровых работ должны выделяться специальные места для курения, которые в свою очередь оборудованы урнами для окурков.

Пропитанные маслом, дизельным топливом, бензином материалы должны собираться в специальные металлические тары (бачки, ящики) с плотной крышкой. По окончании работ тара с использованным материалом должна транспортироваться в места утилизации.

#### **8.4 Законодательное регулирование проектных решений**

В соответствии с законодательными с законодательным регулированием РФ, на рабочих участках с вредными и опасными условиями труда, работодатель в свою очередь обязан обеспечить работника средствами, специализированными под данный вид работы, согласно типовым отраслевым нормам (СИЗ, репелленты и т.д.) «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» [22]. Работники без средств индивидуальной защиты, касок защитных и других необходимых средств защиты к работам не допускаются.

Также работодатель обязан обеспечить коллектив работников при строительстве объекта транспорта углеводородного сырья всеми необходимыми санитарно-бытовыми помещениями (склады для материалов, гардеробы, душевые, сушилки для одежды, помещения для отдыха, приема

пищи и проч.) согласно строительным нормам и правилам, коллективному договору, тарифному соглашению.

В документах о решениях по организации прописываются: форма организации труда (бригадный, вахтовый, экспедиционно-вахтовый и т.д.); режим труда; режим отдыха; состав бригад.

При описании режимов труда: указывается продолжительность смены, вахты, количество смен в месяц, трудовой распорядок дня, часы начала рабочего дня, часы окончания рабочего дня, сменные перерывы на отдых, перерывы на прием пищи.

При строительстве переходов в экстремальных погодных условиях (повышенные или пониженные температуры) работодатель должен обеспечить работников дополнительными средствами индивидуальной защиты от холода или жары, дополнительными санитарно-бытовыми помещениями для обогрева, дополнительным временем приема пищи для восстановления.

Подготовка санитарно-бытовых помещений и устройств должны быть закончены до начала строительных работ, и отвечать всем стандартам сообщества. При реконструкции старых существующих санитарно-бытовых помещений необходимо учитывать новые правила обустройства помещений, особенности местности проведения работ, количество работников в бригаде, оснастить всеми необходимыми средствами для комфортного отдыха. Производственные участки территории, рабочие места должны быть оснащены необходимыми средствами индивидуальной, коллективной защиты, средствами пожаротушения, линиями связи, сигнализациями и другими необходимыми средствами обеспечивающих безопасные и надежные условия труда строительному персоналу в соответствии с нормативными документами. Все объекты санитарно-бытовых, производственных помещений, места отдыха, проходы, рабочие места должны быть расположены на безопасных расстояниях за пределами опасных зон. На действующих опасных зонах при производстве должны быть установлены защитные ограждения, не позволяющие работнику

без надобности проникнуть в эту зону. В потенциально опасных зонах устанавливаются сигнальные ограждения, знаки безопасности.

Проезды, переходы на территории производства не должны быть загромождены, замусорены. Рабочие участки должны всегда содержаться в чистоте и порядке, периодически очищаться от мусора, хлама, ненужных для производства объектов.

Находясь на территории производства (санитарно-бытовых помещениях, производственных помещениях участках работ и т.д.), работник, а также представители других организаций обязаны выполнять все требования внутреннего трудового распорядка организации. По всей территории, рабочие места должны быть обеспечены средствами связи.

Все помещениях организации должны быть оборудованы согласно принятым нормативным документам, санитарно-бытовые помещения иметь в наличии аптечки, носилки, шины и другие средства первой и основной медицинской помощи пострадавшему на объекте строительства трубопровода. В соответствии с законодательством РФ работодатель обязан должным образом провести расследование в отношении произошедших несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279 [45]. По установленным причинам, должны быть проведены и разработаны мероприятия по предупреждению таких ситуаций производственного травматизма, профзаболеваний.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В работе были проведен анализ конструкций трубопроводов, прокладываемых с применением технологии ННБ, расчет профиля скважины, расчет балластировки.

Была выбрана конструкция многоканального трубопровода с применением опорно-направляющих устройств с роликами типа РОНК, так как эти кольца имеют более крепкие конструкции относительно других и позволяют уменьшить усилие протягивания трубопровода, повысить надежность конструкции многоканального трубопровода.

По произведенным расчетам:

[REDACTED]

- Выгоднее произвести строительство подводного перехода (длина перехода 999,12 м) методом тоннельного дюкера (труба в трубе), стоимость его составляет 21288685,864 руб., стоимость прокладки траншейным методом составляет 33745009 руб.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Павлов М.Н. Прокладка газопровода методом тоннельного дюкера / М.Н. Павлов, В.Г. Крец // Сборник статей «Материалы VII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов» ООО «Газпром трансгаз Томск», Том II. – Томск: «Графика». -2015 г.- с.138-141;
2. Павлов М.Н. Анализ экономической эффективности прокладки газопровода методом тоннельного дюкера / М.Н. Павлов, И.В. Шарф // XIX Международный симпозиум имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»;
3. Павлов М.Н. Техника и технология прокладки газопровода методом тоннельного дюкера / М.Н. Павлов, В.Г. Крец // // XIX Международный симпозиум имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»;
4. Павлов М.Н. Технология прокладки газопровода методом тоннельного дюкера / М.Н. Павлов, В.Г. Крец // // Межрегиональная студенческая конференция «Молодежь в стратегии социально-экономического развития Дальнего Востока»;
5. Саввин В.В., Павлов М.Н. Анализ экономической эффективности прокладки газопровода с упруго – пластичными элементами в районах с высокой сейсмичностью/ Саввин В.В., М.Н. Павлов, И.В. Шарф // XX Международный симпозиум имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»;
6. Павлов М.Н., Ле Тхи Тху Тхуи. Устройство для исследования нефтяных и газовых скважин/ М.Н. Павлов, Ле Тхи Тху Тхуи, В.Г. Крец // // XX Международный симпозиум имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»;
7. Павлов М.Н. Повышение эффективности работы электрода сравнения ЭНЕС-1 / М.Н. Павлов, В.Г. Крец // // XX Международный симпозиум имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»;

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Раковская Э.М. Физическая география России. М.: Академия, 2013, Т.2 – 256 с.
2. Гвоздецкий Н.А., Михайлов Н.И. Физическая география СССР. Азиатская часть. Изд. 3-е. – М.: Мысль, 1978. – 512 с.
3. Брыксина Н.А., Полищук Ю.М., Булатов В.И. Ландшафтно-космический анализ динамики полей термокарстовых озер в зоне многолетней мерзлоты Западной Сибири. Вестник Томского педагогического университета. Выпуск № 7 / 2012.
4. Геннадиев А.Н., Глазовская М.А. География почв с основами почвоведения. М.: Издательство «Высшая школа», 2005. – 461 с
5. СНИП 2.05.06 – 85\* Магистральные трубопроводы
6. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий (теория и практика): технический учебник-справочник. М., ПрессБюро №1, 2005.
7. СТО НОСТРОЙ 15 – 2011 Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения.-.:М- 2012
8. ООО «Роснефтегазкомплект» опорно направляющие кольца // <http://rosngsk.ru/oporno-napravlyayushchie-koltsa>
9. Пат. 125228 РФ F16L9/18. Многоканальный трубопровод для транспортировки жидкости и/или газа под высоким давлением / Еренков О.Ю., Богачев А.П., Ягубов Э. З. – 2012143284/06; заявлено 09.10.2012; опубл. 27.02.2013.
10. Пат. 124762 РФ F16L7/00. Опорно-направляющее кольцо для трубопровода с качающейся роликовой опорой / Миклуш С.Я., Минаев В.Н., Вылевко В.В. – 2012138846/06; заявлено 11.09.2012; опубл. 10.02.2013.
11. Пат. 2140605 РФ F16L9/18. Многоканальный трубопровод для транспортировки жидкости и/или газа под высоким давлением / Цыплаков

- О.Г., Цхадая Н.Д., Нередов В.Н., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. – 98102530/06; заявлено 04.02.1998; опубл. 27.10.1999.
12. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пос. для вузов //П. П. Кукин, В.Л. Лапшин, Е. А. Подгорных и др. – М.: Высш. шк. 1999. – 318 с
  13. Ильин А.М., Антипов В.Н. Безопасность труда на открытых горных работах. – М.: Недра, 1995. – 265 с.
  14. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.
  15. ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования
  16. ГОСТ 31192.1 Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека
  17. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования к безопасности
  18. ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
  19. ГОСТ 17.4.3.02-85 Правила производства земляных работ
  20. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
  21. ГОСТ 12.0.003-74\* Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
  22. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве (часть 1). Общие требования
  23. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве (часть 2). Общие требования
  24. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями №1,2)
  25. СТО НОСТРОЙ 15 – 2011 Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения-.:М- 2012
  26. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности

27. ГОСТ 12.3.009-76 Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности
28. ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов. Классификация
29. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод
30. СНиП 2.06.14-85 Защита горных выработок от подземных и поверхностных вод
31. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
32. СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях
33. Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
34. ГОСТ 12.1.030-81 Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
35. ГОСТ Р 12.4.238-2007. Средства индивидуальной защиты глаз и лица при сварке и аналогичных процессах. М: Стандартинформ, 2008
36. Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 29.12.2015) "Об отходах производства и потребления"
37. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
38. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
39. Постановление Правительства РФ от 30.06.2007 N 417 (ред. от 14.04.2014) "Об утверждении Правил пожарной безопасности в лесах"/
40. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации "охрана окружающей среды". 1970.
41. ГН 2.2.5.686-98 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»;

42. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
43. ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»;
44. ГОСТ 12.4.026-76 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные и знаки безопасности;
45. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве
46. Мустафин Ф.М., Лаврентьев А.Е. Строительство подводных переходов трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения: Учеб. Пособие – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 208 с
47. Раковская Э.М. Физическая география России. М.: Академия, 2013, Т.2 – 256 с.
48. Интернет ресурс // <http://xn---9sbbfd1ckm.com.ua/2012/06/istorija-gnb.html>  
дата обращения 15.03.2015г
49. Ведомственные нормы: «Строительство подводных переходов нефтепроводов способом наклонно-направленного бурения» ОАО АК по транспорту нефти «ТРАНСНЕФТЬ» [Текст] / ОАО «ВНИСТ»: Срок введ. в действие установлен с 10.09.99. – М., 1999. – 82 с.
50. Ведомственные нормы. Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения [Текст] / АО «ВНИСТ». – М.: Информационно-рекламный центр газовой промышленности (ИРЦ Газпром), 1998. – 86 с.
51. Березин В.А., Ращепкин К.Е. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / - М.: Недра, 1978. -364 с.
52. Изоляционные материалы и покрытия для нефтепроводов и резервуаров. Каталог / Журнал ЛКМ. – 1988.-192 с.

**Приложение А**  
**(обязательное)**  
**Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке**

**UNDERGROUND PIPELINE LAYING USING THE PIPE-IN-PIPE SYSTEM**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Павлов Михаил Николаевич		

Консультант кафедры ТХНГ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н., ст.н.с.		

Консультант-лингвист кафедры ИЯПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ИЯПР	Уткина Анна Николаевна	к.ф.н., Доцент		

## UNDERGROUND PIPELINE LAYING USING THE PIPE-IN-PIPE SYSTEM

The problems of resource saving and environmental safety during the installation and operation of the underwater crossings are always relevant. This part of our research describes the existing methods of trenchless pipeline technology, the structure of multi-channel pipelines, the types of supporting and guiding systems. The rational design is suggested for the pipe-in-pipe system. The finite element model is presented for the most dangerous sections of the innerpipes, the optimum distance is detected between the roller supports.

The methods of trenchless pipelaying have a number of benefits in comparison to the trenching methods. Among them is a low ecological damage; no trenches, backfilling, coastal reinforcement; reliability improvement due to the pipelay in a non-fractured rock to a deeper depths; reduction of operating costs due to the exception of diver inspections and the works of elimination of periodical pipeline flooding; wild landscape conservancy, and many others.

The main drilling methods are directional drilling, curved pipes method, Geokhodtunneler, screw-driven tunneling, microtunneling, tunneling, pipe-in-pipe system.

The trenchless pipeline technologies are used, in particular, for the main oil and gas pipeline laid under the artificial and natural barriers including the underwater crossings (see Table 1).

Table 1. Main trenchless pipeline technologies

Trenchless pipeline	Field of application, benefits	Limitations
Directional drilling (325-1720 mm pipe diameter)	Crossings over water reservoirs, roads, buildings, and other constructions; natural barriers, watersides. Used when necessary to avoid surface damages.	Impossibility of pipeline repair and reinstatement works in case of emergencies.
Curved pipes method (530 -1420 mm pipe diameter)		Restricted crossing length; impossibility of pipeline repair and reinstatement works in case of emergencies
Geokhodtunneler. Mining diameter up to 3 m; weight – 19 t		In development in Tomsk Polytechnic University
Screw-driven tunneling		In development in Tomsk Polytechnic University
Microtunneling (Herrenknecht tunneling system). Mining diameter up to 4 m; laying length– 1500 m		Restricted by geological conditions. Occupies large space for assembly area

Shield tunneling		High construction cost. Minimum pipe diameter – 2 m.
<b>Pipe-in-pipe method</b>	Used in multi-channel pipelines. Simplicity of pipeline repair and reinstatement. Drag force reduction in tunneling	Insufficient structural reliability of supporting and guiding systems

Except for the pipe-in-pipe methods, all other methods presented in Table 1 are provided with the inverted syphon comprising coaxially welded pipes and representing a single-channel pipeline.

The inverted syphon is a multi-channel pipeline comprising the outer pipe and, at least, one inner pipe installed in the internal space of the outer pipe using the supporting and guiding systems.

There are several types of multi-channel pipelines differing by their design features:

- comprising at least one inner pipe installed in the outer pipe using plastic spring frames (Fig. 1 a);
- comprising at least one inner pipe installed in the outer pipe using supporting centering devices in the form of roller supports (Fig. 1 b);
- comprising the outer pipe and at least two inner parallel pipes fixed to each other by the elastic compensating mechanism (Fig. 1 c).

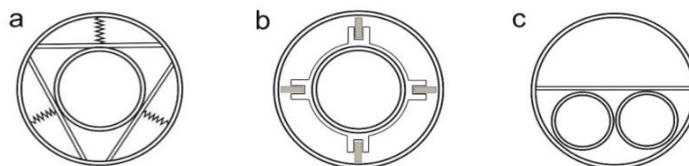


Fig.1.Types of multi-channel pipelines

The pipe lining can be also provided by the variety of wood and polymer lining materials. There is a range of the supporting and guiding systems that facilitate the pulling and centering of the inner pipeline and form a two- and multi-channel inverted syphon.

Several types of supporting and guiding systems are currently used for the pipeline arrangement. Among them are the following:

- dielectric rings or spacers (Fig. 2 a) are made of two or three semi-rings connected to one ring by metalware (bolts, nuts and washers) and fixed to the pipe. Spacer is manufactured in compliance with GOST 16338 of 276-73 (83,84) type polyethylene.

- roller guide ring (Fig. 2, b) are made of two or three semi-rings connected to one ring by metalware (bolts, nuts and washers) and fixed to the pipe. The dielectric rollers made of polyamide blocks are fixed to the outer pipe and facilitate the pipeline pulling. These polyamide blocks serve as a dielectric to prevent the contact between the inner and outer pipes.

- guide rings of PMTD type (Fig. 2, d) are made of two semi-rings connected to one ring by bolt connection. The roller sliding supports manufactured in compliance with GOST 10589-87 of the dielectric material (polyamide-610), are installed and mounted to the outer surface of the PMTD ring. To reduce the drag force when pulling the pipeline, the sliding supports are mounted to the upper semi-ring, while the roller supports are mounted to the lower semi-ring.

- guide rings with a rocking roller (Fig. 2, c) are made of three metal semi-rings with bolt connections. The lower support element has two rollers and rotates to a certain vertical angle.

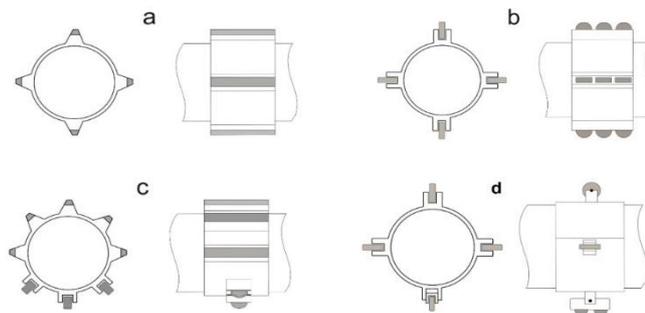


Fig.2. Types of supporting and guiding systems

The roller guide rings and the type PMTD rings are the most advanced guiding systems that allow the reduction of the drag force and the improvement of the structural reliability of the multi-channel pipeline.

The multi-channel pipeline with the roller guide rings was selected for the finite element modeling (FEM). The pipe section between the roller supports was analyzed

and the pipeline axial displacements and stresses were identified using the ANSYS finite element program. FEM of the pipeline displacement is presented in Figure 3.

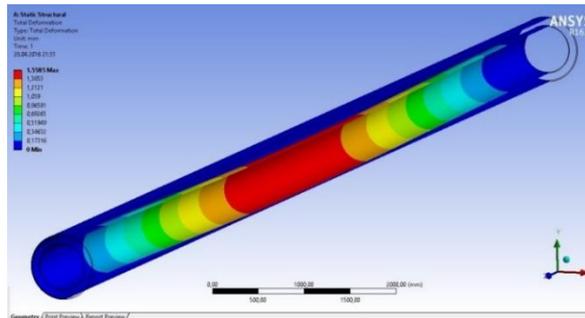


Fig. 3. FEM of axial displacement of pipeline (distance between supports – 15 m)

### Finite element method (FEM)

The finite element method (FEM) is a numerical technique for finding approximate solutions to boundary value problems for partial differential equations. It is also referred to as finite element analysis (FEA). FEM subdivides a large problem into smaller, simpler, parts, called finite elements. The simple equations that model these finite elements are then assembled into a larger system of equations that models the entire problem. FEM then uses variational methods from the calculus of variations to approximate a solution by minimizing an associated error function.

### Results and discussions

The dependence between the estimated von Mises stress and the pipeline displacement relative to the distance between roller supports is presented in Table 2. The pipeline is subjected to plastic deformation tests using the finite element modeling. The task conditions are as follows:

- 530 mm pipe diameter;
- 8 mm wall thickness.

Table 2. Estimated von Mises stress and pipeline displacement relative to the distance between roller supports

N	Distance between roller supports, m	Dead load, N	Axial displacement, mm	von Mises stress, MPa
1	10	10202,4	0,32	5,7
<b>2</b>	<b>15</b>	<b>15303,6</b>	<b>1,5</b>	<b>13,3</b>
3	20	20404,8	4,8	20
4	25	25506	11,7	34,5

According to Table 2, the most dangerous pipeline section is in the centre and the interface of the roller support and the outer pipe, i.e. the maximum stresses are observed that reduce the pipeline reliability. The maximum axial displacements of the pipeline are observed in the central part between the roller supports. Depending upon the maximum axial displacements, the optimum distance between the roller supports is 15 m.

The structural analysis of the multi-channel pipeline and the types of the supporting and guiding systems showed that the most efficient technology is the pipe-in-pipe system.

The multi-channel pipeline was designed using the supporting and guiding systems in the form of the roller guide rings. FEM analysis of the inner pipe section between the roller supports showed that the optimum distance between them is 15 m since the pipeline bending relative to its axis tends to zero.