

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Совершенствование технологии сооружения подводного перехода магистрального газопровода с использованием предварительно изогнутых труб»

УДК 622.691.4.053073(204.1):621.643-023.221

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Зинченко Н.С.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.	–		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова О.А.	–		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

по Основной образовательной программе подготовки магистров

по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ.*

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13;

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
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	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 ".

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) Бурков П.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМБА	Зинченко Никите Сергеевичу

Тема работы:

«Совершенствование технологии сооружения подводного перехода магистрального газопровода с использованием предварительно изогнутых труб»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 12.03.2018 г. №1624/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.05.2018г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: сооружаемый подводный переход магистрального газопровода через реку _____, с использованием предварительно изогнутых труб.
<i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т.д.)</i>	

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Обзор литературных источников; • Анализ существующих методов строительства ППМГ; • Обзор микротоннелепроходческих комплексов; • Решение задачи совершенствования технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб; • Проведение технологического расчета газопровода; • Объяснение выбора труб изогнутых под 3 градуса.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Ю.С., ассистент ОСГН
«Социальная ответственность»	Немцова О.А., ассистент ООД ШБИП
«Иностранный язык»	Коротченко Т.В., к.ф.н., доцент ОИЯ

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

Реферат
Приложение А

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.09.2016г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Зинченко Никита Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Зинченко Никите Сергеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

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

<p>1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i></p>	<p><i>Материально-технические ресурсы: оборудование, необходимое для строительства ППМГ; энергетические ресурсы: электрическая энергия, вода, пар, сжатый воздух, карбид кальция; человеческие ресурсы: механизатор, сварщик, рабочие выполняющие изоляционные работы, разнорабочие, электромонтажники</i></p>
<p>2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i></p>	<p><i>Налоговая система и финансовое законодательство Российской Федерации</i></p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. <i>Расчет затрат на материально-технические ресурсы</i></p>	<p><i>Приведены затраты на необходимое оборудование, заработные платы, затраты на выполнение различных видов работ, а также затраты на энергетические ресурсы</i></p>
---	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. Альтернативы проведения НИ
3. График проведения и бюджет НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.03.2018г
---	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Ю.С.	—		08.03.2018г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Зинченко Н.С.		08.03.2018г

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Зинченко Никите Сергеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	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) и области его применения

Рабочее место находится на открытом воздухе, производство работ осуществляется в [REDACTED]. При сооружении подводного перехода магистрального газопровода проявление вредных и опасных факторов производственной среды для человека сведено к минимуму. Оказывает незначительное негативное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу).

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность
1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты)

Вредные факторы:

- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенный уровень ионизирующих излучений;
- повышенная запыленность воздуха рабочей зоны – пыль, цемент, сварочный аэрозоль и др.;
- повреждения в результате контакта с насекомыми;
- повышенная температура окружающей среды, влажность воздуха.

Опасные факторы:

Механические опасности:

1. движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; разрушающиеся конструкции.
2. острые кромки, шероховатость на поверхностях инструментов и оборудования.

Электробезопасность:

3. повышенное напряжение в электрической цепи.

Пожаровзрывобезопасность:

4. сварочные работы; неисправное электрическое оборудование.

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Строительство подводного перехода магистрального газопровода оказывает следующие воздействия на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> • выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух; • воздействие на поверхностные и подземные водные объекты; • воздействие на земельные ресурсы и почвенный покров. <p>Животный мир:</p> <ul style="list-style-type: none"> • распугивание птиц; <p>нарушение мест обитания рыб.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Одним из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС, являются разрывы газопровода на рабочем месте.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования; СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2 Строительное производство; ПОТ Р М-026-2003 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации газового хозяйства организацией.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	13.03.2018г
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			13.03.2018г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Зинченко Н.С.		13.03.2018г

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.05.2018г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.02.2018	<i>Обзор литературных источников</i>	6
01.03.2018	<i>Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ</i>	10
17.03.2018	<i>Обзор микротоннелепроходческих комплексов</i>	8
24.03.2018	<i>Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб</i>	18
26.04.2018	<i>Расчетная часть</i>	17
04.05.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	12
12.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	12
19.05.2018	<i>Раздел на иностранном языке</i>	5
23.05.2018	<i>Заключение</i>	6
25.05.2018	<i>Презентация</i>	6
<i>Итого:</i>		<i>100</i>

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 138 с., рис.20, табл.22, 41 источник, 1 прил.

Ключевые слова: строительство, подводный переход, магистральный газопровод, расчет, оборудование, «Метод кривых», бестраншейный способ, охрана труда.

Объектом исследования является подводный переход магистрального газопровода [REDACTED] через реку [REDACTED].

Цель работы – совершенствование технологии строительства подводного перехода магистрального газопровода с использованием предварительно изогнутых труб.

В процессе исследования проводится анализ существующих технологий строительства ППМГ, производится технологический расчет газопровода. Приводится обоснование выбора предварительно изогнутых труб с углом гнутья 3 градуса. В результате исследования был произведен сравнительный анализ строительства ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб («Метод кривых»). Предложена теоретическая разработка гибрида двух тоннелепроходческих агрегатов отечественной и зарубежной разработок.

Степень внедрения: технология строительства ППМГ выбранным способом, является перспективной и имеет ряд преимуществ в технико-экономическом плане.

Область применения: технология «метод Кривых» применяется для бестраншейного сооружения подводных переходов.

Экономическая эффективность/значимость работы: выбранная технология с присущим ей широким спектром преимуществ, по стоимости реализации сопоставима с траншейным методом сооружения переходов через водные преграды.

					<i>Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Зинченко Н.С.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					14	130
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр.2БМ6А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Abstract

Final qualifying work of pages, pictures, tables, sources, appendices

Keywords: construction, underwater transition, main gas pipeline, calculation, equipment, «the Method of curves pipes», trenchless method, labor protection.

The object of study is underwater transition of the main gas pipeline

_____.

Purpose of work - improving the construction technology of gas pipeline underwater crossing using pre-bent tubes.

In the process of the study, the analysis of existing technologies for underwater crossing is carried out, the gas pipeline is technologically calculated. The substantiation of a choice of preliminary bent pipes with a bending angle of 3 degrees is resulted. As a result of the study, a comparative analysis was made of the construction of an underwater crossing using pre-curved tubes ("Curve method"). The theoretical development of a hybrid of two tunneling aggregates of domestic and foreign developments is proposed.

Degree of implementation: the technology of construction of the underwater passage of the main gas pipeline by the chosen method is promising and has a number of advantages in the technical and economic terms.

Scope: the "Curves method" technology is used for trenchless construction of underwater crossings.

Economic efficiency / significance of the work: the chosen technology with its inherent wide range of advantages, at a cost of implementation is comparable to the trench method of constructing crossings through water barriers

					<i>Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Зинченко Н.С.			<i>Abstract</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					15	130
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Бурков П.В.						

Определения, обозначения, сокращения

Переход трубопровода подводный – участок трубопровода, проложенный через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 и глубиной свыше 1,5 м, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

Микротоннелирование – автоматизированная технология проходки тоннеля (выработки) с продавливанием трубной конструкции обделки, выполняемая без присутствия людей в выработке.

Микротоннелепроходческий комплекс (МТПК) – комплекс подземного и расположенного на земной поверхности оборудования, предназначенный для механизированной и дистанционно управляемой проходки тоннеля небольшого сечения, исключающего пребывание в нем обслуживающего персонала в период строительства.

Механизированный щит – головная часть механизированного тоннелепроходческого комплекса, предназначенная для защиты призабойной зоны от давления грунта, для разработки и выдачи его за пределы этой зоны, а также для монтажа и укладки колец обделки и нагнетания за них тампонажного раствора.

Бентонит – глина, состоящая в основном из минералов группы монтмориллонита, имеющая выраженные сорбционные свойства и высокую пластичность.

Бентонитовая суспензия – дисперсная система бентонитового глинопорошка и воды, обладающая тиксотропными свойствами, используемая при бурении скважин и пригруза забоя при микротоннелировании.

Закрытый способ – способ сооружения коллектора или тоннеля без вскрытия поверхности земли.

					<i>Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Зинченко Н.С.				Определения, обозначения, сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец В.Г.						16	130
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП	Бурков П.В.							

Проходка – искусственное образование в земной коре полостей путем выемки грунта механизированным или ручным способом.

Тоннель – горизонтальное или наклонное подземное искусственное сооружение, предназначенное для транспорта, пропуска воды, размещения коммуникаций и других целей.

НТД – нормативно-техническая документация;

МТПК – микротоннелепроходческий комплекс;

ПП – подводный переход;

ННБ – наклонно-направленное бурение;

ГНБ – горизонтально-направленное бурение;

ППМГ – подводный переход магистрального газопровода;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

МГ – магистральный газопровод;

ГВТ – геовинчестерная технология

					Определения, обозначения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Оглавление

Введение	20
1. Обзор литературы	23
2. Общая характеристика объекта исследования.....	31
2.1. Краткая физико-географическая и климатическая характеристика района работ	31
2.2. Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ.....	32
2.3. Краткая гидрологическая характеристика района работ.....	33
3. Анализ существующих технологий, техник и методов строительства подводных переходов магистральных трубопроводов	35
3.1. Обзор существующих методов строительства подводных переходов	36
3.2. Анализ строительства подводных переходов траншейным и бестраншейным способами.....	37
3.3. Методы строительства подводных переходов	39
3.4. Общий сравнительный анализ строительства подводных переходов траншейным и бестраншейным способами	40
4. Обзор микротоннелепроходческих комплексов	52
5. Совершенствование технологии сооружения подводного перехода магистрального газопровода с использованием предварительно изогнутых труб	65
6. Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»..	66
6.1. Характеристика объекта строительства	66
6.2. Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность сооружения линейного объекта	67
6.3. Организационный период.....	67
6.4. Перечень основных видов строительно-монтажных работ	70
6.4.1. Подготовительные работы на трассе линейного объекта	70
6.4.2. Основные работы на трассе линейного объекта	70
6.4.3. Земляные работы.....	70
6.4.4. Прокладка трубопровода «Методом кривых»	70
6.4.5. Сварочно-монтажные работы	72
6.4.6. Изоляционно-укладочные работы	73
6.4.7. Очистка полости, осушка, испытание сооруженного газопровода.....	74

					<i>Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Зинченко Н.С.			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					18	130
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Бурков П.В.						

7.	Расчетная часть	79
7.1.	Расчет характеристик для прямого участка трубопровода	79
7.1.1.	Расчет участка газопровода на прочность	79
7.1.2.	Расчет сопротивления материала	79
7.1.3.	Расчет стенки трубопровода	80
7.1.4.	Расчет напряжений в стенках трубопровода.....	80
7.1.5.	Расчет прочности трубопровода.....	81
7.1.6.	Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации	82
7.2.	Расчет длины скважины трубопровода.....	83
7.3.	Расчет усилия протаскивания трубопровода в грунтовую скважину	87
7.4.	Проверка трубопровода на пластические деформации в процессе протаскивания ...	90
7.5.	Объяснение выбора предварительно изогнутых труб с углом гнутья 3 градуса	90
8.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	91
9.	Социальная ответственность	106
	Список использованных источников	127
	Приложение А	131

Введение

Обеспечение стабильного функционирования, надежности и безопасности магистральных газопроводов входит в первоочередные задачи, как при их строительстве, так и при эксплуатации. С точки зрения эксплуатационной надежности газопровода, к участкам с повышенным риском эксплуатации можно отнести: переходы через естественные и искусственные преграды. Повышенный риск эксплуатации любого подводного перехода по сравнению с линейной частью магистрального трубопровода определяется не столько вероятностью возникновения аварийной ситуации, сколько большими экологическими проблемами и экономическими затратами на устранение последствий. Сроки ликвидации отказов на подводных переходах во много раз превышают аналогичные показатели на сухопутной части газопроводов, а их ремонт по сложности и затратам сопоставим со строительством нового.

Территория Российской Федерации покрыта обширной сетью рек, по дну которых проложены тысячи километров дюкерных переходов различного назначения. До недавнего времени все изношенные дюкеры просто выводились из эксплуатации и рядом строились новые, при этом подводящие трубопроводы на берегах переключались на новый дюкер, что требовало строительства дополнительного соединительного трубопровода, иногда протяженностью в несколько сотен метров. Старый же дюкер оставался на месте и продолжал разрушаться, иногда становясь причиной дополнительного ущерба окружающей среде и представляя угрозу для судоходства. Имели место быть случаи, когда дюкеры всплывали из-за разрушения пригрузов или вымывания дюкера из траншеи на дне реки. При выборе места пересечения трубопроводом водных и других преград учитываются многие факторы: направление и особенности трассы, а также характеристики преграды.

					<i>Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Зинченко Н.С.</i>			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					20	130
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Например, в случае пересечения магистрального газопровода водной преграды – это тип руслового процесса, ширина и глубина водоема, водный режим, состояние береговых склонов, геологическое строение русла, берегов, поймы и пр.

При проектировании подводных переходов через водные преграды, разработчики опираются на данные гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом специфики эксплуатации в данном районе, ранее построенных подводных переходов, существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, которые могут оказать влияние на режим водной преграды в месте перехода, планируемых дноуглубительных работ, а также на требования по охране водных ресурсов.

Актуальность: в настоящее время около 80% всех аварий на подводных переходах магистральных газопроводов возникают в результате размыва грунта вокруг труб на подводных переходах и образования оголенных участков газопровода, подвергающихся силовому воздействию водного потока. Поэтому для магистрального транспорта проблемы обеспечения эксплуатационной надежности подводных переходов имеет особое значение. Тема исследования в этом аспекте является актуальной, так как отказы и аварии на подводных переходах по своим экологическим и экономическим последствиям значительно превосходят аналогичные на суше.

В данной работе рассматривается перспективный метод строительства и ремонта трубопроводов через водные преграды «Метод кривых». Это метод использования предварительно изогнутых труб при строительстве подводных переходов бестраншейными технологиями. Отличительной особенностью данного метода является одновременное бурение скважины и укладка в пробуренный участок нового трубопровода. Сооруженный трубопровод «Методом кривых», представляет собой жесткую параболическую конструкцию, которая заглубляется практически на любую необходимую

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

глубину. Такая конструкция гарантирует, что трубопровод никогда не всплывет и не провалится в процессе эксплуатации.

Цель работы: совершенствование технологии строительства подводного перехода магистрального газопровода с использованием предварительно изогнутых труб.

В данной работе поставлены следующие задачи:

- Проанализировать существующие методы сооружения подводных переходов магистральных трубопроводов, и сделать выбор оптимальной технологии строительства для исследуемого объекта;
- Проанализировать микротоннелепроходческие комплексы, сделав выбор двух агрегатов, для последующей теоретической разработки гибрида микротоннелепроходческих комплексов;
- На основе проведенного анализа МТПК, предложить теоретическую разработку совершенствования технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб;
- Произвести технологический расчет газопровода;
- Привести объяснение выбора труб с углом гнутья 3 градуса.

Объект исследования: подводный переход магистрального газопровода [REDACTED] через реку [REDACTED].

Практическая значимость: учитывая эффективность рассматриваемого метода с использованием предварительно изогнутых труб, технология которого включает в себя преимущества бестраншейных технологий ГНБ и микротоннелирования, можно сделать позитивные выводы об эффективности исследования.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

1. Обзор литературы

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались следующие основные источники литературы и нормативно-техническая документация, представленная в разделе «список литературы».

Магистральными называют трубопроводы, по которым природные или искусственные газы (в газообразном или сжиженном состоянии) перекачиваются от мест добычи, переработки к местам потребления» - так начинается первая глава книги «Сооружение магистральных трубопроводов» под авторством Бородавкина П.П., Березина В.Л.[1]

В книге рассматриваются вопросы технологического и строительного проектирования, а также технологии строительства магистральных трубопроводов. Авторы приводят сведения о магистральных трубопроводах, дают определения конкретным видам трубопроводов, предоставляют схему состава магистрального газопровода и не только. В общем, авторами отмечаются все «жизненно важные» аспекты технологии строительства и проектирования магистральных трубопроводов. В качестве примера можно привести определения и схему состава магистрального газопровода, которую предлагают авторы:

Магистральный газопровод в общем случае включает следующие группы сооружений (рисунок 1): головные, линейные, компрессорные станции (КС), газораспределительные станции (ГРС) в конце трубопровода, подземные хранилища газа (ПХГ), объекты связи (высокочастотной и селекторной), системы электрозащиты сооружений трубопровода от коррозии, вспомогательные сооружения, обеспечивающие бесперебойную работу газопровода, объекты ремонтно-эксплуатационной службы (РЭП), административные и жилищно-бытовые сооружения[1].

					Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Зинченко Н.С.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					23	130
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Вот что авторы говорят о естественных и искусственных препятствиях, в частности и о подводных переходах:

Под *естественными* понимают препятствия, сформировавшиеся на земной поверхности без участия человека; под *искусственными* понимают препятствия, появившиеся в результате деятельности человека.

К *естественным* препятствиям относят: реки, озера, болота, участки вечномёрзлых грунтов и т.п.; к *искусственным* – населенные пункты, железные и шоссейные дороги, трубопроводы, кабели связи, каналы, искусственные водохранилища.

В книге «Подводные трубопроводы» излагаются способы проектирования, а также выбор оптимальных конструктивных решений подводных переходов магистральных трубопроводов через реки, внутренние водоемы и морские акватории.

Авторы говорят: «подводные переходы подразделяются по группам сложности в зависимости от ширины водного объекта», и систематизируют эту информацию в таблице 1:

Таблица 1 – Группы сложности подводных переходов

Группа сложности	Характеристика условий пересечения водного объекта
Малые переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой до 30 м при средних глубинах 1,5 м
Средние переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой от 31 до 75 м при средних глубинах 1,5 м
Большие переходы	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой более 75 м. Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой менее 75 м, но зона затопления которых составляет более 500 м (10% вероятности превышения уровня воды при 20-дневном стоянии)

Руководящий документ РД 51-3-96 предназначен для предприятий, эксплуатирующих магистральные газопроводы, в качестве руководящего документа при составлении индивидуальных программ (графиков) обслуживания переходов, а также специализированных предприятий, выполняющих обследование, ремонтные работы или реконструкцию подводных переходов газопроводов с целью обеспечения их надежной и безопасной эксплуатации.

Согласно вышеупомянутому РД: «Подводный переход магистрального газопровода – представляет собой участок линейной части МГ, пересекающий водную преграду и уложенный, как правило, с заглублением в дно водоема (реки, озера, канала, водохранилища и т.д.). Переход включает в себя одну или несколько ниток трубопровода с соответствующими системами его технического обеспечения».[4]

Официальный сайт компании ОАО «Подзембурстрой» в данном литературном обзоре приведен постольку, поскольку на нем сосредоточена основная информация о технологии строительства подводных переходов с использованием стальных труб, имеющих угол изгиба от 0 до 3 градусов. Данная технология именуется как метод «Кривых». Как было сказано выше, для сооружения подводных переходов используются предварительно изогнутые трубы под определенным углом, что в свою очередь позволяет уменьшить протяженность сооружаемого перехода, а это серьезный экономический аспект.

Компания ООО «Подзембурстрой» является создателем данной технологии. Уникальность данной технологии заключается в том, что она позволяет на практике существенно сократить сроки выполнения работы и в несколько раз снизить стоимость выполнения работ. К основным преимуществам данного метода, можно отнести следующее: сохранение русла реки, дна и береговой зоны.

Информация, содержащаяся в статье сотрудников Тюменского индустриального университета, авторами которой являются А.В. Никишин и О.А. Коркишко, является очень полезной для применения в данной работе. Такое заявление можно обосновать тем, что авторы представляют подробный обзорный анализ возможности применения «Метода кривых» при проведении капитального ремонта, строительстве ППМГ, а также сравнение с традиционными способами прокладки труб методом ГНБ, затронуты преимущества метода с экономической, и, что немало важно, с экологической точки зрения.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Так, авторы говорят: «Технология укладки напоминает привычный уже метод ГНБ, отличие заключается в том, что технология предусмотрена с использованием стальных труб согнутых методом холодной деформации под углом изгиба 3 градуса. Сущность метода заключается в одновременном бурении скважины с помощью специального комплекса и проталкивания последовательно наращиваемых изогнутых труб. Из-за этого сокращается длина подводного перехода, сокращаются объемы материалов, бурового шлама, время производство работ. Например, для прокладки трубопровода через водное препятствие двумя разными методами: методом кривых и традиционным методом ГНБ, сокращается длина перехода в несколько раз».[6]

Стандарт организации НОСТРОЙ 2.27.124-2013 устанавливает основные требования к производству и контролю качества работ при проходке подземных выработок для инженерных коммуникаций и устройству экранов из труб микротоннелепроходческими комплексами.

МТПК, используемые в микротоннелировании, и представляющие собой комплект подземного и наземного оборудования и устройств, должны обеспечивать механизированное и дистанционно-управляемое выполнение следующих основных операций:

- образование в различных грунтах подземной выработки (скважины) определенного диаметра и заданного направления, проходящей из стартового в приемный шахтный ствол (котлован) с одновременным удержанием забоя и креплением стен выработки;

- продавливание секций труб (тоннеля, коллектора, трубопровода) или экрана из труб;

- транспортирование разработанного грунта из забоя на поверхность с одновременным контролем его объема. [7]

В учебном пособии «Строительство подводных переходов трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения», рассматриваются области применения горизонтально-направленного бурения (далее ГНБ), предлагаются способы выбора буровых растворов и оборудования,

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

рассмотрены общие принципы проектирования и технология строительства подводных переходов, а также авторами затронуты природоохранные мероприятия при строительстве подводных переходов методом ГНБ.

Авторы говорят, что: «прокладка переходов методом ГНБ осуществляется в три стадии». Далее перечислим эти этапы:

На первой стадии производится направленное бурение пилотной скважины небольшого диаметра по заданной траектории.[8]

На второй стадии скважину расширяют до диаметра, который позволит проложить трубопровод.[8]

Третья стадия является заключительной, на ней производится протаскивание плети рабочего трубопровода в расширенную скважину.[8]

По такому принципу, согласно заявлениям авторов, протекает процесс строительства подводных переходов методом ГНБ.

Стандарт организации НОСТРОЙ 15-2011, как и [7] рассматриваются в данном обзоре в связи с тем, что связан данный стандарт с горизонтально направленным бурением скважин. Поскольку в выпускной квалификационной работе рассматривается «Метод кривых» - гибрид методов горизонтально направленного бурения и микротоннелирования, данный стандарт подлежит рассмотрению.

В стандарте говорится: «Прокладка инженерных коммуникаций по методу ГНБ, как правило, осуществляется в три этапа»:

- направленное бурение пилотной скважины по заданной проектом трассе;

- однократное или последовательно-многократное расширение скважины до образования бурового канала, позволяющего протягивать трубопровод проектного диаметра, при необходимости калибровка бурового канала;

- протягивание коммуникационного трубопровода (защитного футляра) через буровой канал, по направлению от точки выхода бура на поверхность к буровой установке.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

В стандарте организации НОСТРОЙ 15-2011 приводятся рекомендации по инженерным изысканиям, в которых говорится: «Инженерные изыскания следует выполнять в соответствии с требованиями СП 47.13330.2010 и СП 11-105-97 Часть I, в объеме, установленном для строительства переходов трубопроводов через водные и другие препятствия с учетом дополнительных положений настоящего стандарта. Инженерные изыскания должны включать топографические, геологические и гидрогеологические изыскания. Полученные в результате инженерных изысканий материалы должны быть достаточны для выбора проектной организацией варианта строительства закрытого перехода трубопровода бестраншейным методом направленного бурения или обычным открытым способом с устройством траншеи.

Приведено поэтапное описание проектирования перехода. Описываются составляющие проектирования трассы перехода. Приведем для примера часть пункта «проектирование трассы перехода»: «Минимально-допустимые радиусы изгиба криволинейных участков трассы для прокладки стальных трубопроводов определяются в зависимости от характеристик труб и должны составлять, как правило, не менее $1200 \cdot d_n$, где d_n – наружный диаметр трубы, м. [9]

ГОСТ 55989-2014 Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа распространяется на проектируемые и реконструируемые магистральные газопроводы и ответвления от них номинальным диаметром до DN 1400 включительно с избыточным давлением среды свыше 10 до 25 МПа включительно.

По поводу переходов через естественные и искусственные препятствия, в данном ГОСТе, говорится следующее: «к естественным и искусственным препятствиям относятся реки, ручьи, протоки, озера, пруды, болота, овраги, балки; водохранилища, каналы, железные и автомобильные дороги.

Также перечисляются возможные способы прокладки: «траншейный способ прокладки - траншейный (открытый) способ прокладки состоит в укладке газопровода в подводные и береговые траншеи, разработанные

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

землеройной техникой. Способ *горизонтально-направленного бурения* - способ ГНБ (закрытый способ) состоит в протаскивании газопровода в предварительно пробуренные скважины».

Пожалуй, главным, из всех рассмотренных нормативно-технических документов, будет СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. Данный документ является основополагающим нефтегазового дела. В нем собрана самая полезная информация касающаяся данной отрасли.

В книге «Надежность и ресурс конструкций газопроводов» автором излагаются современные концепции, критерии, а так же методики расчетов и исследований газопроводов, посвященные практически важной проблемы надежность их и ресурса.

В настоящее время около 80% всех аварий на подводных переходах магистральных газопроводов возникают в результате размыва грунта вокруг труб на подводных переходах и образования оголенных участков газопровода, подвергающихся силовому воздействию водного потока. Поэтому для магистрального транспорта проблемы обеспечения эксплуатационной надежности подводных переходов имеет особое значение.

Конструкции газопроводов, несмотря на кажущуюся простоту, находятся под действием комплекса нагрузок вероятностного характера, подвержены воздействиям окружающей среды. При эксплуатации трубопроводов возможны экстремальные ситуации в результате изменения гидрогеологии, микроклимата и связанных с ним деформаций грунта и силовых воздействий. Это приводит к нерасчетным напряжениям, возможным перегрузкам и недопустимым деформациям конструкции.[10]

При анализе надежности трубопровода, как и других технических объектов, используют классическую кривую расчетного срока службы, на которой выделяют три этапа: этап приработки, когда имеется значительная вероятность отказов; этап устойчивости эксплуатации и этап в конце срока службы, когда вероятность отказов снова возрастает (рисунок 2).

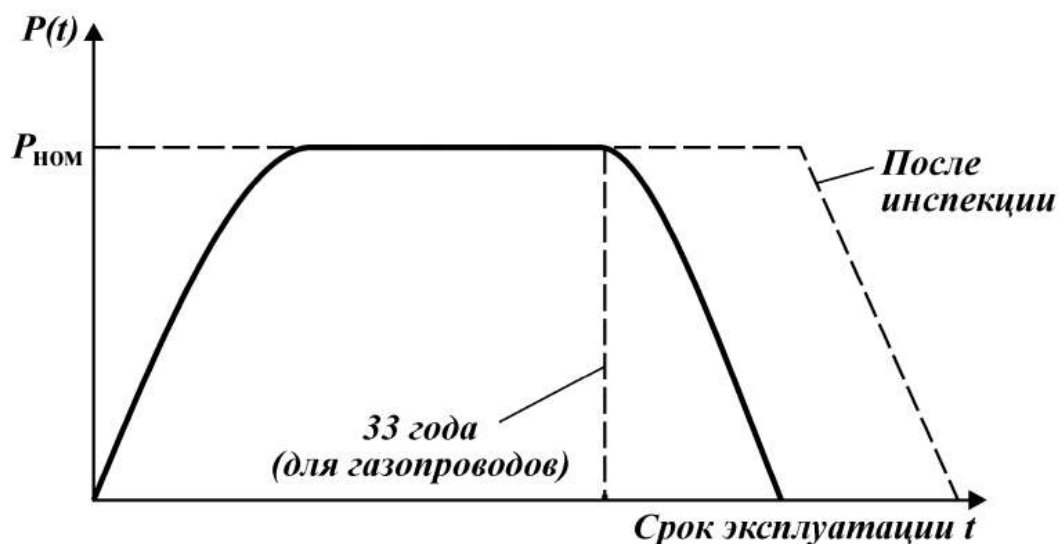


Рисунок 1 – Вероятность безотказной работы $P(t)$ технических систем в зависимости от срока эксплуатации

Рассмотрение данного графика показывает, что в период эксплуатации с минимальными отказами можно увеличить (пунктирная линия) путем применения инспекции и профилактических мероприятий. Исследователь также вводит характеристики, производные от надежности.[13]

В учебном пособии «Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов» рассматривается напряженно-деформированное состояние газонефтепроводов и методы их контроля.

Магистральные трубопроводы, несмотря на внешнюю конструктивную простоту, принципиально отличаются от других сооружений сложной схемой действующих силовых факторов, следовательно, неопределенностью уровня напряженно-деформированного состояния, масштабностью и т.п. Сложностью осмотра и приборного освидетельствования трубопроводов при эксплуатации увеличивает вероятность возникновения отказов. Поэтому повышение надежности линейной части становится актуальной проблемой на всех этапах: проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводных систем. Весьма важно установить адекватность поведения сооруженного трубопровода под действием эксплуатационных и внешних воздействий расчетной схеме, принятой в нормах и правилах, т.е. необходимо исследовать конструктивную надежность магистральных трубопроводов.[14]

2. Общая характеристика объекта исследования

2.1. Краткая физико-географическая и климатическая характеристика района работ

Участок работ расположен в северной части [REDACTED] на [REDACTED], в нижнем течении ее правого притока – реки [REDACTED].

Континентальный климат [REDACTED] определяется своеобразным географическим положением на юге Западной Сибири и воздействием [REDACTED] области. Открытость со стороны Северного Ледовитого океана и полупустынных районов Средней Азии создает возможность поступления различных по свойствам воздушных масс, что способствует значительной контрастности погодных условий. Для Барнаула характерна морозная, умеренно-суровая и малоснежная зима и теплое лето.

Атлантический воздух поступает на территорию уже сильно трансформированным и нередко преобразуется здесь в континентальный. Но именно с Атлантическими воздушными массами связано наибольшее количество осадков. С юга к краю поступает теплый тропический воздух. С востока – холодный континентальный. Распространение воздуха с запада формирует летом влажную и прохладную погоду, зимой влажную и теплую. Летом циклоническая деятельность ослабевает, осенью опять усиливается и сопровождается пасмурной погодой, нередко дождем. Развитие облачности над Барнаулом тесно связано с атмосферными фронтами. В связи с усилением циклонической деятельности в переходные сезоны года количество облачности в это время увеличивается. В течение года в городе отмечается до 130 пасмурных и 49 ясных дней. Наибольшее количество пасмурных дней приходится на зимние месяцы.

					Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Зинченко Н.С.			Общая характеристика объекта исследования.	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					31	130
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Барнаул находится в зоне недостаточного увлажнения. В среднем за год выпадает 495 мм осадков, 6,5% которых приходится на теплое время года – с апреля по октябрь. Наибольшее количество дней с осадками наблюдается в осеннее - зимний период. Максимум осадков составляет более 600 мм, минимум не превышает 150 мм. Устойчивый снежный покров устанавливается в ноябре, высота его достигает максимума в феврале-марте.

Преобладающее направление ветра в Барнауле юго-западное (30%), также достаточно велика повторяемость западных (16%) и южных (14%) ветров. Средняя годовая скорость ветра 3,6 м/с. Часто наблюдаются сильные ветры со скоростью 15 м/с и более. Таких дней в году бывает до 4-6 в месяц зимой и до 3 дней в летние месяцы. По вышперечисленным причинам

в Барнауле самый холодный месяц года — январь (средняя температура $-17,5$ °С), самый теплый — июль ($+19,8$ °С).

Среднее количество дней с выпадением осадков составляет 180, из них 113 приходится на осенне-зимний период.

2.2. Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ

В геологическом отношении район города находится в юго-восточной части Кулундинской впадины. В геологическом строении районе принимают участие коренные породы и четвертичные образования. Коренные породы состоят из пород палеозойского фундамента и отложения третичного возраста. Породы палеозойского фундамента залегают на глубине 210 – 250 метров и более от поверхности. В верхней зоне представлены они аргиллитами, алевролитами, выветренными сланцами и туфами.

Третичные отложения (палеогена и неогена) находятся на глубине 29 – 65 метров от поверхности. Представлены они песчано-глинистыми осадками с отдельными линзами галечников. Общая мощность их составляет 140 – 175 метров. Четвертичные образования представлены среднечетвертичными отложениями монастырской свиты, верхнечетвертичными аллювиальными отложениями второй надпойменной террасы реки Оби, верхнечетвертичными

					Общая характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

современными золовыми отложениями, а также современными аллювиальными отложениями пойм реки Оби и ее притоков, а также озерно-болотными отложениями, а также современными аллювиальными отложениями пойм реки Оби и ее притоков, а также озерно-болотными отложениям.

Верхнечетвертичные аллювиальные отложения слагают вторую надпойменную террасу реки Оби. Представлены они песками мелкозернистыми и пылеватыми с заиленными линзами супесей с линзами суглинок. Общая мощность отложений террасы измеряется от 4-8 до 42 метров.

Мощность покровных супесей и суглинков обычно не превышает 3-7 метров. Современные аллювиальные отложения поймы реки Оби и ее малых притоков представлены заиленными супесями и суглинками, а также песками пылеватыми и мелкозернистыми. Мощность их не более 4-8 метра.

В результате проведенных изысканий в пределах исследованного участка по данным буровых работ до глубины 20 метров в геологическом строении принимают участие отложения верхнеплейстоценового возраста преимущественно сложенные грунтами делювиального и аллювиально-делювиального происхождения.

2.3. Краткая гидрологическая характеристика района работ

Река [REDACTED] образуется на [REDACTED] при [REDACTED]. Длина Оби – 3650 км, площадь ее водосборного бассейна – 2 990 000 км². В устье образует [REDACTED] и впадает [REDACTED]. По характеру речной сети, условиями питания и формирования водного режима [REDACTED]. В начале, [REDACTED] заметно петляет, и ее течение периодически изменяется в разном направлении – либо на север, либо на запад. Протекает в [REDACTED] через [REDACTED], затем некоторое время разделяет [REDACTED] и [REDACTED]. В [REDACTED] сливается с [REDACTED], а затем с [REDACTED], после чего несколько сворачивает на запад и возле города [REDACTED] сливается с рекой [REDACTED] и идет через город [REDACTED].

					Общая характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Питание реки преимущественно снеговое. За период весенне-летнего половодья река приносит основную часть годового стока. В верхнем течении половодье – с начала апреля, в среднем – со второй половины апреля, а в нижнем – с конца апреля – начале мая.

Участок изысканий приурочен к правобережному притоку Оби. Мелководная малая река длиной 54 км, с площадью водосбора 717 км². В нижнем течении соединяется с многочисленными протоками в пойме реки Обь. Весной, в период половодья на Оби, ██████████ сливается полностью с затопленной поймой Оби.

Гидрологическая характеристика реки ██████████ приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Гидрологическая характеристика реки ██████████

Процент обеспеченности	Горизонт воды	Наибольшая скорость			Наибольшая глубина эрозии		Наибольшая боковая эрозия	
		Поверхностная	Средняя	Донная	Глубина размыва дна	Отметка	Правый берег	Левый берег
1%	160,7	28	–	3	–	–	–	–
5%	160,5	–	–	–	2,8	153,4	2	1
10%	160,4	–	–	–	–	–	–	–
СМ	156,2	1,42	1,28	1,12	–	–	–	–

3. Анализ существующих технологий, техник и методов строительства подводных переходов магистральных трубопроводов

Подводным переходом (ПП) называется гидротехническая система сооружений одного или нескольких трубопроводов, пересекающая реку или водоем, при строительстве которой применяются специальные методы производства подводно-технических работ. К подводным, следует относить те трубопроводы, которые уложенные по дну или ниже отметок дна водоема.

Трубопроводы, прокладываемые на пойменных участках рек, также следует относить к категории подводных, так как при эксплуатации во время паводка они будут находиться под водой. При проектировании и строительстве таких трубопроводов необходимо соблюдать те же требования, что и при сооружении подводных трубопроводов.[3]

Подводный переход, как правило, представляет в плане двух- или трехтрубную (или, как говорят проектировщики и строители, «ниточную») систему. Число труб может быть и большим.[3]

На границах перехода устанавливаются отключающие устройства - 1 (задвижки на нефтепроводах, краны на газопроводах). Резервную нитку - 3 подключают к основной 2 и обычно включают в работу при возникновении аварийной ситуации на основной или при капитальном ремонте.[2]

Подводный трубопровод заглубляется в грунт ниже возможной границы размыва дна реки и ее берегов. В этом случае не производится крепления дна, берега же реки закрепляются. Если же трубопровод не может быть уложен ниже границ размыва, то участки, на которых возможен размыв, крепятся в обязательном порядке.[3]

					<i>Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Зинченко Н.С.			Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					35	130
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Бурков П.В.						

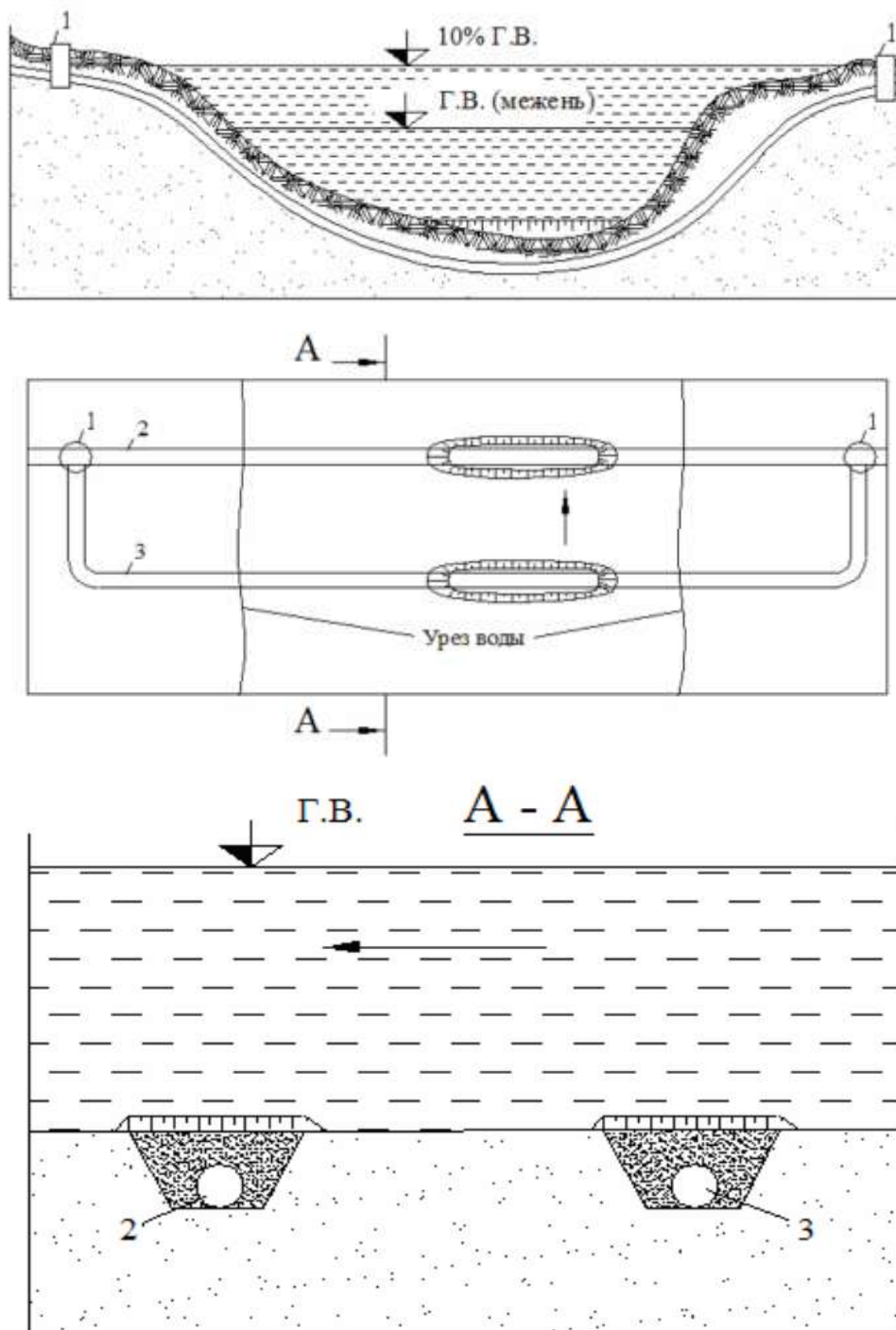


Рисунок 2 – Схема подводного перехода

1– отключающие устройство; 2 – основная нитка подводного перехода; 3 – резервная нитка подводного перехода.

3.1. Обзор 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

					Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

должен определяться из условий прохождения и требований к переходу – технических, экономических, экологических и др.[3]

Опыт многих стран, например Германии, Японии Великобритании, доказывает, что дешевизна традиционной прокладки трубопроводов на переходах – иллюзия, а косвенные убытки от строительства переходов традиционными способами значительны.[1]

Бестраншейные методы строительства являются экономически более выгодными по сравнению с традиционными методами. Это объясняется экономией средств, которые при открытом способе замены коммуникаций идут на строительство траншей, вывоз мусора, восстановление берегов, благоустройство территорий, озеленение и многое другое.[3]

Таблица 3 – Сравнение методов сооружения переходов трубопроводов

Метод прокладки перехода трубопровода	Область применения и достоинства метода	Ограничения применения и недостатки метода
Траншейные методы: В грунте, в защитном кожухе. В канале, под защитными плитами, со специальной засыпкой, с бетонным покрытием и др.	Переходы через водоемы, дороги, существующие коммуникации	В ходе строительства нарушается поверхность и грунтовая толща, возникают воздействия на пересекаемый объект
Бестраншейные методы: Прокол, продавливание, горизонтальное бурение, микротоннелирование, горизонтально (наклонно) - направленное бурение, расширение лидерной скважины раскатчиком	Переходы под водоемами, дорогами, зданиями и др. сооружениями, природными объектами, прибрежными участками моря. Методы применяются при необходимости избежать нарушения поверхности в ходе строительства	Ограниченная длина перехода (кроме микротоннелирования). Ограничения, связанные с геологическими условиями

3.2. Анализ строительства подводных переходов траншейным и бестраншейным способами

На своем пути магистральные трубопроводы пересекают большое число самых различных по характеру и протяженности естественных и искусственных препятствий (крупные и мелкие реки, железные и автомобильные дороги, водохранилища, овраги, ручьи и др.). Строительство переходов ведется специализированным потоком (бригадой), оснащенным

необходимыми машинами и механизмами. Через крупные реки сооружают подводные и надводные переходы. Наиболее часто в практике строительства трубопроводов применяют подводные переходы через крупные реки.[24]

Подводным переходом (ПП) называется гидротехническая система сооружений одного или нескольких трубопроводов, пересекающая реку или водоем, при строительстве которой применяются специальные методы производства подводно-технических работ. К подводным, следует относить те трубопроводы, которые уложенные по дну или ниже отметок дна водоема.[3]

Подводный переход состоит из русловой части, проходящей под основным руслом реки, и пойменной части, проходящей через заливаемые в паводки примыкающие к основному руслу поймы. Как в пойменной, так и в русловой части переход выполняется подземным способом в траншеях. Подводные траншеи необходимы во избежание повреждения подводного трубопровода судами (например, при бросании якорей) и, что более важно, во избежание непосредственного гидродинамического воздействия воды на трубопровод. Применяют две конструкции подводных переходов - двухниточную и однониточную типа "труба в трубе". Двухниточный переход состоит из основной и резервной ниток, располагаемых в подводных траншеях на определенном расстоянии друг от друга. За пределами пойменного участка сооружают колодцы с кранами, позволяющими отключать или включать резервную нитку подводного перехода. Резервная нитка перехода сооружается для бесперебойной работы трубопровода при отказе основной нитки перехода. Однониточный переходов для повышения надежности его работы выполняют трехслойным, в виде двух концентрически расположенных труб, зазор между которыми заполняют мелкозернистым бетоном (цементно-песчаной смесью). Хотя при такой конструкции перехода расход стальных труб не сокращается, но снижается объем земляных работ по разработке подводных траншей, что делает его более экономичным.[24]

Подводный трубопровод заглубляется в грунт ниже возможной границы размыва дна реки и ее берегов. В этом случае не производится крепления дна,

					Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

берега же реки закрепляются. Если же трубопровод не может быть уложен ниже границ размыва, то участки, на которых возможен размыв, крепятся в обязательном порядке.[3]

3.3. Методы 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 определяться из условий прохождения и требований к переходу – технических, экономических, экологических и др.[3]

Бестраншейные методы строительства являются экономически более выгодными по сравнению с традиционными методами. Это объясняется экономией средств, которые при открытом способе замены коммуникаций идут на строительство траншей, вывоз мусора, восстановление берегов, благоустройство территорий, озеленение и многое другое.[3]

Таблица 4 – Сравнение методов сооружения переходов трубопроводов

Метод прокладки перехода трубопровода	Область применения и достоинства метода	Ограничения применения и недостатки метода
Траншейные методы: В грунте, в защитном кожухе. В канале, под защитными плитами, со специальной засыпкой, с бетонным покрытием и др.	Переходы через водоемы, дороги, существующие коммуникации	В ходе строительства нарушается поверхность и грунтовая толща, возникают воздействия на пересекаемый объект
Бестраншейные методы: Прокол, продавливание, горизонтальное бурение, микротоннелирование, горизонтально (наклонно) - направленное бурение, расширение лидерной скважины раскатчиком	Переходы под водоемами, дорогами, зданиями и др. сооружениями, природными объектами, прибрежными участками моря. Методы применяются при необходимости избежать нарушения поверхности в ходе строительства	Ограниченная длина перехода (кроме микротоннелирования). Ограничения, связанные с геологическими условиями

3.4. Общий сравнительный анализ строительства подводных переходов траншейным и бестраншейным способами

Обзор методов траншейного строительства ПП

Подготовленный к укладке в подводную траншею переход представляет отрезок или несколько секций трубопровода, общая длина которых на несколько десятков метров превышает ширину водной преграды между урезами воды.

Сваренный в нитку, заизолированный и футерованный, утяжеленный грузами и оснащенный необходимыми приспособлениями трубопровод устанавливается в исходном перед укладкой положении.

Укладка способом протаскивания.

Суть способа заключается в следующем. Трубопровод протаскивают по дну заранее подготовленной подводной траншеи с одного берега к другому с помощью троса, заранее проложенного в траншее. Этот способ позволяет выполнить укладку трубопровода, не создавая помех судоходству, что очень важно, так как практически на всех реках в летний период судоходство весьма интенсивное.

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

- на берегу водной преграды сооружается спусковая дорожка, по которой подготовленный к укладке трубопровод будет перемещаться с берега под воду по подводной траншее. Это может быть либо выровненное дно, либо вырытая траншея;
- рядом со спусковой дорожкой подготавливается к укладке трубопровод, общая длина которого должна быть не менее длины подводной траншеи или выровненного дна, если трубопровод укладывается без заглубления;
- перед укладкой трубопровод помещается на спусковую дорожку;
- производится испытание трубопровода на прочность внутренним давлением;

					Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

- прокладывается тяговый трос строго по направлению движения трубопровода;
- трубопровод протаскивается по дну усилием, создаваемым специальными техническими средствами (трактор, лебедка, трубоукладочное судно);
- производится закрепление уложенного трубопровода специальными анкерами, различными грузами, засыпкой грунтом или щебнем, защита бетонными плитами;
- проводится повторное испытание прочности трубопровода внутренним давлением.[1]

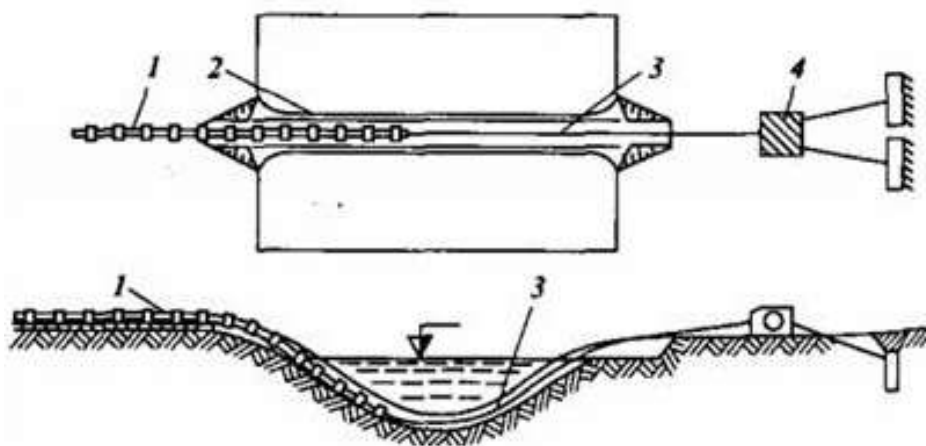


Рисунок 3 – Схема укладки способом протаскивания

1-трубопровод; 2-траншея; 3-трос; 4-лебедка.

Укладка трубопровода с поверхности воды.

Суть способа укладки с поверхности воды заключается в следующем. Полностью подготовленный к укладке трубопровод устанавливают на плаву над подготовленной заранее траншеей, а затем погружают на ее дно затоплением при положительной плавучести или отсоединением специальных устройств, удерживающих трубопровод на поверхности воды.

Укладка трубопровода с трубоукладочного судна.

Укладку с трубоукладочной баржи осуществляют в несколько последовательных этапов:

- укладывают трубопровод на одном из прибрежных участков протаскиванием к берегу наращиванием на барже плети;

					Анализ существующих технологий, техник и методов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	строительства ППМГ	41

- производят укладку трубопровода на русловом участке с перемещением баржи по створу перехода;
- укладывают трубопровод на другом прибрежном участке по аналогии с первым этапом;
- осуществляют стыковку основного и прибрежного участка в единую нитку и опускают трубопровод в траншею.

Суть метода заключается в следующем. На I этапе трубоукладочную баржу устанавливают в створе перехода на минимальном расстоянии от берега, регламентированном осадкой баржи. Конец троса от лебедки на барже подают на берег, заводят через заанкерный блок, вытягивают на баржу и закрепляют на оголовке первой трубы, уложенной на монтажной рампе. Далее приступают к монтажу трубопровода, вытягивая его на берег с помощью спусковой лебедки. Шаг подвижки трубопровода соответствует длине стыкуемой трубы или секции.

Укладку на русловом участке осуществляют путем обычного наращивания укладываемого трубопровода с перемещением баржи. В намеченном участке, удобном для последующей стыковки, трубопровод опускают на дно, предварительно заглушив его конец. На заключительном этапе выполняют стыковку прибрежного участка с уложенной ниткой трубопровода. Концы трубопровода поднимают на борт трубоукладочной баржи имеющимися на ней грузоподъемными механизмами, центрируют, сваривают, проверяют качество сварки, изолируют и опускают на дно.

Укладка трубопровода с помощью плавучих кранов.

Укладка подводных трубопроводов с использованием плавучих кранов имеет ограниченное применение. В основном, этот способ применяется при укладке трубопроводов с криволинейными береговыми участками, когда укладка трубопровода протаскиванием по дну или свободным погружением представляет большие трудности.

Для трубопроводов, которые можно заполнить водой перед опусканием на дно, процесс укладки в летних условиях состоит из следующих операций:

					Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

- монтаж трубопровода и оснащение его понтонами;
- перемещение трубопровода со стапеля на воду и буксировка к мосту укладки;
- заведение трубопровода в створ буксирами;
- заполнение водой трубопровода, удерживаемого с помощью плавучих кранов.

Обзор методов бестраншейного строительства ПП

Характерной и принципиальной особенностью бестраншейной прокладки трубопроводов от традиционной, которая сопровождается разработкой грунта (рытьем траншей или возведением каналов), является малый, а в некоторых случаях нулевой объем, проводимых в период строительства, земляных работ.

На сегодня, наиболее распространенными методами бестраншейной прокладки инженерных коммуникаций, являются горизонтальная проходка и протаскивание (протягивание) в образовавшуюся скважину отдельных модулей труб или плетей трубопроводов.

Бестраншейные способы прокладки подводных переходов, решают следующие задачи:

- высокое качество построенного перехода за счет заглубления трубопровода значительно ниже линии предельных деформаций дна и берегов реки, а также за счет использования при строительстве высококачественных труб с заводским изоляционным покрытием из экструдированного полиэтилена;
- исключается необходимость берегоукрепительных работ;
- резкое сокращение объемов компенсационных затрат при согласовании с природоохранными и рыбохозяйственными службами;
- обеспечение ремонтной способности трубопровода, в случае его прокладки в защитном кожухе или в тоннеле при строительстве методом микрононелирования.

					Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Технология бестраншейного способа прокладки труб метод «прокола»

Данный метод не является основным для сооружения подводных переходов. Тем не менее, делая обзор на существующие методы сооружения ПП, стоит упомянуть и о нем.

Методом прокола называют технологию, при которой можно получить отверстие без разработки и выемки грунта путем его уплотнения. Такой способ подходит для прокладки стальных конструкций. Диаметр может варьироваться в пределах 100-500 мм, длина отверстия – 30-50 м. Прокол под дорогой — это один из самых востребованных методов бестраншейной прокладки коммуникаций.

Прокол используется не только в тех случаях, когда необходимо успешно пересечь трассу или железнодорожные пути. Метод подходит для прокладки отверстий в колодец (при условии, что диаметр этого колодца не менее полутора метров), подвал дома, при необходимости провести провода под каким-либо относительно небольшим объектом и т.п.

Сначала выполняется предварительное обследование места проведения работ на местности. Специалисты при этом используют проектную документацию, основываясь на которой, а также на результатах анализа объекта, составляется план выполнения прокола. Если необходимо выполнить прокол под объектом, испытывающим серьезные транспортные нагрузки (трамвайные пути, автотрасса, железная дорога, метро и т.п.), трубы укладывают в специальных футлярах.

Такой футляр должен иметь диаметр, превышающий размеры труб примерно на 15-20 см. Сначала кладут футляр, затем в него монтируют трубы, а пространство между этими коммуникациями заливают раствором, для которого можно использовать недорогой цемент М-100. Футляры уменьшают нагрузки на подземные коммуникации и снижают риск их повреждения.

					Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения.

Сущность метода горизонтально-направленного (наклонного) бурения состоит в использовании специальных буровых станков (буров, штанг), которые осуществляют предварительное (пилотное) бурение по заранее рассчитанной траектории с последующим расширением скважины (с помощью набора расширителей и буровых головок, которые могут омываться буровым раствором) и протаскиванием в образовавшуюся полость трубопровода.

На первой стадии строительства подводного перехода методом ННБ производится бурение пилотной скважины небольшого диаметра по заданной траектории. Бурение пилотной скважины – особо ответственный этап работы, от которого во многом зависит конечный результат. Оно осуществляется при помощи породоразрушающего инструмента – буровой головки со скосом в передней части и встроенным излучателем либо применяется забойный турбинный двигатель или шарошечное долото. Буровая головка, соединена посредством полого корпуса с гибкой приводной штангой, что позволяет управлять процессом строительства пилотной скважины и обходить выявленные на этапе подготовки к бурению подземные препятствия в любом направлении в пределах естественного изгиба протягиваемой рабочей нити. Буровая головка имеет отверстия для подачи специального бурового раствора, который закачивается в скважину и образует суспензию с размельченной породой. Буровой раствор уменьшает трение на буровой головке и штанге, предохраняет скважину от обвалов, охлаждает породоразрушающий инструмент, разрушает породу и очищает скважину от ее обломков, вынося их на поверхность. Контроль за местоположением буровой головки осуществляется с помощью приемного устройства локатора, который принимает и обрабатывает сигналы встроенного в корпус буровой головки передатчика. На мониторе локатора отображается визуальная информация о местоположении, уклоне, азимуте буровой головки. Также эта информация отображается на дисплее оператора буровой установки. Эти данные являются

					Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

определяющими для контроля соответствия траектории строящегося трубопровода проектной траектории и минимизирует риски излома рабочей нити. При отклонении буровой головки от проектной траектории оператор останавливает вращение буровых штанг и устанавливает скос буровой головки в нужном положении. Затем осуществляется задавливание буровых штанг без вращения с целью коррекции траектории бурения. Строительство пилотной скважины завершается выходом буровой головки в заданной проектом точке.

На второй стадии скважину расширяют до диаметра, который позволяет проложить трубопровод. Расширение скважины осуществляется после завершения пилотного бурения. При этом буровая головка отсоединяется от буровых штанг, и вместо нее присоединяется риммер – расширитель обратного действия. Приложением тягового усилия с одновременным вращением риммер протягивается через створ скважины в направлении буровой установки, расширяя пилотную скважину до необходимого диаметра для протаскивания трубопровода. Чтобы обеспечить беспрепятственное протягивание трубопровода через расширенную скважину, ее диаметр должен на 25-30% превышать диаметр трубопровода.

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

					Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

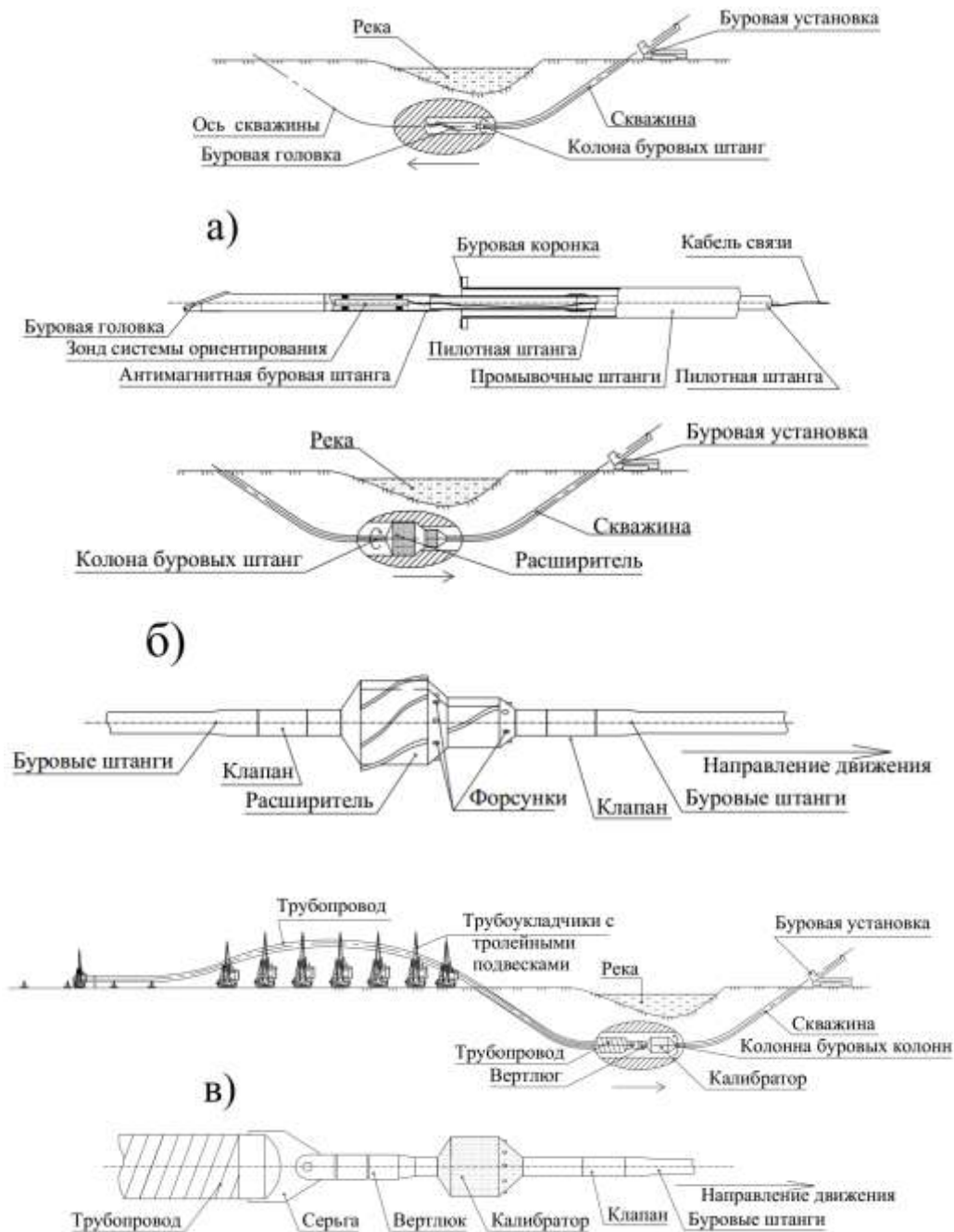


Рисунок 4 – Этапы строительства подводного перехода методом ГНБ
Недостаток ГНБ.

Технология ГНБ является технологией с высокой степенью риска. Этот риск в первую очередь заключается в том, что контроль за процессами, происходящими в скважине, является довольно косвенным и правильность решений, принимаемых в ходе бурения, расширения скважины и протаскивания плети, в огромной степени зависит от личного опыта и интуиции руководителя буровых работ. Диапазон технических рисков при ГНБ шире, чем при вертикальном бурении скважин. Это в первую очередь связано с горизонтальным расположением скважины и ее большим диаметром (например,

					Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

для протаскивания трубопровода диаметром 1020 мм скважина должна разбуриваться на диаметр не менее 1420 мм). Удержать такую скважину в устойчивом состоянии более или менее продолжительное время – сложная техническая задача. С этим обстоятельством связан и риск остановок при бурении: в случае отказа какого-либо из узлов бурового оборудования либо остановке по другой причине очень высока вероятность заклинивания всей буровой колонны и инструмента в скважине.

Строительство подводных переходов реверсивным раскатчиком скважин

Реверсивный раскатчик скважин предназначен для проходки скважин (вертикальных, наклонных и горизонтальных) в дисперсных уплотняемых грунтах, в том числе в грунтах, содержащих крупнообломочные частицы.

Раскатчики состоят из конических катков, установленных на подшипниках качения друг за другом на валу. Оси катков развернуты в поперечной и смещены в продольной плоскости относительно оси устройства таким образом, чтобы при его вращении катки перемещаются по винтовой линии и раскатчик ввёртывается в грунт, образуя скважину.

При ввертывании раскатчика в грунт (для образования горизонтальной скважины путем вращения и осевой подачи вала) катки обкатываются по своим забоям и формируют стеку скважины. Каждый последующий каток входит в участок скважины, раскатанной предыдущим катком, увеличивая её диаметр.

При этом грунт вытесняется в радиальном направлении и вокруг скважины образуется уплотненная зона диаметром равным 3-4 диаметрам скважины. Формирование скважины раскатчиком можно сравнить с уплотнением грунта на поверхности земли, когда используется группа катков, из которых каждый последующий тяжелее предыдущего.

Преимуществом метода раскатки, по сравнению с горизонтальным (наклонным) направленным бурением и проколом, является отсутствие необходимости использования передвижных насосных установок (для подачи

					Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

воды к буровому инструменту) или компрессора (для подачи сжатого к пневмопробойнику). Кроме того, при использовании раскатчиков полностью исключается просадка грунта на поверхности. Стенки скважины уплотняются настолько, что не требуется их укрепления бентонитовым раствором как при методе наклонно-направленного бурения, в результате снижается стоимость работ, а стоимость бентонита составляет 30-60% общей стоимости работ.

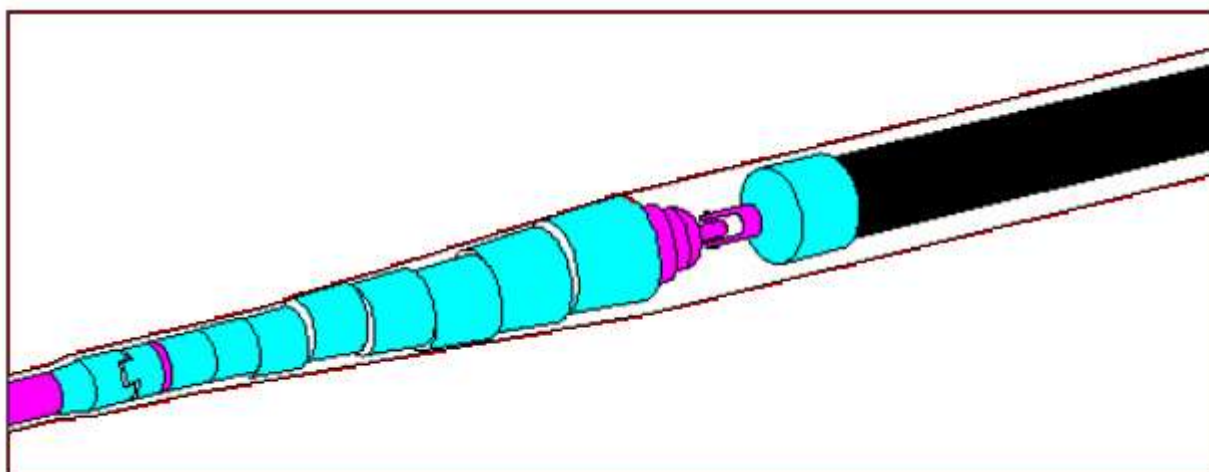


Рисунок 5– Внешний вид раскатчика в момент раскатки скважины с одновременными протаскиванием тросопровода

Строительство подводных переходов методом микротоннелирования.

Микротоннелирование – это безлюдная щитовая проходка пород с укреплением стенок тоннеля особо прочными и долговечными железобетонными трубами, которые продавливаются из стартовой шахты мощной пресс-рамой, оборудованной домкратами, вслед за продвигающимся в породах проходческим щитом.

Микротоннельный щит размещают в заранее подготовленной стартовой шахте (котловане) и перемещают в заданном направлении с помощью домкратной установки. За щитом следуют кольца труб из различных материалов (сталь, железобетон), которые служат для предотвращения обвала породы и защиты тросопровода от внешних воздействий.

Точность проходки и соблюдение расчетных радиусов кривизны тоннеля обеспечиваются компьютерным комплексом управления и высокоточной измерительной лазерной техникой. Управление технологическим

					Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

процессом ведется из специального помещения. Микротоннелирование приобретает все большее применение как метод строительства коллекторов бестраншейным способом, особенно в крупных городах. Микротоннелирование уже в течении нескольких десятилетий является основным способом строительства коллекторов в странах Европы, США, Японии. Важной особенностью данного метода является высокая точность проходки и постоянный контроль за ее траекторией.

Преимущества микротоннелирования:

- быстрая и очень точная проходка в самых сложных гидрогеологических условиях (песчаные грунты, пливуны, твердые скальные породы и т.д.), в условиях плотной городской застройки без применения специальных работ;
- строительство ведется бестраншейным способом, без вскрытия поверхности, что дает существенные финансово-экономические преимущества, так как отпадает необходимость в привлечении дополнительной тяжелой землеройной технике, дополнительной рабочей силы. После проведения работ не надо заниматься восстановлением городской инфраструктуры, поврежденных участков дорог, зеленых насаждений;
- возможность прокладки коммуникаций на больших глубинах;
- управление автоматизировано и ведется из одного центра.

В таблице 3 показан сравнительный анализ траншейного и бестраншейного способов сооружения подводных переходов.

					Анализ существующих технологий, техник и методов строительства ППМГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Таблица 5 – Сравнительный анализ траншейного и бестраншейного методов

Траншейный метод строительства	Бестраншейный метод строительства
Объём работ, финансы, сроки	
Большой объём земельных работ, с привлечением тяжелой техники и рабочей силы	Один буровой комплекс и две бригады рабочих
Значительные финансовые затраты	Сокращение финансовых затрат
Длительные сроки строительства	Сокращение сроков строительства от 2 до 20 раз
Дополнительные расходы	
Затраты на ликвидацию аварий и их последствий	Риск возникновения аварийных ситуаций сведен к минимуму
Эксплуатационные расходы на контроль и ремонт	Гарантия длительной сохранности трубопровода, отсутствие эксплуатационных расходов
Строительство резервной нитки трубопровода	Возможность отказа от резервной нитки трубопровода
Экология и человек	
Наносится значительный ущерб природе	Нетронутые экология и ландшафт
Зависимость от периода навигации, нарушение режима движения транспорта	Не прерывается судоходство, движение автомобильного и ж/д транспорта
Нарушение дорожного перекрытия, нарушение нормального ритма жизни людей	Остается нетронутым дорожное покрытие, не причиняет неудобств людям
Длительный период на подготовку и подтверждение пакета согласительных документов с природоохранными организациями	Минимум согласований с природоохранными организациями

4. Обзор микротоннелепроходческих комплексов

Микротоннелирование – один из методов бестраншейной прокладки подземных коммуникаций без участия человека с полностью автоматизированным управлением.

Первоначально микротоннелирование было разработано для выполнения бестраншейных проколов без участия человека на короткие расстояния – до 100 м, но со временем метод был усовершенствован для выполнения проколов гораздо больших диаметров на расстояния в несколько сотен метров. Среднее расстояние проходки без использования промежуточных домкратных станций составляет 100 – 250 м. Максимальное расстояние прокола зависит от материала труб (способна ли труба выдержать усилие на сжатие), вида грунта, мер по снижению трения о грунт и мощности рамы продавливания микротоннельного комплекса.

Поначалу, термин микротоннелирование, использовался для описания технологии бестраншейной прокладки труб диаметрами 600 – 900 мм, т.е. труб, которые не могли быть выполнены ручным проколом. Однако, со временем в результате совершенствования технологии, диаметр проколов методом микротоннелирования возрос до 4 м, то есть до максимально разрешенных к перевозке по дорогам диаметров труб.

Способ микротоннелирования следует применять для прокладки трубопроводов диаметром до 2,5 м в сложных инженерно-геологических условиях, в неустойчивых водонасыщенных грунтах, а также для преодоления искусственных и естественных преград при сооружении выработок в грунтовом массиве различного назначения.

Тип МТПК выбирается в зависимости от инженерно-геологических условий участка работ и расчетного внутреннего диаметра проектируемого трубопровода, защитного футляра или экрана из труб.

					<i>Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Зинченко Н.С.</i>				Обзор микротоннелепроходческих комплексов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Крец В.Г.</i>						52	130
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Бурков П.В.</i>							

В данном разделе проводится обзор щитовых проходческих комплексов отечественной и зарубежной разработки.

Проходческий щит представляет собой подвижную сборную металлическую конструкцию в виде полого цилиндра. Он сооружается на месте горной выработки или при строительстве метрополитена для защиты прокладываемых в горизонтальном направлении шахт от обрушения. Иногда его также называют временной или передвижной крепью – специальной конструкцией, которая сооружается для защиты стенок тоннеля от обрушения.

Конструктивно проходческие щиты представляют собой сложный комплекс оборудования, в состав которого входят три основные части:

- Ножевая. В ней происходит сам процесс бурения, разработки горной породы;
- Опорная. Служит для размещения вспомогательного оборудования, а также гидравлических домкратов, заставляющих двигаться щит вперед;
- Хвостовая. Обеспечивают защиты персонала при воздвижении постоянной крепи.[19]

Проходческий щит «MTS-1000»

Щит состоит из основного корпуса, головы, рабочего органа с приводом и подшипником. Скомпонованные механизмы образуют рабочую камеру, включающую призабойное пространство и камеру управления. В камере управления расположены гидрораспределители, питающие магистрали, трубопровод с задвижкой-байпасом, лазерная мишень, панель удаленного управления. Рабочий орган располагается в голове щита, соединение которой с основным корпусом имеет несколько степеней свободы, как шарнир. Для отклонения и фиксации головы щита служат три гидроцилиндра. В процессе работы за счет ее отклонения происходит корректировка направления проходки. Информация о направлении проходки берется из показаний лазерной мишени. Сам лазер устанавливают в стартовой шахте и настраивают по меткам маркшейдера. Сигнал с мишени передается в компьютер управления, находящийся в контейнере управления на поверхности земли.[20]

					Обзор микротоннелепроходческих комплексов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Привод рабочего органа гидравлический. Конструкцию коронки выбирают в зависимости от вида горной породы, в которой планируется использовать комплекс. Она может быть оснащена режущими или шарошками. Скорость и направление вращения ротора изменяется системой управления. Изменение направления вращения иногда требуется для раскрутки зажатого ротора, в этом случае все три гидроцилиндра управления полностью выдвигаются, как бы отталкивая щит от забоя, а затем втягиваются, отдаляя голову щита от забоя и освобождая вращающийся ротор. Внутренняя поверхность исполнительного органа имеет выступы, которые участвуют в дроблении кусков породы в камере дробления. Камера дробления образована внешней поверхностью перегородки корпуса головы щита и внутренней поверхностью рабочего органа.[20]

В микротоннелепроходческих комплексах используется гидротранспортирующий контур для забора продуктов бурения из рабочей камеры щита. На поверхности располагается резервуар с водой, откуда вода поступает в центробежный насос. Насос нагнетает воду в напорный трубопровод, по которому вода подается в рабочую камеру щита. Отбитая порода поступает в камеру дробления ротора, где смешивается с водой и в виде пульпы подается в трубопровод гидротранспорта. Под остаточным давлением пульпа доходит до шламового насоса, который расположен на уровне рамы продавливания и выдает пульпу на поверхность в отстойники или на сепарацию. Привод насосов регулируемый, позволяет управлять подачей насосов в широком диапазоне. Байпас служит для вывода рабочей камеры из контура при продолжении циркуляции воды. Прекратить подачу воды в рабочую камеру необходимо при вынужденных остановках щита, чтобы избежать вымывания забоя. Если просто останавливать насосы, может произойти забивка трубопровода шламом, поэтому необходимо некоторое время после остановки щита промывать трубопровод.[20]

					Обзор микротоннелепроходческих комплексов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54



Рисунок 6 – Микроцит MTS – 1000

Таблица 6 – Технические характеристики МТПК MTS 1000

Фирма	«Ловат-МТС»
Модель	MTS
Наружный диаметр, мм	1020
Внутренний диаметр, мм	998
Крутящий момент рабочего органа, кНм	71
Мощность оборудования (номинальная мощность главного привода), кВт	132
Усилие прессовой станции, кН	3000
Минимальный диаметр шахты, м	3

Щитовой проходческий агрегат многоцелевого назначения «Геоход»

Геоход – аппарат, движущийся в породном массиве с использованием геосреды. Предназначен для проходки подземных выработок различного назначения и расположения в пространстве.

Геоход реализует новый подход к проведению горных выработок и формированию подземного пространства: проходка горных выработок рассматривается как процесс движения твердого тела (оборудования) в среде вмещающих пород (геосреде).

Традиционное представление проходки выработки как процесса образования полости в массиве горных пород всегда определяло и до сих пор определяет направления совершенствования геотехнологий строительства

подземных сооружений и, соответственно, создания проходческого оборудования для формирования подземного пространства.

Традиционные проходческие машины (проходческие комбайны и проходческие щиты) накопили в своем развитии ряд существенных недостатков:

- создание тяговых и напорных усилий происходит за счет массы проходческого оборудования;
- большая металлоемкость оборудования;
- ограниченность применения по углам наклона проводимой выработки;
- для проходческих комбайнов большой проблемой является обеспечение безопасного ведения работ в призабойной зоне.

В противовес им разработка гехода подразумевает создание инновационного инструментария для формирования подземного пространства (геход и крепь).

Использование геходов для формирования подземного пространства позволит:

- осуществлять совмещенное выполнение операций при проходке горных выработок и возведению подземных сооружений;
- повысить безопасность ведения проходческих работ при полной защите призабойной зоны от вывалов породы;
- обеспечить возможность проведения выработок любого пространственного расположения.

Многие системы не имеет аналогов в горном машиностроении, обладают основополагающими отличиями по назначению и принципу работы от всех существующих систем горнопроходческих комбайнов и проходческих щитов.

					Обзор микротоннелепроходческих комплексов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



Рисунок 7 – Внешний вид аппарата Геоход

Технические характеристики аппарата Геохода представлены в таблице 7.

Таблица 7

Диаметр проводимой выработки в проходке	не менее 3,2 м
Площадь сечения в проходке	от 8,00 до 8,80 м ²
Угол наклона проводимой выработки	±25°
Крепость пород	от 1 до 5 единиц по шкале профессора Протодяконова М.М.
Скорость проходки	от 4 до 6 м/ч
Тип привода	гидравлический
Количество гидроцилиндров поворота	8 пар
Номинальное рабочее давление	20 МПа
Номинальный крутящий момент на головной секции носителя геохода при номинальном давлении	не менее 1760 кНм
Суммарное осевое усилие на хвостовой секции	не менее 850 кН
Угол подъема винтовой лопасти внешнего движителя	4,5°
Масса (без насосных станций)	до 19000 кг
Установленная мощность	411 кВт
Диаметр	3720 мм
Длина	4480 мм
Привод погрузки	гидромеханический

Транспортная система	Ленточный перегружатель с шириной ленты 600 мм с электромеханическим приводом с отгрузкой отбитой горной массы на штрековые средства откатки (ленточный транспортер и др.) ленточный перегружатель с шириной ленты 600 мм с электромеханическим приводом с отгрузкой отбитой горной массы на штрековые средства откатки (ленточный транспортер и др.)
----------------------	---

Оценка преимуществ Геохода

Геоход отличается от проведения выработок проходческими комбайнами и проходческими щитами, прежде всего высокой скоростью проведения выработки, минимизацией затрат на проведение выработки.

Таблица сравнения тоннелепроходческого оборудования

	Проходческий комбайн	Проходческий щит	Геоход
Проведение выработок любого пространственного положения	-	-	+
Безопасность проведения выработки для оператора	-	+	+
Возможность реверсивного хода	+	-	+
Возможность ревизии и замены силовых узлов в условиях горной выработки	+	-	+
Возможность непрерывной подачи на забой	-	-	+
Высокая производительность при небольшой массе	-	-	+
Совмещенный режим выполнения операций по сооружению выработки	-	-	+
Высокая маневренность	+	-	+

Установка AVN

В данном разделе рассмотрим тоннелепроходческие технологии и устройства представленные немецким производителем тоннелепроходческих комплексов - *Herrenknecht AG*.

Установки AVN принадлежат к закрытым, с полной разработкой забоя установкам с гидростаткой грунта. Грунт разрабатывается при помощи рабочего органа, адаптированного под соответствующую геологию. Это позволяет использовать установки почти во всех геологических условиях. В мягких и смешанных грунтах используются стандартные или предназначенные для смешанных пород рабочие органы, в то время как для скальных грунтов может потребоваться использование рабочего органа, оборудованного специальными шарошками.

Установки AVN или установки с гидропригрузом и конической дробилкой являются универсальными устройствами для безопасного тоннелирования в диапазоне от 0,4 до 4 метров.

Установки AVN часто используются для продавливания труб. Максимальная длина проходки зависит от ряда факторов, таких как величина трения става труб о грунт, сила продавливания, номинальный диаметр труб и т.д. Автоматические системы смазки уменьшают трение между грунтом и трубами путем введения бентонита в затрубное пространство. Для диаметров, которые допускают вход персонала в тоннель, возможно использование дополнительных гидравлических промежуточных домкратных станций. Они устанавливаются в трубном стае с интервалами, которые определяются для каждого конкретного проекта. Благодаря разделению трубного става на отдельные секции необходимое усилие продавливания сокращается и распределяется равномерно. Это означает, что расстояние между стартовой и приемной шахтами может быть более 1000 метров, в зависимости от условий проекта и количества промежуточных домкратных станций.

					Обзор микротоннелепроходческих комплексов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

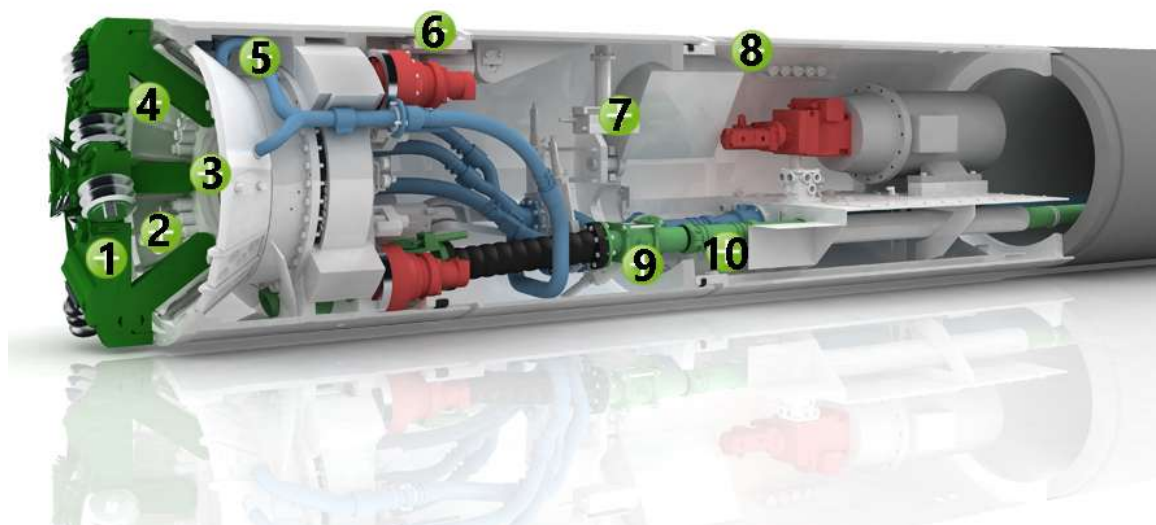


Рисунок 8 – Типовая установка микротоннелирования AVN1200T для продавливания труб

Описание состава типовой установки микротоннелирования AVN1200T для продавливания труб: 1-Рабочий орган. Резцы и шарошки разрабатывают грунт на забое тоннеля; 2-Конусная дробилка. По мере вращения рабочего органа камни и иные включения, поступающие в конусную дробилку, измельчаются до приемлемого размера; 3-Технологическая дверь. Прямой доступ к забою тоннеля для обслуживания и ремонтных работ. 4-Водяные форсунки. Подача воды под высоким и средним давлением предотвращает засорение конической дробилки в вязком и связном грунте; 5-Питающие линии. Центробежные насосы передают обработанную жидкость из сепарационной установки в призабойную камеру; 6-Подвижное соединение. Обеспечивает точный контроль за установкой AVN по всем направлениям при помощи цилиндров управления; 7-Лазерная мишень. Навигационный прибор обнаружения передаваемого из стартовой шахты лазерного луча для точной навигации; 8-Смазка. Введенный в кольцевой зазор бентонит снижает силу трения между поверхностью труб и окружающим грунтом; 9-Байпас. Блок клапанов для регулирования работы пульпопроводов и поддержания необходимого давления пригруза; 10-Пульпопровод. Транспортирует разработанный грунт, перемешанный с пульпой, к сепарационной установке, расположенной рядом со стартовой шахтой.

					Обзор микротоннелепроходческих комплексов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Тоннелепроходческий механизированный комплекс с одинарным щитом

При проходке тоннеля с использованием ТПМК с одинарным щитом вращающийся рабочий орган, оснащенный шарошками, прижимается к груди забоя с давлением до 32 тонн на каждую шарошку. Из-за вращения шарошек отдельные куски – так называемая буровая крошка – откалываются от скальной породы. Струи воды могут охладить рабочий инструмент и уменьшить образование пыли. В ковши, установленные на рабочем органе, поступает извлеченный материал. Благодаря силе тяжести по мере вращения рабочего органа материал перемещается в центр машины по встроенным скатам для шлама и затем падает сквозь воронкообразное кольцо на транспортер машины. В конце транспортера порода попадает на ленточный конвейер или в грунтовозки и извлекается из тоннеля.

ТПМК с одинарным щитом имеет диаметр выработки, превышающий размеры самого щита. Кроме того, ось выработки рабочего органа расположена немного выше, чем ось машины. Это увеличение диаметра выработки позволяет регулировать работу установки и защитить ее от застревания в скальном грунте. Гидравлические стабилизаторные пластины, встроенные в щит, могут крепиться в уже пройденном тоннеле. Это снижает вибрацию и стабилизирует машину в процессе проходки.

Проходка сквозь твердые породы крепостью до 250 МПа в некоторых местах требует огромных усилий. Шарошки могут разрушить скальную породу только при сообщении очень высокого давления в месте контакта. Если скальная крошка крупная, то это является доказательством быстрого и эффективного тоннелирования с оптимальным давлением и низкой степенью износа шарошек. Если контактное давление слишком низкое, то порода не разрушается, а шарошки изнашиваются быстрее. При небольших диаметрах выработки и ограниченном пространстве для режущего инструмента следует уделять пристальное внимание конструкции рабочего органа, крутящему моменту и контактному давлению, принимая во внимание ожидаемую

					Обзор микротоннелепроходческих комплексов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

геологию. Оптимальное расположение шарошек на рабочем органе и приводов с высоким крутящим моментом и высоким контактным давлением являются наиболее важными факторами в обеспечении быстрой проходки тоннеля с максимально низким износом. Опираясь на многочисленные успешные проекты, "Херренкнехт" может использовать свой уникальный опыт и разрабатывать решения под конкретный проект.

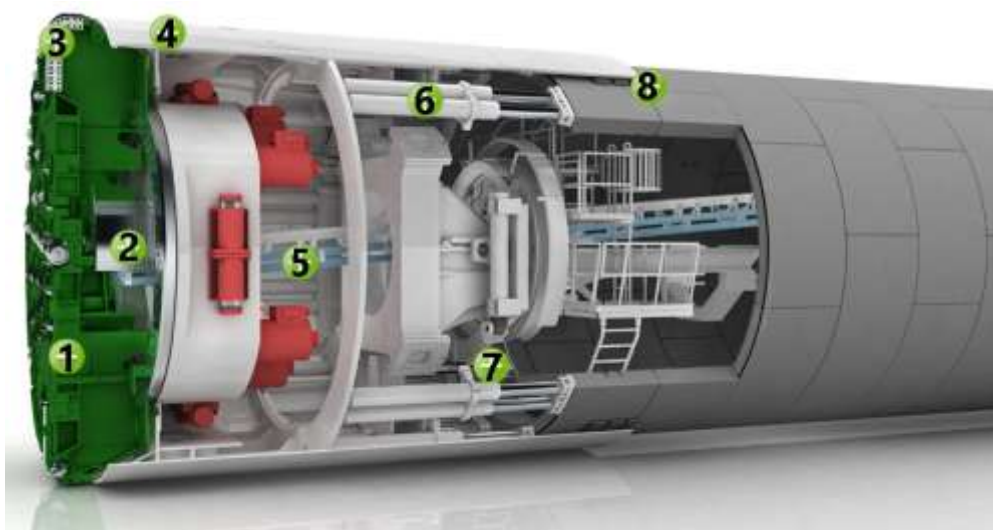


Рисунок 9 – ТПМК с одинарным щитом

Описание состава ТПМК с одинарным щитом: 1- Шарошки для горных пород раскалывают породу на забое путем вращения и сообщения высокого контактного давления; 2-Шламовое кольцо. Доставленный ковшами разработанный материал падает сквозь воронкообразное шламовое кольцо на ленточный конвейер; 3-Ковши. Забирают разработанный материал и направляют его в шламовое кольцо по скатам; 4-Щит. Обеспечивает высокий уровень безопасности персонала и установки, в частности в хрупких горных породах; 5-Транспортер машины. Перемещает извлеченный материал от центра рабочего органа к расположенным позади конвейерным системам; 6-Цилиндры продавливания. Гидравлические цилиндры, расположенные по окружности, продавливают щит вперед от ранее сооруженного кольца обделки тоннеля; 8- Эректор. Передвижной вакуумный манипулятор с дистанционным управлением для позиционирования сегментов во время сооружения кольца; 9-Заполнение затрубного пространства. Кольцевой зазор между разработанным грунтом и

					Обзор микротоннелепроходческих комплексов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

внешней частью обделки тоннеля непрерывно заполняется раствором или мелким гравием.

Разработки Японской фирмы Исэки Поли-Тех в области микротоннелирования

Фирмой «Исэки Поли-Тех» (Япония) создано семейство рабочих органов роторного типа с бентонитовой пригрузкой забоя для продавливания железобетонных труб с внутренним диаметром 900 мм и более — «Mepsb» (в однородных грунтах) и «Crashingmoul» (в грунтах с включением валунов и гальки); 600-800 мм — «Telemoul» и 350-500 мм — «Telemouse» (в однородных грунтах).

С этими агрегатами может быть использована силовая автоматизированная продавливающая установка «Moulmeisters» с двухступенчатыми телескопическими гидродомкратами. Обе ступени при одном и том же давлении в гидросистеме развивают усилие в 100 т каждая. Длина выдвижения штоков составляет 3 м при скорости от 0 до 18 см/мин. Обратный ход штоков осуществляется за 4 мин.

На рисунке 10 приведена принципиальная схема рабочего органа установки «Telemouse». Роторный рабочий орган установки отделен от забоя двумя герметичными перегородками, образующими пригрузочную камеру для бентонитового раствора. В первой от забоя перегородке установлена откидная заслонка контрбалансного устройства, а во второй (в ее нижней части) сделаны вводы питающего и отводящего трубопроводов.

Такое конструктивное решение позволяет поддерживать постоянное давление бентонитового раствора в забое, обеспечивающее безаварийное проведение выработки.

Все установки фирмы «Исэки Поли-Тех» снабжены средствами дистанционного и телевизионного контроля за процессами продавливания.

					Обзор микротоннелепроходческих комплексов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

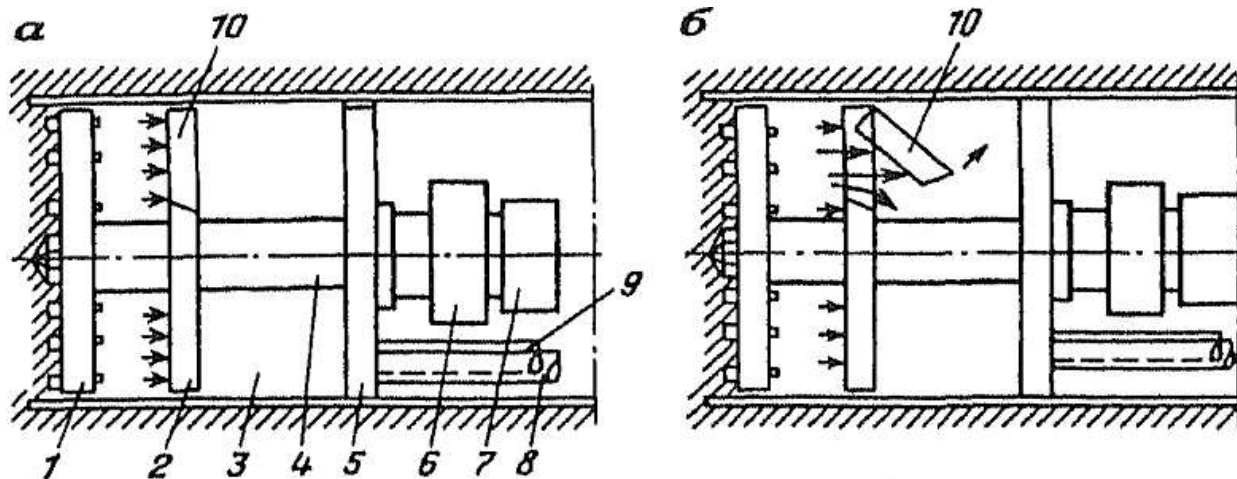


Рисунок 10 - Принципиальная схема рабочего органа установки «Telemouse» (Япония):
 а — в неподвижном состоянии; б — при движении вперед; 1 — режущая головка; 2 — первая герметичная перегородка со щелевым контрбалансным устройством; 3 — камера бентонитового раствора; 4 — центральный вал установки; 5 — вторая герметичная перегородка; 6 — редуктор; 7 — двигатель; 8 и 9 — питающий и отводящий трубопроводы; 10 — откидная заслонка контрбалансного устройства

5. Совершенствование технологии сооружения подводного перехода магистрального газопровода с использованием предварительно изогнутых труб

					Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Зинченко Н.С.			Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					65	130
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

6. Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»

6.1. Характеристика объекта строительства

Проектом предусмотрено строительство перехода газопровода-отвода к г. ██████████ переход через реку ██████████ расположен односторонне с заглублением в дно водной преграды.

Магистральный газопровод в зависимости от рабочего давления относится к первому классу.

Основные технические характеристики проектируемого газопровода приведены в таблице 6

Согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» проектируемый газопровод на участке перехода через реку ██████████ относится к IV категории.

Таблица 9 – Основные технические характеристики газопровода

Наименование	Значение
Категория участка трубопровода	I
Максимальное давление газа в трубопроводе, МПа	5,4
Наружный диаметр, мм	1020
Толщина стенки, мм	16

При строительстве ППМГ ██████████ границы проектирования приняты исходя из характеристик русла реки ██████████ и бестраншейной прокладке ведения работ по технологии «Метод кривых» с использованием 3-х градусных отводов.

Участок газопровода, проложенный бестраншейным способом – «Методом кривых» удерживается на проектных отметках за счет конструкции перехода и за счет наличия грунта ненарушенной структуры над верхней образующей трубы.

					Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Зинченко Н.С.				Строительство подводного перехода магистрального газопровода методом «Кривых»	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец В.Г.						66	130
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП	Бурков П.В.							

6.2. Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность сооружения линейного объекта

Организационно-технологическая схема подготовки и организации работ выбрана для качественного выполнения комплекса строительно-монтажных работ в технологической последовательности в установленные графиком сроки.

Для оптимизации организационно-технологической схемы строительства учитывались следующие основные факторы, влияющие на сроки и ресурсы строительства:

- сроки строительства (производства работ);
- периоды строительства (летний период строительства);
- состояние существующей транспортной сети и объектов инфраструктуры;
- объем и последовательность выполнения строительно-монтажных работ, включая внеплощадочные подготовительные работы.

Строительство подводного перехода газопровода через реку [REDACTED] включает в себя следующие основные виды работ:

- прокладка газопровода на переходе через водное препятствие закрытым способом «Методом кривых»;
- испытание подводного участка газопровода после монтажа;
- монтаж и укладка прилегающих береговых участков газопровода;
- испытание подводного участка газопровода вместе с прилегающими;
- монтаж и укладка береговых участков газопровода;
- испытание отремонтированного участка газопровода;
- подключение смонтированного участка газопровода к существующему с остановкой газа.

6.3. Организационный период

Принятая организационно-технологическая схема производства работ по ремонту участка газопровода предусматривает соблюдение установленных

					Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

сроков выполнения строительно-монтажных работ в технологической последовательности, соблюдение требований по охране труда и охране окружающей среды и достижение установленного качества работ.

До начала производства основных работ должен быть выполнен следующий комплекс организационных мероприятий, в состав которых входит:

- регистрация проектной документации в территориальном органе Ростехнадзора;
- получение письменного разрешения на проведение работ (в органах исполнительной власти субъекта Российской Федерации или в органах местного самоуправления);
- сдача-приемка геодезической разбивочной основы от заказчика подрядчику с оформлением акта;
- уточнение и обозначение знаками оси прохождения газопровода, фактической глубины заложения подземного газопровода;
- оформление акта передачи участка строительства газопровода подрядчику;
- оформление акта - допуска на проведение работ на территории действующих коммуникаций согласно СНиП 12-03-2001;
- получение разрешения на производство работ в охранной зоне газопровода;
- уведомление органов Государственного пожарного надзора, владельцев проложенных в едином техническом коридоре коммуникаций о месте, начале и сроках проведения работ;
- проведение инструктажа с работниками, участвующими в производстве работ, о безопасных методах выполнения работ и пожарной безопасности с записью в журнале инструктажа на рабочем месте и в нарядах-допусках;
- подготовка первичных средств пожаротушения;
- получение «Ордера» на право производства работ в охранной зоне инженерных коммуникаций;

					<i>Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

- подготовка и оформление «наряд-допусков» на производство работ повышенной опасности;
- извещение службы технического надзора о готовности к реализации целей проекта с предоставлением графика производства работ;
- получение от организации, осуществляющей технический надзор, подтверждения готовности подрядчика к выполнению работ по реализации проекта;
- отвод территории для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства работ;
- организация временного строительного хозяйства, решение вопросов быта рабочих;
- расчистку строительной полосы, снятие и складирование в специально отведенных местах плодородного слоя земли, расчистка от растительности;
- размещение на строительной площадке временных зданий и сооружений;
- обеспечение строительной площадки противопожарным водоснабжением и инвентарем, освещением;
- устройство складской площадки для конструкций на стройплощадке;
- доставка технических средств, оборудования и строительных материалов.

Выполнять работы подготовительного периода следует в соответствии с требованиями ВСН 004-88, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002, СТО Газпром 2-2.1-249-2008, и ВСН 51-1-80.

Запрещается производство работ без оформления необходимых разрешительных документов на право производства работ в охранной зоне газопровода.

					Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

6.4. Перечень основных видов строительно-монтажных работ

6.4.1. Подготовительные работы на трассе линейного объекта

Техническая подготовка к строительству заключается в создании производственных условий, при которых возможно нормативное выполнение строительно-монтажных работ. Сюда входит: расчистка территории от растительности, устройство проезда для техники, временные переезды через подземные коммуникации, подготовка трассы и геодезическая разбивка.

6.4.2. Основные работы на трассе линейного объекта

К основным работам относится:

- Земляные работы;
- Сварочно-монтажные работы;
- Изоляционно-укладочные работы;
- Прокладка трубопровода «Методом кривых»;
- Очистка полости, испытание и осушка газопровода;
- Приемка и ввод в эксплуатацию законченных строительных объектов.

6.4.3. Земляные работы

Учитывая условия прохождения трассы существующего газопровода (основная часть ремонтируемого участка проходит по лесу) для исключения избыточной вырубki деревьев принята полоса временного отвода - 28 метров.

При этом принята следующая схема рекультивации:

- снятие плодородного слоя почвы рекультиватором без удлинителя транспортера или продольными проходами бульдозеров с перемещением на полосу монтажных работ;
- планировка отвала плодородного слоя почвы продольным проходом бульдозеров на ширину их рабочих органов по полосе монтажных работ.

6.4.4. Прокладка трубопровода «Методом кривых»

Прокладка газопровода-отвода г. [REDACTED] Ду 1020мм на подводном переходе через реку [REDACTED] предусмотрена из труб в заводской изоляции закрытым способом – «Методом кривых» в соответствии с

					<i>Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

«Временной инструкцией по строительству и ремонту подводных переходов МГ «Методом кривых»».

Первоначальным этапом является разработка и обустройство стартового котлована при переходе водной преграды. Данное технологическое решение обуславливает устройство на одном из берегов на подготовительном этапе, стартового котлована с наклонным основанием в соответствии с заданным уклоном трассы в точке входа, на котором впоследствии монтируется лафет продавливающей установки. Торцевую стену котлована предусмотрено выполнить с применением шпунтованного профиля Ларсен V. Крепление боковых стен котлована предусмотрено выполнить с применением двутавровых балок и деревянной обдирки скрепленных между собой поясом крепления. Погружение (извлечение) свай выполнять вибропогружателем (навесным оборудованием на экскаватор). Наклонное основание предусмотрено выполнить из железобетонных плит, уложенных на выравнивающий слой щебня. Укладку (демонтаж) плит выполнять с помощью автокрана г/п. 25 тонн.

Суть метода заключается в следующем. На левом берегу, в точке входа трубопровода, с помощью техники горизонтально-направленного бурения начинается бурение. Первым, из компонентов буровой системы, является буровая голова со встроенной телескопической станцией, оборудованная дисковым резцом для смешанного грунта. С помощью двух компьютеров из контейнера управление, осуществляется контроль и управление всех параметров буровой системы в режиме реального времени.

Выполняется одновременное бурение с перемещением микрошита, и прокладка каждой рабочей трубы. Установка ППП-400 перемещает очередную предварительно изогнутую трубу по роликам головной и хвостовой опорной рамы. На раме устанавливается следующая труба, осуществляется стыковка и сварка предыдущей и последующей трубы с изоляцией стыка. Производится наращивание коммуникаций системы гидротранспорта, силовых и информационных кабелей.

					<i>Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

Комбинирование метода микротоннелирования и техники ГНБ позволяет за один рабочий шаг осуществить бурение скважины, бестраншейную прокладку трубопровода, а также сварочные и изоляционные работы.

6.4.5. Сварочно-монтажные работы

Сварочные работы необходимо выполнять в соответствии с СТО Газпром 2-2.2-136-2007, СТО Газпром 2-2.4-083-2006, ВСН 006-89, СП 86.13330.2012, ВСН 014-89, СНиП 12-04-2002 и СНиП 12-03-2001.

Сварочно-монтажные работы при строительстве газопровода включают:

- подготовку к сборочным и сварочным работам;
- сборку и сварку труб в сплошную нитку на трассе;
- контроль качества сварных соединений трубопроводов.

Перед сборкой труб (секций) в нитку необходимо убедиться в том, что используемые трубы имеют сертификат качества и соответствуют проекту и «Техническим условиям» на их поставку.

До начала основных работ по сборке и сварке необходимо очистить внутреннюю полость труб от возможных загрязнений и провести визуальный осмотр труб и при обнаружении дефектов отремонтировать.

Производство сварочно-монтажных работ в траншее на участках с высоким уровнем грунтовых вод производить с открытым водоотливом.

Контроль качества сварных соединений неразрушающими методами осуществляют производственные испытательные лаборатории. Лаборатории должны иметь действующее свидетельство об аттестации согласно ПБ 03-372-00 «Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля», необходимо наличие "Лицензии на деятельность, связанную с использованием источников ионизирующего излучения".

Контроль качества сварных соединений газопроводов должен осуществляться визуальным, измерительным и физическими методами контроля (основным, дублирующим, дополнительным).

					<i>Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72

Сварные соединения подлежат визуальному и измерительному контролю в объеме 100 %

Как было сказано выше, сварка, контроль и изоляция при прокладке трубопровода «Методом кривых» осуществляется на установке ППП-400.

6.4.6. Изоляционно-укладочные работы

Защита газопровода от подземной коррозии выполняется в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, ВСН 008-88, ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

Для изоляции трубопровода применено заводское покрытие:

- для участка трубопровода прокладываемого закрытым способом «Методом кривых» - специального исполнения на основе полиэтилена трехслойной конструкции ПЭПк-3-С по ТУ 1394-015-05757848-2011 толщиной 4.5мм (конструкция №1 по ГОСТ Р 51164-98) производства ОАО "Выксунский металлургический завод".

Для изоляции сварных соединений применены манжеты термоусаживающиеся:

- для участка трубопровода прокладываемого «Методом кривых» - манжеты марки «ТЕРМА-СТАР» по ТУ 2245-043-82119587-2012 производства ООО «Терма» (конструкция №14 по ГОСТ Р 51164-98).

Антикоррозионное покрытие соединительных деталей применено заводское Пк-40 по ТУ 1469-002-04834179-2005.

При укладке изолированного трубопровода должно быть обеспечено:

- проектное положение трубопровода;
- сохранность труб и изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей длине;
- минимальное расстояние между трубопроводом и стенкой траншеи не менее 100 мм.

					Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

6.4.7. Очистка полости, осушка, испытание сооруженного газопровода

Проверка на прочность и герметичность газопровода проводится путем создания в неработающем участке газопровода внутреннего давления выше максимального рабочего давления в течение определенного времени. Параметры и схемы производства работ по очистке полости и испытанию газопровода приняты с учетом требований СТО Газпром 2-3.5-354-2009, СТО Газпром 2-2.2-382-2009, СНиП Ш-42-80*, ВСН 011-88, СП 111-34-96, Временной инструкции по строительству и ремонту подводных переходов магистральных газопроводов “Методом кривых” разработанная ООО “Газпром ВНИИГАЗ”.

При подготовке к испытанию необходимо в соответствии с принятой схемой испытания установить днища, смонтировать и испытать обвязочные трубопроводы компрессорных установок и шлейф подсоединения к газопроводу на давление $1,25 P_{уст}$, установить контрольно-измерительные приборы. Для измерения давления должны применяться проверенные, опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1, с предельной шкалой на давление $\sim 4/3$ испытательного, устанавливаемые вне охранной зоны. Применяемые манометры должны отвечать требованиям ГОСТ 2405-88

Очистка полости газопровода

Очистку полости участка газопровода-отвода г. [REDACTED] на переходе через реку [REDACTED] выполнить промывкой с пропуском разделительного поршня ПКМД 1020 под давлением воды, поступающей из наполнительно-опрессовочного агрегата АНО-161А. Впереди разделительного поршня для смачивания и размыва загрязнений залить воду в объеме 15% от объема очищаемого газопровода.

Если после вылета очистного устройства из продувочного патрубка выходит вода, по газопроводу дополнительно следует пропустить поршень-разделитель.

					Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Очистку полости участков, подлежащих предварительным гидравлическим испытаниям, выполнить аналогичным способом.

Промывка считается законченной, если разделительный поршень вышел из участка газопровода неразрушенным.

Время необходимое на очистку полости – 24 ч.

Испытания газопровода

В проектной документации для испытания газопровода-отвода г. [REDACTED] на переходе через реку [REDACTED] на прочность и герметичность проектной документацией предусмотрен гидравлический способ (водой). Для подачи воды использовать наполнительно-опрессовочный агрегат АНО-161А.

В процессе гидравлического испытания на прочность, величина испытательного давления составляет $1,1P_{\text{раб}} = 5,94$ МПа, продолжительность испытания - 24 часа.

Осмотр трассы газопровода в течение времени испытания на прочность запрещается.

После окончания испытания трубопровода на прочность испытательное давление необходимо снизить до проектного рабочего и только после этого выполнить контрольный осмотр трассы для проверки на герметичность.

Газопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания на прочность газопровод не разрушился, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным, и не были обнаружены утечки.

При проверке на герметичность величина испытательного давления равна расчетному рабочему давлению $P_{\text{раб}} = 5,4$ МПа, продолжительность проверки не менее 12 часов.

Время, необходимое для заполнения участков газопровода, поднятия давления до испытательного и выдержки под испытательным давлением – 36 ч.

					Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Предварительные испытания

Испытание участка на переходе через реку [REDACTED] следует проводить в два этапа.

1-й этап - начальный участок газопровода в после укладки на проектные отметки, способ испытания - гидравлический (водой). Величина испытательного давления при испытании на прочность составляет $1,25 P_{\text{раб}} = 6,75$ МПа, продолжительность испытания 12 часов. При проверке герметичности величина испытательного давления равна расчетному рабочему давлению

$P_{\text{раб}} = 5,4$ МПа, продолжительность проверки не менее 12 часов.

2-й этап – конечный участок газопровода в составе участка по общей программе испытания газопровода описанной выше.

Время необходимое на проведение испытаний участков газопровода – 24 ч.

Удаление воды

После завершения испытаний выполненных гидравлическим, воду из участков газопровода следует вытеснить в подготовленные амбары-отстойники, путем пропуска трех поршней-разделителей ПКМД-1020 под давлением сжатого воздуха, поступающего от компрессорных установок низкого давления Atlas Copco XRXS 566 Cd. После удаления воды разделительными поршнями по участкам газопровода, для удаления связанной влаги со стенок газопровода, под давлением сжатого осушенного воздуха, подаваемого от совместно работающих компрессорной установки Atlas Copco XRXS 566 и осушителем воздуха ОВН-100-0.8-S Cd, следует пропустить пенополиуретановый поршень ППЛ-1020.

Разработку амбара-отстойника выполнять одноковшовым экскаватором. По периметру амбара-отстойника выполнить обвалование разработанным грунтом. После разравнивания поверхности стенок и дна котлована выполнить укладку геомембраны гладкой LDPE Solmax 1,5 мм. Края геомембраны должны

					Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

выступать за бровку обвалования на 2,0 м для возможности закрепления их грунтом обвалования.

Параметры амбара-отстойника приняты с учетом 25% запаса, заложение откосов 1:0,5.

Амбар-отстойник подлежит обратной засыпке и технической рекультивации после проведения комплекса испытаний.

Время, необходимое для удаления воды – 24 ч.

Осушка внутренней полости газопровода

Работы по осушке необходимо провести на испытанном участке газопровода-отвода продувкой сжатым осушенным воздухом без пропуска очистных поршней, поступающим от компрессоров Atlas Copco XRXS 566 Cd, работающих совместно с осушителем воздуха ОВН-100- 0.8-S.

Для полного удаления влаги из газопровода его необходимо осушить, доведя температуру точки росы (ТТР) воздуха, выходящего из участка газопровода, до значений не выше ТТР воздуха равной минус 20°С. До начала работ по осушке, с помощью гигрометра, проверенного и аттестованного для применения на территории РФ, произвести измерение ТТР воздуха на открытом конце участка газопровода. Измерение производить на выходе из участка газопровода, внутри трубы не менее чем в 10,0 м от ее обреза.

В процессе осушки периодически необходимо проводить выдержку участка газопровода в течение 8 часов, отключив подачу сухого воздуха и перекрыв все свечи выпуска воздуха с целью повышения его влажности.

При достижении значений ТТР выходящего воздуха не выше минус 20°С плюс минус 10 %, (при атмосферном давлении) в течении 4-6 часов с периодичностью замера не менее 1 раз в час, и при условии, что разница ТТР выходящего воздуха не превышает ТТР воздуха, подаваемого от установки осушки более чем на 10°С, этап осушки считается законченным.

После завершения комплекса испытаний и осушке участка газопровода-отвода г. ██████████ выполнить его присоединение к магистрали гарантийными сварными стыками.

					Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

После присоединения отремонтированных участков газопровода к магистрали участки трубопровода между кранами заполнить сухим азотом с концентрацией не менее 98 с ТТР минус 20°С до избыточного давления 0,02МПа.

При проведении гидравлических испытаний газопровода, суммарное гидростатическое и испытательное давление не превышает заводские испытательные давления труб, используемых для капитального ремонта газопровода.

					<i>Строительство подводного перехода магистрального газопровода «Методом кривых»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

7. Расчетная часть

7.1. Расчет характеристик для прямого участка трубопровода

7.1.1. Расчет участка газопровода на прочность

В таблице 11 представлены исходные данные к расчету газопровода

Таблица 11 – исходные данные к расчету

Обозначение	Численное значение	Ед. измерения	Обоснование
$D_N=$	1020	мм	Диаметр газопровода
$P=$	5,4	МПа	расчетное рабочее давление
$R_1^n=$	540	МПа	минимальное значение временного сопротивления металла трубы
$R_2^n=$	390	МПа	минимальное значение предела текучести металла трубы
Категория	IV		категория участка трубопровода
$m=$	0,99		коэффициент условий работы трубопровода, принимаем по табл. 1 СП 36.13330.2012 (СНиП 2.05.06-85*)
$k_1=$	1,47		коэффициент надежности по материалу, принимаем по табл. 10 СП 36.13330.2012 (СНиП 2.05.06-85*)
$k_n=$	1,155		коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 11 СП 36.13330.2012 (СНиП 2.05.06-85*)
$k_2=$	1,1		коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 11 СНиП 2.05.06-85
$\Delta t=$	35	°C	расчетный температурный перепад

7.1.2. Расчет сопротивления материала

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^n \cdot m}{K_1 \cdot K_n} = \frac{540 \cdot 0,99}{1,47 \cdot 1,155} = 314,8 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2}. \quad (7.1)$$

					Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Зинченко Н.С.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					79	130
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{K_2 \cdot K_H} = \frac{390 \cdot 0,99}{1,1 \cdot 1,155} = 304 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2}. \quad (7.2)$$

7.1.3. Расчет стенки трубопровода

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P_{исп} \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n + P_{исп})} = \frac{1,10 \cdot 5,4 \cdot 1020}{2 \cdot (314,87 + 1,10 \cdot 5,4)} = 9,4 \text{ мм}; \quad (7.3)$$

$P = 5,4$ МПа - расчетное рабочее (нормативное) давление;

$n = 1,1$ - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 14 СП 36.13330.2012 (СНиП 2.05.06-85*);

$D_H = 1020$ мм - наружный диаметр трубопровода.

Принимаем предварительное значение толщины стенки $\delta = 10$ мм

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta = 1020 - 2 \cdot 10 = 1000 \text{ мм} \quad (7.4)$$

7.1.4. Расчет напряжений в стенках трубопровода

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np.N} = -\alpha \cdot E_0 \cdot \Delta t + \mu_0 \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} \quad (7.5)$$

$$\sigma_{np.N} = -0,000012 \cdot 206000 \cdot 35 + 0,3 \cdot \frac{1,10 \cdot 5,4 \cdot 1000}{2 \cdot 10} = 2,58 \text{ МПа}$$

где:

$\Delta t = 35$ - расчетный температурный перепад, °С;

$\mu_0 = 0,3$ - коэффициент Пуассона упругой стадии работы металла, принятый по таблице 13 СП 36.13330.2012 (СНиП 2.05.06-85*);

$\alpha = 0.000012, \text{ град}^{-1}$ - коэффициент линейного расширения .

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} = \frac{1,10 \cdot 5,4 \cdot 1000}{2 \cdot 10} = 297 \text{ МПа} \quad (7.6)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					80	

7.1.5. Расчет прочности трубопровода

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла определяется по формуле:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \quad (7.7)$$

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|2,58|}{314,87}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|2,58|}{314,87} = 0,9909$$

Расчетная толщина стенки с учетом влияния осевых сжимающих напряжений равна:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (\Psi_1 \cdot R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,10 \cdot 5,4 \cdot 1020}{2 \cdot (0,9909 \cdot 314,87 + 1,10 \cdot 5,4)} = 9,3 \text{ мм} \quad (5.8)$$

Принимаем значение толщины стенки $\delta=10$ мм.

Проверка трубопровода на прочность осуществляется по условию:

$$|\sigma_{np.N}| \leq \Psi_2 R_1 \quad (7.9)$$

где: Ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, принимается равным 1,0

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \quad (7.10)$$

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{297}{314,87}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{297}{314,87} = 0,1052$$

Абсолютное значение максимального положительного Δt_+ или отрицательного Δt_- температурного перепада, определяется как:

$$\Delta t_+ = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 314,87}{0,000012 \cdot 206000} = 38,21 \quad (7.11)$$

$$\Delta t_- = \frac{R_1 \cdot (1 - \mu)}{\alpha \cdot E} = \frac{314,87 \cdot (1 - 0,3)}{0,000012 \cdot 206000} = 89,16 \quad (7.12)$$

При этом:

$$|\sigma_{np.N}| \leq \Psi_2 R_1 \quad (7.9)$$

$$|2,58| \leq 0,1052 \cdot 314,87$$

$$|2,58| \leq 33,12$$

Условие прочности выполняется.

									Лист
									81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

7.1.6. Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов проверку необходимо произвести по условиям:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \Psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \quad (7.13)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \quad (7.14)$$

где: $\sigma_{пр}^H$ – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;

Ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} = \frac{5,4 \cdot 1000}{2 \cdot 10} = 270 \text{ МПа} \quad (7.15)$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \quad (7.16)$$

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{270}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155}} \cdot 390 \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{270}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155}} \cdot 390 = 0,414$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$\rho = \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \left(\Psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H + \mu \cdot \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \right)} \quad (7.17)$$
$$\rho = \frac{206000 \cdot 1020}{2 \cdot \left(0,414 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 390 + 0,3 \cdot \frac{5,4 \cdot 1000}{2 \cdot 10} - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 35 \right)} =$$
$$= 284971 \text{ см}$$

Высотные отметки:

- Левого берега $D_1 = 15 \text{ м}$;
- Дна $D_0 = 9 \text{ м}$;
- Правого берега $D_2 = 13 \text{ м}$.

Прогнозируемые величины отступления береговых склонов:

- Левого $\Delta Bp_1 = 0,65 \text{ м}$;
- Правого $\Delta Bp_2 = 0,5 \text{ м}$.

Заложение откосов береговых склонов ($\Delta hp = 1$):

- Левого $m_1 = 0,12$;
- Правого $m_2 = 0,034$.

Прогнозируемая глубина размыва дна от низшей его отметки $\Delta hз$, м.

Запас к прогнозируемой глубине размыва дна $\Delta hз = 6 \text{ м}$.

Минимальный радиус кривой изгиба трубопровода $R_k = 1200 \text{ м}$.

Найдем $\Delta Bз_1$ по условию $\Delta Bз_1 > m_1 \cdot \Delta hз$

Где $\Delta hз$ запас прогнозируемой глубины размыва дна. Вычислим по зависимости:

$$\Delta hз = 2 \cdot D_n;$$

$$\Delta hз = 2 \cdot 1,02 = 2,04;$$

$$\Delta Bз_1 > 0,12 \cdot 2,04;$$

$$\Delta Bз_1 > 0,2448 \text{ м}.$$

Принимаем $\Delta Bз_1 = 0,24 \text{ м}$.

Найдем $\Delta Bз_2$ по условию $\Delta Bз_2 > m_2 \cdot \Delta hз$

$$\Delta Bз_2 > 0,034 \cdot 2,04;$$

$$\Delta Bз_2 > 0,069 \text{ м}.$$

Принимаем $\Delta Bз_2 = 0,07 \text{ м}$.

Ширина проектного профиля размыва по верху находится следующим образом:

$$B_n = B_1 + \Delta Bp_1 + \Delta Bз_1 + \Delta Bp_2 + \Delta Bз_2;$$

$$B_n = 197 + 0,65 + 0,24 + 0,5 + 0,07 = 198,5 \text{ м}.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Высота левого берега относительно низшей отметки дна вычисляем по зависимости:

$$Hб_1 = D_1 - D_0;$$

$$Hб_1 = 15 - 9 = 6 \text{ м.}$$

Разница высот наиболее низшей отметки профиля размыва относительно высоты левого берега определяется по формуле:

$$H_1 = Hб_1 + \Delta h_p + \Delta h_з;$$

$$H_1 = 6 + 1 + 6 = 13 \text{ м.}$$

Высота правого берега относительно наиболее низшей отметки дна:

$$Hб_2 = D_2 - D_0;$$

$$Hб_2 = 13 - 9 = 4 \text{ м.}$$

Разница высот наиболее низшей отметки профиля размыва относительно высоты правого берега определяется по формуле:

$$H_2 = Hб_2 + \Delta h_p + \Delta h_з;$$

$$H_2 = 4 + 1 + 6 = 11 \text{ м.}$$

Ширина проектного профиля размыва по низу:

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

$$b_n = 198,5 - 13 \cdot 0,12 - 11 \cdot 0,034 = 196,6 \text{ м.}$$

Радиус кривой искусственного изгиба трубопровода вычислили по формуле:

$$R_k > R_{min};$$

где $R_{min} = 1200 \cdot D_n$;

Определяем минимальный радиус изгиба трубопровода:

$$R_{min} = 1200 \cdot 1,02 = 1224 \text{ м.}$$

Диаметр скважины необходимый для протаскивания трубопровода:

$$D_c = 1,25 \cdot D_n;$$

$$D_c = 1,25 \cdot 1,02 = 1,275 \text{ м.}$$

Спроектируем горизонтальный участок в серединной части скважины равной $l_{нсп} = 80 \text{ м.}$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Радиус кривой искусственного изгиба трубопровода R_k принимаем равным 1200 м.

Угол скважины в точке 2 и 3:

$$\alpha_{2,3} = \arcsin \frac{(b_n - l_{ncp})}{2 \cdot R};$$

$$\alpha_{2,3} = \arcsin \frac{(196,6-57)}{2 \cdot 1200} = 2,6^\circ.$$

Нижняя точка оси скважины БС:

$$HTc = D_0 - \Delta hp - \Delta h_3 - \frac{D_c}{2} - \frac{b_n \cdot tg \alpha_{2,3}}{2};$$

$$HTc = 9 - 1 - 6 - \frac{1,275}{2} - \frac{(-118,27)}{2} = 61,08 \text{ м.}$$

Угол входа скважины:

$$\alpha_4 = \arccos \frac{R - (D_2 - HTc)}{R};$$

$$\alpha_4 = \arccos \frac{1200 - (13 - 61,08)}{1200} = 10,83 \text{ градуса.}$$

Угол выхода скважины:

$$\alpha_1 = \arccos \frac{R - (D_1 - HTc)}{R};$$

$$\alpha_1 = \arccos \frac{1200 - (15 - 61,08)}{1200} = 8,4 \text{ градуса.}$$

Протяженность от центра скважины до входа скважины по горизонтальной проекции:

$$L_{n,вх} = \frac{L_{ncp}}{2} + (R - (D_2 - HTc)) \cdot tg \alpha_4;$$

$$L_{n,вх} = \frac{57}{2} + (1200 - (13 - 61,08)) \cdot tg 10,83 = 86 \text{ м.}$$

Протяженность от центра скважины до выхода скважины по горизонтальной проекции:

$$L_{n,вых} = \frac{L_{ncp}}{2} + (R - (D_1 - HTc)) \cdot tg \alpha_1;$$

$$L_{n,вых} = \frac{57}{2} + (1200 - (15 - 61,08)) \cdot tg 8,4 = 74 \text{ м.}$$

									Лист
									86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Общая протяженность бурения скважины:

$$S = Ln_{cp} + \frac{\pi \cdot 2R \cdot (\alpha_1 + \alpha_2)}{360};$$
$$S = 57 + \frac{3,14 \cdot 2 \cdot 1200 \cdot (8,4 + 2,6)}{360} = 240 \text{ м.}$$

7.3. Расчет усилия протаскивания трубопровода в грунтовую скважину

Расчет тяговых усилий выполняется в соответствии с "Методическим пособием по определению напряженно-деформативного состояния трубопровода при строительстве подводных переходов нефтепроводов методом наклонно-направленного бурения".

Определяем вес единицы длины трубопровода q_{TP1} , Н по формуле:

$$q_{TP1} = 0,25 \cdot \pi \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) \cdot \rho_{ст} \cdot g \cdot k,$$

где $\rho_{ст}$ – плотность стали трубы, кг/м³, $\rho_{ст} = 7850$ кг/м³; k – коэффициент, учитывающий усилие шва, $k=1,01$.

$$q_{TP1} = 0,25 \cdot 3,14 \cdot (1,02^2 - 0,988^2) \cdot 7850 \cdot 9,8 \cdot 1,01 = 3919 \text{ Н.}$$

Определяем вес изоляции на единицу длины трубопровода q_u , Н по формуле:

$$q_u = 0,25 \cdot \pi \cdot (D_{II}^2 - D_{вн}^2) \cdot \rho_{II} \cdot g,$$

где ρ_{II} – плотность изоляционного покрытия, кг/м³, $\rho_{II} = 1046$ кг/м³

$$q_u = 0,25 \cdot 3,14 \cdot (1,02127^2 - 0,988^2) \cdot 1046 \cdot 9,8 = 538 \text{ Н.}$$

Определяем вес единицы длины трубопровода с изоляцией q_{TP} , Н по формуле:

$$q_{TP} = q_{TP1} + q_u,$$

$$q_{TP} = 3919 + 538 = 4457 \text{ Н.}$$

Определяем выталкивающую силу, действующую на трубопровод в буровом растворе q_n , Н/м по формуле:

$$q_n = 0,25 \cdot \pi \cdot D_{II}^2 \cdot \rho_{БР} \cdot g,$$

где $\rho_{БР}$ – плотность бурового раствора, кг/м³, $\rho_{БР}=1150$ кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с², $g=9,8$ м/с².

$$q_n = 0,25 \cdot 3,14 \cdot 1,02127^2 \cdot 1150 \cdot 9,8 = 9204 \text{ Н.}$$

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Силу сопротивления перемещению трубопровода в вязко-пластичном буровом растворе на ед. длины, определяем по формуле:

$$\tau = \pi \cdot D_{II} \cdot \tau_0,$$

где τ_0 - динамическое напряжение сдвига бурового раствора, Па, $\tau_0=100$ Па.

$$\tau = 3,14 \cdot 1,02127 \cdot 100 = 320,7 \text{ Н/м.}$$

Первый расчётный участок профиля длиной L_1 представляет собой криволинейный участок профиля с радиусом искривления $R=1200$ м.

Разобьем профиль газопровода на участки и просчитаем тяговое усилие для каждого из них.

Сила сопротивления перемещению трубопровода в вязко-пластичном буровом растворе на единицу длины определена по формуле:

$$F_{\text{сопр}} = \pi \cdot D_{II} \cdot \tau_0,$$

$$F_{\text{сопр}} = 3,14 \cdot 1,02127 \cdot 100 = 320,7 \text{ Н/м.}$$

Тяговое усилие на 1-м участке T_1, H определим по формуле:

$$T_1 = ((1 - f^2) \cdot (A \cdot \cos \alpha_{BX} - \cos \alpha_{ВЫХ}) + 2 \cdot F \cdot (A \cdot \sin \alpha_{BX} - \sin \alpha_{ВЫХ})) \cdot G + R \cdot \tau \cdot (1 - A)/F,$$

где f – коэффициент трения трубопровода и бурильных труб в скважине, $f=0,5$;

α_{BX} – угол входа трубы, град, $\alpha_{BX} = 11^\circ$;

$\alpha_{ВЫХ}$ – угол выхода трубы, град, $\alpha_{ВЫХ} = 9^\circ$;

A – промежуточная величина: $A = e^{F \cdot (\sin \alpha_{BX} - \sin \alpha_{ВЫХ})}$;

F – сила прижатия трубопровода к стенкам скважины, безразмерная величина:

$$F = f \cdot \sin(q_{T.II} \cdot \cos \alpha_{BX})$$

$$F = 0,5 \cdot \sin(3257 \cdot \cos 10,83) = 0,193.$$

$$A = e^{0,193 \cdot (\sin 11 - \sin 10,83)} = 0,997.$$

$$G = \frac{R \cdot q_{\sigma}}{f^2 + 1};$$

									Лист
									88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Расчетная часть

$$G = \frac{1400 \cdot 3257}{0,5^2 + 1} = 3647368 \text{ Н} = 3647,3 \text{ кН.}$$

$$T_1 = ((1 - 0,5^2) \cdot (0,997 \cdot \cos 10,83 - \cos 11) + 2 \cdot 0,193 \cdot (0,997 \cdot \sin 10,83 - \sin 9)) \cdot 3647368 + \frac{1400 \cdot 320,7}{0,193} \cdot (1 - 0,997) = 196843 \text{ Н.}$$

Второй расчетный участок представляет собой прямолинейный участок.

Тяговое усилие на втором участке:

$$T_2 = T_1 + (f \cdot |q_0| \cdot \cos \alpha_{\text{вкл}} - q_0 \cdot \sin \alpha_{\text{вкл}} + \tau) \cdot L_2,$$

$$T_2 = 196843 + (0,5 \cdot 3257 \cdot \cos 0 - 3257 \cdot \sin 0 + 320,7) \cdot 57 = 271387 \text{ Н.}$$

Третий участок является криволинейным участком профиля с радиусом искривления $R=1200$ м.

Тяговое усилие на третьем участке:

$$T_3 = T_2 \cdot A + ((1 - f^2) \cdot (A \cdot \cos \alpha_{\text{вк}} - \cos \alpha_{\text{вкл}}) + 2 \cdot F \cdot (A \cdot \sin \alpha_{\text{вк}} - \sin \alpha_{\text{вкл}})) \cdot G + R \cdot \tau \cdot (1 - A)/F;$$

$$F = f \cdot \sin \left(-\frac{T_2}{R} + q_0 \cdot \cos \alpha_{\text{вк}} \right);$$

$$F = 0,5 \cdot \sin \left(-\frac{271387}{1200} + 3257 \cdot \cos 10,83 \right) = 0,480.$$

$$A = e^{0,480 \cdot (\sin 10,83 - \sin 0)} = 0,623.$$

$$T_3 = 271387 \cdot 0,623 + ((1 - 0,5^2) \cdot (0,623 \cdot \cos 0 - \cos (-10,83)) + 2 \cdot 0,480 \cdot (0,623 \cdot \sin 0 - \sin(-10,83))) \cdot 3647368 + \frac{1200 \cdot 320,7}{0,193} \cdot (1 - 0,623) = 1095234 \text{ Н.}$$

Максимальное тяговое усилие протаскивания дюкера с учетом того, что профиль скважины соответствует проектному профилю, составит 1095,234 кН.

										Лист
										89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

7.4. Проверка трубопровода на пластические деформации в процессе протаскивания

Суммарное напряжение в трубопроводе σ , МПа определяем по формуле:

$$\sigma_{\Sigma} = \sigma_P + \sigma_{ИЗ},$$

где $\sigma_{ИЗ}$ - напряжение растяжения от тягового усилия, МПа;

σ_P - напряжение от изгиба трубопровода в скважине, МПа.

$$\sigma_P = \frac{T_{max}}{F},$$

Где T_{max} - максимальное расчётное тяговое усилие при протаскивании трубопровода, кН;

$F=0,766 \text{ м}^2$ - площадь сечения трубопровода

$$\sigma_P = \frac{1,095234}{0,766} = 1,43 \text{ МПа.}$$

Напряжения от изгиба трубопровода находим по формуле:

$$\sigma_{ИЗ} = \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot R};$$

$$\sigma_{ИЗ} = \frac{206000 \cdot 1,02}{2 \cdot 1200} = 75,04 \text{ МПа;}$$

Выполним проверку:

$$\sigma_{\Sigma} = \sigma_P + \sigma_{ИЗ};$$

$$\sigma_{\Sigma} = 1,43 + 75,04 = 76,5 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\Sigma} < R_2$$

$$76,5 < 304 \text{ МПа.}$$

Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации при протаскивании выполняется.

7.5. Объяснение выбора предварительно изогнутых труб с углом гнутья 3 градуса

					Расчетная часть	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

SWOT-анализ

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Таблица 12 – Матрица SWOT

<p style="text-align: center;">Сильные стороны:</p> <p>C1. Уменьшение радиуса изгиба прокладываемого трубопровода</p> <p>C2. Техничко-экономические преимущества</p> <p>C3. Весьма короткие сроки строительства</p>	<p style="text-align: center;">Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Непредвиденные поломки оборудования</p>
<p style="text-align: center;">Возможности:</p> <p>V1. Укладка трубопровода в весьма короткие сроки</p> <p>V2. Улучшение технологий сооружения нефтепроводов на болотах.</p> <p>V3. Строительство трубопроводов «методом Кривых» позволит сократить расход материала, а также снизить денежные затраты.</p> <p>V4. По стоимости метод «Кривых» сопоставим с траншейным методом сооружения ПП</p> <p>V5. Обеспечивает высокую точность прокладки</p>	<p style="text-align: center;">Угрозы:</p> <p>У1. Необходимость в высококвалифицированном персонале для ремонта и обслуживания.</p>

					<i>Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	Зинченко Н.С.				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Крец В.Г.				100	130	
<i>Консульт.</i>					НИ ТПУ гр.2БМ6А		
<i>Рук-ль ООП</i>	Бурков П.В.				<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>		

Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого заполняется специальная форма, в которой содержатся показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Полученные результаты анализа степени готовности приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
Определен имеющийся научно-технический задел	3	3
Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	3
Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	3
Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	2
Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	2
Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	4	3

Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	2
Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	2
Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	1
Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	1
Проработан механизм реализации научного проекта	4	3
ИТОГО БАЛЛОВ	45	37

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению; B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ говорит нам о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности представленного научного проекта составляет 45, это говорит о хорошей перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Уровень имеющихся знаний у разработчика имеет значение 37 – нормальная перспективность.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки.

План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы.

Таблица 14 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	1	18.02.2018	19.02.2018	Зинченко Н.С. Крец В.Г.
2	Введение	4	20.02.2018	25.02.2018	Зинченко Н.С.
3	Постановка задачи и целей исследования, актуальность	5	25.02.2018	28.02.2018	Зинченко Н.С. Крец В.Г.
4	Объект и методы исследования	13	25.02.2018	05.03.2018	Зинченко Н.С.

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспорте определена исходя из принятых методов производства работ, в соответствии с «Расчетными нормативами для составления проектов организации строительства. Часть II» на одну комплексную линейную колонну и представлена в таблице 5.

									Лист
									97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Таблица 16 – Потребность оборудования необходимого для строительства подводного перехода МГ:

Наименование	Марка	Кол-во	Цена за аренду, руб	Норма амортизации	Сумма амортизации
Бульдозер	Б10М на базе трактора Т-10М.0100 с мощность двигателя 132 кВт	2	856000	20	171200
Экскаватор одноковшовый	Hitachi ZX330 с ёмкостью ковша 1м ³ (длина рукояти 4м)	2	1655000	25	413750
Сварочный агрегат	АДД 2х2502 П ИУ 1	1	529674	10	52967,4
Вахтовый автобус	Урал 3255-41	2	1294700	20	258940
Трубовоз	КрАЗ - ТБ1-20, г/п 19 т, длина перевозимого груза до 12 м	2	1156973	20	231394,6
Автокран	КС-45717-1, г/п 25 т на базе УРАЛ	1	1313960	20	262792
Автокран	Liebherr LTM 1130-5/1, г/п 130 тонн	1	1225690	20	245138
Автоцистерна	АЦВ -15.0-260, емкостью 15 м3	1	1851700	25	462925

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Продолжение таблицы 16

Трубоукладчик	Komatsu D355C-3, г/п 92 т, максимальный вылет стрелы 7,3 м	3	2063500	30	619050
Самосвал	КамАЗ 6520, г/п 14,4 т, 260 л.с.	2	688000	15	103200
Полевая лаборатория неразрушающего контроля	на базе КамАЗ-43118	1	132000	5	6600
Полевая лаборатория контроля ЭХЗ	на базе УРАЛ-4320	1	120000	5	6000
Агрегат сварочный	АДД 2х2502 П ИУ1	2	1153200	20	230640
Центратор наружный монтажный	ЦЗН 1020	3	620000	15	93000
Электрошлифоваль ная машинка	МШУ-1,8-230-А	4	127000	10	12700
Сварочный аппарат	Дуга 318	1	1426000	25	356500

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсобережение

ст
9

Продолжение таблицы 16

Газовая горелка кольцевая для нагрева стыков	ПСТВМ-1020	2	1664200	25	416050
Строп одноветвевой	1СК-20/25000	2	5000	5	250
Строп четырёхветвевой	4СК-8/2500	1	8800	5	440
Буровой комплекс с комплектом основного и вспомогательного оборудования	УЗИТ РРР 400, работающая совместно с микротоннельным комплексом МТС 1000	1	2453250	30	735975
Поршень очистной	ППЛ-1020	2	586000	15	87900
Поршень- разделитель	ПКМД-1020	2	605000	15	90750
Итого:		39	21 535 647		4 858 162

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение

00 см

Данный перечень не является окончательным. Указанные машины и механизмы могут быть заменены на другие, имеющиеся у Подрядчика в наличии, с аналогичными характеристиками. Более подробно перечень строительных машин, механизмов и транспортных средств прорабатывается на стадии разработки ППР.

Потребность в электрической энергии, паре, воде.

Потребляемая мощность электроэнергии на объекте строительства подводного перехода газопровода-отвода г. ██████████ через реку ██████████ складывается из технологической, осветительной мощностей и электроэнергии.

Оборудование, потребляющее электрэнергию, не имеющее силовых установок представлено в таблице 17.

Таблица 17

Наименование оборудования	Потребляемая мощность, кВт	Количество оборудования, шт.	Общее потребление электроэнергии, кВт
Технологическое оборудование			
Электрошлифовальная машинка	2	4	8,0
Сварочный аппарат Дуга 318	9	1	9,0
Буровой комплекс с комплектом основного и вспомогательного оборудования	400	1	400
Осветительное оборудование			
Прожектор	0,5	10	5
Всего потребление электроэнергии			422

Электроснабжение объекта следует осуществлять от передвижных дизельных электростанций. Потребляемая мощность электроэнергии на объекте строительства составляет 422 кВт.

Потребность строительства в энергоресурсах определена по Расчетным нормативам для составления проектов организации строительства, часть II с учетом условного диаметра газопровода и территориальных коэффициентов и приведена в таблице 18

Таблица 18 – потребность строительства в энергоресурсах

Наименование ресурсов	Единиц измерения	Потребность на период строительства
Электроэнергия	кВт	422
Сжатый воздух	тыс.м ³	17,73
Карбид кальция	кг	54,55
Пар	кг/ч	8,3
Вода для производственных и технических нужд	м ³ /сут	23,0
Вода для хозяйственно-питьевых нужд	м ³ /сут	0,28
Вода на пожаротушение	л/с	20

Обеспечение строительства сжатым воздухом осуществлять от передвижных компрессорных установок.

Потребность в строительных кадрах.

Потребность работающих на объекте строительства подводного перехода магистрального газопровода через реку ██████████ определена на основании следующих нормативных документов, действующих на территории РФ:

- СНиП 12-01-2004 «Организация строительства»;
- Справочные пособия к СНиП 3.01.01-85 «Организация строительного производства»;
- МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории РФ»;
- ГЭСН 81-02-01-2001 «Земляные работы»;
- ГЭСН 81-02-25-2001 «Магистральные и промысловые трубопроводы».

В соответствии со справочным пособием к СНиП 3.01.01-85 в проектной документации определена ориентировочная потребность рассматриваемого объекта в трудовых ресурсах.

К числу работающих на рассматриваемом объекте относятся:

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

- ИТР;
- служащие;
- рабочие, выполняющие перечень основных видов работ;
- МОП и охрана;

Расчет численности рабочих на отдельные виды работ выполнен по формуле:

$$k = \left(\frac{T_p * V}{i} \right) * c * e * T$$

Где k – количество привлекаемых ресурсов при выполнении отдельных видов работ, строительной техники и количества бригад выполняющих работы;

T_p – трудоемкость отдельных видов работ определенная на основе сборников Государственных элементных сметных норм;

V – объем выполняемых отдельных видов работ;

i – измеритель отдельных видов работ по сборникам Государственных элементных сметных норм;

c – количество смен при выполнении отдельных видов работ, шт;

t – продолжительность смены при выполнении отдельных видов работ, час;

T – продолжительность выполнения отдельных видов работ, дней;

По результатам расчета общее количество работающих составляет 85 человек. Распределение заработной платы в зависимости от занимаемой должности, районных коэффициентов, а так же от тарифной ставки приведено в таблице 19

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Таблица – 19

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка	Тарифный фонд ЗП, руб	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП	Районный коэф-т	Общий фонд ЗП, руб
					%	сумма			
Механизатор	5	25	137,98	1288,3	15	193,24	1619,52	2024,4	3643,92
Сварщик	8	8	143,98	1831,48	15	274,72	2250,18	2812,72	5062,9
Рабочие выполняющие изоляционные работы	7	2	140,98	1683,57	15	252,53	2077,08	2594,19	4671,27
Разнорабочие	4	10	136,48	1226,13	15	184	1546,61	1933,26	3479,87
Электромонтажники	7	2	140,98	1683,57	15	252,53	2077,08	2596,35	4673,43
Итого									21531,39
Социальные отчисления в размере 30%									6459,41

Изм. _____
 Лист _____
 № док. _____
 Подпись _____
 Дата _____

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
 ресурсосбережение

04 см

Таблица 20 – Итоговые затраты на различные виды работ

Наименование видов работ	Сметная стоимость в ценах 2016 г, тыс. руб., в том числе		Распределение капвложений и объемов на весь период работ	
	всего	СМР		
1	2	3	4	
Подготовка территории работ	1385,114	1177,6695	1385,1135	1177,6695
Основные виды работ	80404,34	80404,335	80404,335	80404,335
Временные здания и сооружения	3191,778	3191,778	3191,778	3191,778
Прочие работы и затраты	3676,37	1641,2205	3676,3695	1641,2205
Содержание службы Заказчика. Строительный контроль	1994,187	–	1994,187	1994,187
Проектные и изыскательные работы	4528,73	–	4528,7295	4528,725
Непредвиденные затраты	2854,931	2592,45	2854,9305	2592,45
Налоги и обязательные платежи	17639,84	16021,341	17639,841	16021,341
Итого	115675,3	105028,794	115675,284	111551,706

9. Социальная ответственность

Объектом исследования является технология строительства подводного перехода магистрального газопровода с использованием предварительно изогнутых труб – «Метод кривых». В данном разделе рассматривает влияние на работников и окружающую среду данной технологии при сооружении ППМГ.

Трубопроводный транспорт в настоящее время является основным способом доставки газа, нефти и нефтепродуктов от мест добычи, переработки к местам потребления. Для транспорта нефти и газа в центральные и западные районы России сооружаются трубопроводы длиной до 5000 км. Трубопроводы такой протяженности пересекают большое количество различных водных преград, таких как: малые и большие реки, водохранилища, глубокие болота, озера и т.д. Пересечение водных преград, как естественных, так и искусственных, магистральными трубопроводами чаще всего решается путем строительства подводных переходов.

Подводным переходом называется гидротехническая система сооружений одного или нескольких трубопроводов, пересекающая водные преграды, при строительстве которой применяются специальные методы производства подводно-технических работ.

Подводный переход это особый конструктивный элемент линейной части магистрального трубопровода, который представляет потенциальную опасность для окружающей среды. В связи с этим, был выпущен ряд нормативно-технических документов, определяющих правила проектирования, строительства и эксплуатации подводных переходов, общим принципом которых является предупреждение аварийного выхода газа, при сохранении эффективности трубопроводной системы.

					<i>Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Зинченко Н.С.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					106	130
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

9.1. Производственная безопасность

9.1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при реализации объекта исследования и мероприятия по их устранению

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ к основным элементам, формирующим опасные факторы при выполнении строительных работ, относятся элементы, представленные в таблице 21.

Таблица 21

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Строительные работы	Физические		
		Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы.	ГОСТ 12.1.003-74 ССБТ
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
		Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
		Пожаровзрывоопасность Сварочные работы; неисправность электрическое оборудование	СТО НОСТРОЙ 2.10.64-2012
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе		ГОСТ 30494-2011
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ; СНиП II-12-77
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-90 СБТ
	Превышение уровней ионизирующих излучений		НРБ-76\87

Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-85
	Химические	
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ; ГОСТ 12.1.007-76
	Биологические	
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ
	Психофизические	
	Физические перегрузки	ГОСТ Р 50644-94

Проанализируем вышеуказанные вредные и опасные производственные факторы, которые воздействуют, или могут воздействовать, на здоровье рабочих при строительстве подводного перехода магистрального газопровода, а также проведем анализ нормативных значений влияющих факторов и мероприятий, направленных на снижение или устранения данных факторов.

1. *Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*

Оценка микроклимата проводится на основе измерений его параметров (температура, влажность воздуха, скорость его движения, тепловое излучение) на всех местах пребывания работника в течение смены и сопоставления с нормативами согласно СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений".

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -30 до -35 °С.[28]

					Социальная ответственность	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25°C работающим на открытом воздухе или в закрытых не обогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около $+25^{\circ}\text{C}$. [28]

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

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

Поскольку работы по строительству ППМГ проводятся в летний период времени, то не исключено перегреванием организма работников от повышенных температур окружающей среды. Для профилактики перегревания организма рабочих, рекомендуется рационализировать режимы труда и отдыха, путем сокращения рабочего времени, для введения перерывов в работе для отдыха в местах с умеренными температурами.

2. Повышенный уровень шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА. [30]

В данном случае, источниками шума в полевых условиях, являются звуки, вызванные результатом работы инженерного и производственного оборудования. Шум может быть вызван: сварочными работами, источниками питания, проходческим щитом, а также специальной техникой.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;

					Социальная ответственность	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- использование звукоизолирующих средств (звукоизолирующие кожухи, кабины);
- использование звукопоглощающих средств.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

3. *Превышение уровней вибрации*

Для санитарного нормирования и контроля, используются средние квадратичные значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам, скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц. [32]

Условия вибробезопасности труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них;
- введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих;
- вывод работников из мест с превышением ДУ вибрации.

4. *Превышение уровней ионизирующих излучений*

Допустимые уровни облучения — уровни воздействия ионизирующих излучений на человека, при которых исключено возникновение нестохастических (ближайших) последствий облучения организма, а риск отдаленных соматико-стохастических (злокачественных новообразований) и генетических последствий минимален.

В зависимости от группы критических в органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Критический орган — ткань или часть тела, облучение которого в данных условиях неравномерного облучения может причинить наибольший ущерб здоровью данного лица или потомства.[33]

Для II и III групп критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно.[33]

Основные профилактические мероприятия:

- уменьшение времени пребывания в зоне радиации;
- увеличение расстояния от источника излучения до работающего;
- установка защитных экранов; применение аппаратов с дистанционным управлением и др.

5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.[34]

6. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³. [38]

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

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) 300 мг/м³;

- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³.

- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой классу опасности).

- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).[38]

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

7. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены прививками от гнуса и энцефалитного клеща.

В качестве профилактических мероприятий следует соблюдать следующие правила:

- иметь противоэнцефалитную одежду;
- обеспечить работников репеллентами;
- обучить работников знаниям о проявлениях и последствиях клещевого вирусного энцефалита, методах защиты.

9.1.2. Анализ опасных производственных факторов и выбор рекомендации по их устранению

Проанализируем основные производственные факторы, которые воздействуют, или могут воздействовать, на здоровье работников при

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проведении строительно-монтажных работ по сооружению ППМГ, а также проведем анализ нормативных значений этих факторов и мероприятий, направленных на снижении или устранение данных факторов.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование рабочих.

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

2. Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке

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

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА. [36]

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза. [36]

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

					Социальная ответственность	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Пожаровзрывобезопасность

Взрывобезопасность - состояние производственного процесса, предприятия или его отдельных участков, при котором исключена возможность взрыва, предотвращения воздействия на людей опасных и вредных факторов в случае его возникновения, которое обеспечивает сохранение материальных ценностей - зданий, сооружений, производственного оборудования, сырья и готовой продукции.

Пожаровзрывоопасность веществ и материалов характеризующих их способность к возникновению и распространению горения. Следствием горения, в зависимости от его скорости и условий протекания, могут быть пожар (диффузионное горение) или взрыв (дефлаграционное горение предварительно перемешанной смеси горючего с окислителем).[40]

Пожаровзрывоопасность веществ и материалов – совокупность свойств, характеризующих их способность к возникновению и распространению горения. Следствием горения может быть пожар или взрыв. Всего показателей пожаровзрывоопасности более двадцати (ГОСТ 12.1.044–89 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов»).

По горючести вещества и материалы подразделяются на три группы:

- негорючие (несгораемые) – вещества (материалы), не способные к горению. Негорючие вещества могут быть пожаровзрывоопасными (например, окислители или вещества, выделяющие горючие продукты при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом);
- трудногорючие (трудносгораемые) – вещества и материалы, способные гореть при воздействии источника зажигания, но не способные самостоятельно гореть после его удаления;
- горючие (сгораемые) – вещества и материалы, способные самовозгораться, а также возгораться при воздействии источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления. Горючие жидкости с температурой вспышки не более 61°C, зафлегматизированные смеси, не имеющие вспышки,

					Социальная ответственность	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

относятся к легковоспламеняющимся (ЛВЖ). Особо опасными называют ЛВЖ с температурой вспышки не более 28 °С. [40]

Так как технологический процесс связан с использованием газа и сжиганием топлива, то возможный источник пожара это утечка топлива из газопровода и образование взрывоопасной газовой смеси. Действующим нормативным документом является: "Пожарная безопасность. Общие требования". При нарушении целостности газопроводов, уходящие газы, имеющие высокую температуру, могут послужить причиной пожара. Для предупреждения образования взрывоопасных газовой смеси большое значение имеет контроль воздушной среды. Наиболее прогрессивен контроль воздушной среды автоматическими сигнализаторами до взрывных концентраций. При включении предупредительной сигнализации предусматривается автоматическое или ручное отключение всего или части технологического оборудования.

Основным источником пожаровзрывоопасности при строительстве газопровода являются сварочные работы.

При дуговой электросварке и особенно резке брызги расплавленного металла разлетаются на значительные расстояния, что вызывает опасность пожара.

При газовой сварке и резке возможность взрывов и пожаров обусловлена применением горючих газов и паров горючих жидкостей, которые в смеси с воздухом могут взрываться при повышении температуры или давления. Ацетилен образует соединения с медью, серебром и ртутью, которые могут взрываться при температуре выше 120 °С от ударов и толчков. [41]

Пожар может начаться не сразу, поэтому по окончании сварки следует внимательно осмотреть место проведения работ, не тлеет ли что-нибудь, не пахнет ли дымом и гарью.

Предотвращение опасности поражения брызгами расплавленного металла и шлака. Образующиеся при дуговой сварке брызги расплавленного металла имеют температуру до 1800 град. С. при которой одежда из любой

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

ткани разрушается. Для защиты от таких брызг обычно используют спецодежду (брюки, куртку и рукавицы) из брезентовой или специальной ткани. Куртки при работе не следует вправлять в брюки, а обувь должна иметь гладкий верх, чтобы брызги расплавленного металла не попадали внутрь одежды, так как в этом случае возможны тяжелые ожоги.

Предотвращение отравления вредными газами и аэрозолями, выделяющимися при сварке. Высокая температура дуги (6000- 8000° С) неизбежно приводит к тому, что часть сварочной проволоки, покрытий, флюсов переходит в парообразное состояние. Эти пары, попадая в атмосферу цеха, конденсируются и превращаются в аэрозоль конденсации, частицы которой по дисперсности приближаются к дымам и легко попадают в дыхательную систему сварщиков. Эти аэрозоли представляют главную профессиональную опасность труда сварщиков. Количество пыли в зоне дыхания сварщика зависит главным образом от способа сварки и свариваемых материалов, но в известной степени определяется и типом конструкций. Химический состав электросварочной пыли зависит от способов сварки и видов основных и сварочных материалов.

Основные сварочные опасности и методы их профилактики

Пожарная безопасность. Сюда можно включить и защиту от возможных ожогов путем использования спецодежды, обуви, масок и специальных ширм. Уделять особое внимание при зажигании дуги и во все время ее горения – это период повышенной опасности. С опытом брызг расплавленного металла при работе будет все меньше, но даже сварщики с многолетним стажем не работают с расстегнутым воротом и закатанными рукавами. Обязательное использование рукавиц, даже для контакта с кажущимся холодным металлом, а уж тем более при работе.

Специальная безопасность. К ней относится:

- Защита от возможного взрыва при работе в замкнутом пространстве (металлической цистерне и т.д);

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

- Защита органов дыхания при работе с выделением вредных газов (оксиды марганца, хрома и пр.), для чего применяются респираторы типа «Снежок», совместимые со сварочными масками и удобные в работе;

- Защита при возможной работе на высоте – стандартные средства высотной безопасности (монтажные пояса, страховка) следует использовать в сочетании с повышенной осторожностью. На сварщике надета спецодежда, маска, его движения и углы обзора ограничены.

К первичным средствам пожаротушения при сварочных работах на открытом воздухе, можно отнести следующее:

- переносные и передвижные огнетушители;
- пожарный инвентарь (песок, кошма, лопата и т.д.).

9.2. Экологическая безопасность

9.2.1. Анализ характера воздействия объекта исследования на окружающую среду

При проведении работ при строительстве ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб, будут осуществляться следующие виды воздействия на окружающую среду:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- воздействие на поверхностные и подземные водные объекты;
- воздействие на земельные ресурсы и почвенный покров.

1. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

С учетом того, что источники постоянного выброса загрязняющих веществ отсутствуют, а также рассредоточенность их по территории проведения работ и кратковременность выбросов во времени, основными мероприятиями по недопущению повышения расчетных значений являются:

- соблюдение правил техники безопасности и пожарной безопасности при выполнении всех видов работ;
- выбор режима оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий, позволяющего уменьшить выброс загрязняющих

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

веществ в атмосферу и обеспечить снижение их концентрации в приземном слое воздуха;

- своевременное проведение технического обслуживания техники, задействованной при проведении работ;
- глушение двигателей автомобилей и дорожно-строительной техники на время простоев;
- размещение на строительной площадке только того оборудования, которое требуется для выполнения технологических операций, предусмотренных на данном этапе работ.

2. Воздействие на поверхностные и подземные воды

При выполнении строительных работ предусмотрено проведение гидравлических испытаний прокладываемого участка газопровода. Заборы воды из водных объектов не предусматривается. Доставка воды на объект осуществляется в автоцистернах. После проведения гидравлических испытаний вода сливается в амбар-отстойник, выстилаемый водонепроницаемым материалом.

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод от неблагоприятного воздействия

Для предотвращения загрязнения и истощения водных объектов, в соответствии со ст. 65 «Водного кодекса РФ», установлены водоохранные зоны (ВОЗ) и прибрежные защитные полосы (ПЗП) водных объектов.

Размеры водоохраной зоны реки ██████████ составляет 197 м, прибрежной защитной полосы – 50 м

При проведении работ в пределах ВОЗ и ПЗП водных объектов следует соблюдать специальный режим хозяйственной деятельности, установленный ст. 65 «Водного кодекса РФ». Проектирование, строительство, эксплуатация хозяйственных объектов в границах ВОЗ допускается при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод в соответствии с

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

водным законодательством и законодательством в области охраны окружающей среды.

В целях охраны поверхностных и подземных вод необходимо:

- исключить размещение отвалов размываемых грунтов в границах прибрежной защитной полосы (ПЗП);
- производство работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов разрешается только в местах, установленных проектной документацией;
- заправку строительной техники осуществлять «с колес» автотопливозаправщиком, оборудованным средствами, предотвращающими пролив топлива на грунт;
- для сбора хозяйственно-бытовых стоков использовать герметичные емкости;
- Складирование отходов, образовавшихся при проведении проектируемых работ, осуществлять в специально размещаемые металлические контейнеры.

Проведение рекультивации и очистка территории от мусора ведут к снижению интенсивности водно-эрозионных процессов, с соответствующим уменьшением значений мутности сточных вод, повышением их прозрачности и, как следствие, к улучшению состояния водных объектов.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенный покров

Процесс производства работ по сооружению ППМГ сопровождается воздействием на территорию расположения объекта, которое заключается в следующем:

- изменение характера землепользования;
- уплотнение грунта на отводимой площадке;
- изъятие и перелопачивание грунта при разработке траншеи;
- загрязнение территории за счет осаждения на почву загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при работе техники.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова

Для рационального использования земельных ресурсов перед началом работ следует произвести снятие почвенно-растительного слоя, и складировать его во временные отвалы в границах полосы ведения работ.

После окончания строительных работ следует произвести рекультивацию земель с возвращением почвенно-растительного слоя (ПРС).

Снятие, транспортировка, хранение и обратное нанесение ПРС должно выполняться методами, исключающими снижение его качеств, а также потерю при перемещениях. Использование плодородного грунта для устройства подсыпок, перемычек и других временных земляных сооружений для ремонтных целей, согласно СНиП 3.02.01-87, не допускается.

Грунт, полученный при разработке траншеи, следует складировать во временные отвалы. После окончания работ выбранный грунт следует использовать для засыпки дороги, поскольку «метод Кривых» с использованием ГНБ и микротоннелирования, позволяет получить чистый песок, выработанный из пилотной траншеи.

В целях охраны земель необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- работы по строительству ПП МГ проводить в границах отведенного участка;
- при строительных работах использовать только исправную технику, своевременно прошедшую технический осмотр;
- доставку материалов следует производить по мере необходимости с помощью автотранспорта по существующим автодорогам;
- после окончания строительных работ выполнить рекультивацию нарушенных земель.

В таблице 10 приведена ведомость объемов работ по рекультивации нарушенных земель.

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

Таблица 22 – Ведомость объемов работ по рекультивации нарушенных земель

<i>Вид работ</i>	<i>единица измерения</i>	<i>норма</i>	<i>Объем</i>
<i>Техническая рекультивация</i>			
Снятие плодородного слоя почвы бульдозером с перемещением во временный отвал	га		5,0274
	м3		25137
Уборка бытовых отходов и строительного мусора	га		5,2045
Планировка площадей бульдозером	га		5,2045
Перемещение плодородного слоя почвы бульдозером из временного отвала	м3		25137
<i>Биологическая рекультивация</i>			
Вспашка на глубину 20 см	га		5,2045
Внесение минеральных удобрений	га		5,2045
селитра аммиачная	кг	60	312
суперфосфат гранулированный	кг	90	468
калийная соль	кг	120	625
Посев травосмеси:			
кострец безостый	кг	16	83
овсяница луговая	кг	14	73
Послепосевное прикатывание в один след	га		5,2045
Сдача рекультивированных земель	га		5,2045

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

9.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

9.3.1. Основные причины чрезвычайных ситуаций на газопроводах и анализ мероприятий, направленных на их устранение

В данном разделе рассматриваются чрезвычайные ситуации на газопроводах в целом, поскольку при сооружении ППМГ, возникновение ЧС маловероятно, и может быть обусловлено лишь несоблюдением техники безопасности.

Одной из важнейших проблем трубопроводного транспорта является сохранение работоспособного состояния линейной части промышленных и магистральных трубопроводов. Многочисленные обследования показывают,

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						121
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

что подземные газопроводы, работающие при нормальных режимах, находятся в удовлетворительном состоянии в течение нескольких десятков лет.

Большая часть магистральных газопроводов имеет подземную конструктивную схему прокладки, и на них оказывают значительное влияние коррозионно-активные грунты. Под воздействием коррозионного износа металла уменьшается толщина стенки труб. Как правило, большинство дефектов на газопроводах появляется в результате коррозионных и механических повреждений, служащие основными причинами аварий на МГ.

Основные сценарии возможных аварий на газопроводах связаны с разрывом труб на полное сечение и истечением газа в атмосферу в критическом режиме (со скоростью звука) из двух концов газопровода (вверх и вниз по потоку). Протяженность разрыва и вероятность загорания газа имеют определенную связь как с технологическими параметрами трубопровода (его энергетическим потенциалом), так и с характеристиками грунта (плотность, наличие каменистых включений). Для трубопроводов большого диаметра (1200–1400 мм) характерны протяженные разрывы (50–70 м и более) и высокая вероятность загорания газа (0,6–0,7). [39]

Мероприятия по локализации и ликвидации аварий

При возникновении аварии, последовательность действий для ее оперативного устранения, примерно, должна быть следующей:

- Обнаружение места аварии. Необходимо немедленно сообщить о происшествии диспетчеру ЛЛПУ МГ и в управление городского речпорта. Принятие мер по остановке судов (если таковые имеются) или других плавучих средств на реке через диспетчера;
- Получение информации об аварии. Уточнение характер, размеры и место аварии, время обнаружения, обстановку на местности и на реке;
- Оповещение об аварии. Необходимо незамедлительно оповестить: диспетчера головного здания компании принадлежащий газопровод, диспетчера городского речпорта, руководство ЛПУ МГ;

					Социальная ответственность	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Принятие оперативных мер. Перекрытие кранов участка газопровода, на котором произошла авария, стравливание газа из аварийного участка, определение масштаба и места аварии;

- Проведение аварийно-восстановительных работ. Определение способов и объемов восстановительных работ в русле реки с привлечением специализированных организаций, составить план производства восстановительных работ.

9.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

9.4.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследования) правовые нормы трудового законодательства

При производстве строительно-монтажных работ следует соблюдать требования СНиП 12.03.2001, СНиП 12.04.2002, ПБ 10.382.00, «Межотраслевых правил по охране труда при электросварочных и газосварочных работах, утв. Министерством труда и социального развития РФ, 2001», Федерального закона РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «Правил охраны магистральных трубопровод».

Перед началом работ по обустройству перехода газопровода через реку [REDACTED] по технологии «Метод кривых» следует руководствоваться положениям ПОС, ППР, а так же требованиями НТД: ГОСТ 12.0.004, ГОСТ 12.1.004-91, ГОСТ 12.2.003, СНиП 12.03.2001, ВРД 39-1.14-021-2001.

К выполнению работ по прокладке трубопровода бестраншейным методом допускаются рабочие и специалисты, обученные, аттестованные и имеющие соответствующие удостоверения

Сварку кольцевых стыковых соединений следует выполнять с применением преимущественно автоматических и механизированных способов непосредственно в стартовом котловане на специально оборудованной площадке, находящейся за буровой установкой.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

Сварщики ручной сварки, сварщики-операторы механизированной и автоматической сварки, выполняющие сварочные работы, должны быть аттестованы в соответствии с ПБ 03-273-99, Рд 03-495-02.

Места временного или постоянного местонахождения работников должны располагаться за пределами опасной зоны (зоны перемещения машин, оборудования, их частей, рабочих органов) и обустриваться защитными ограждениями. На ограждении должны быть установлены предупреждающие знаки безопасности: ограничения действия крана, границ опасной зоны, движения автотранспорта и др. в соответствии с требованиями ГОСТ 12.026-2001.

Строительную площадку необходимо обеспечить надежной связью для вызова машин «скорой помощи» и оказания врачебной помощи рабочим, получившим травму или пострадавшим от несчастного случая.

Пожарная безопасность на строительной площадке, участков работ и рабочих местах должна обеспечиваться в соответствии с требованиями «Типовой инструкции по организации безопасного проведения огневых работ».

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проведен анализ существующих технологий, техник и методов сооружения подводных переходов магистральных трубопроводов. Рассматриваются преимущества траншейных и бестраншейных способов прокладки дюкеров. Опираясь на данный анализ, было выявлено, что оптимальным методом для строительства подводного перехода на объекте исследования данной работы, является метод использования предварительно изогнутых труб – «метод Кривых»

Поскольку «метод Кривых» включает в себя преимущества бестраншейных технологий ГНБ и микротоннелирования, а также выполняется одновременное бурение с перемещением микрошита, с прокладкой каждой рабочей трубы, данный метод является эффективным с точки зрения экономии, сроков и качества выполнения работ. К преимуществам метод с использованием предварительно изогнутых труб можно отнести: экологичность; надежность и долговечность сооруженной конструкции; технологичность; высокая точность прокладки; широкий спектр горно-геологических условий; относительно малые сроки выполнения работ.

В работе проводится обзор различных проходческих комплексов. В этом обзоре описываются разработки отечественного и зарубежного производства, выделяются их преимущества, проводится сравнение.

В качестве совершенствования технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб, предлагается теоретическая разработка, которая основывается на гибридизации двух тоннелепроходческих комплексов отечественной и зарубежной разработки.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых труб			
Разраб.		Зинченко Н.С.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					125	130
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Также решены задачи по расчету сооруженного участка газопровода на прочность. В который вошли: расчет сопротивления материала; расчет стенки газопровода; расчет напряжений в стенках газопровода; расчет прочности газопровода; проверка газопровода на недопустимые пластические деформации:

$$\sigma_{ки}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H;$$

$$245 \text{ МПа} < 325 \text{ МПа}$$

Производится расчет усилия при протаскивании трубопровода, и определили наличие пластических деформаций при протаскивании через подводный переход.

Условия на отсутствие недопустимых пластических деформаций выполняются согласно уравнению:

$$\Sigma \sigma \leq 0,9 \cdot R_2;$$

$$181,7 \text{ МПа} \leq 351 \text{ МПа}$$

Все проведенные расчеты соответствуют нормативно-технической документации и удовлетворяют все условия согласно СП 36.13330.2012 (СНиП 2.05.06-85*).

					Социальная ответственность	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список использованных источников

1. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В.А. Березин, К.Е. Ращепкин и др.- М.: Недра, 1978.-364 с.;
2. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. «Подводные трубопроводы». М., Недра, 1979. 415 с.;
3. Сальников А.В. «Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна» / А. В. Сальников// УГТУ: учеб. пособие/ А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агиней. – Ухта, 2008. – 108 с.;
4. РД 51-3-96 по техническому обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды;
5. Официальный сайт компании ОАО «Подзембурстрой» <http://podzembur.ru/building/metodkrivih/> [электронный ресурс];
6. Статья «Применение «Метода кривых» при строительстве и ремонте магистральных нефтегазопроводов через естественны препятствия». А.В. Никишин, О.А. Коркишко. Инженерный вестник Дона, №1 (2017) - ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2017/4000 Тюменский индустриальный университет [электронный ресурс];
7. СТО НОСТРОЙ 2.27.124-2013 "Микротоннелирование. Правила и контроль выполнения, требования к результатам работ";
8. Строительство подводных переходов трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения: Учеб. пособие / Ю.И. Спектор, Ф.М. Мустафин, А.Е. Лаврентьев – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 208 с.;
9. СТО НОСТРОЙ 15 – 2011 Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения-.:М- 2012;

					<i>Совершенствование технологии сооружения ППМГ с использованием предварительно изогнутых трнвб</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Зинченко Н.С.			<i>Список использованных источников литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					127	130
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Бурков П.В.						

10. ГОСТ Р 55989-2014 «Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования»;
11. ОНТП 51-1-85 «Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть I. Газопроводы»;
12. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы (взамен ВСН 2-118-80);
13. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»;
14. «Надежность и ресурс конструкций газопроводов». – М.:ОАО «Издательство «Недра», 2000 – 467 с.: ил.;
15. «Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов»: учебное пособие / А.В. Рудаченко, А.Л. Саруев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 136 с;
16. Промышленная безопасность объектов магистральных трубопроводов: учебное пособие / Н.В. Чухарева, В.А. Чухарев, А.В. Рудаченко; Томский политехнический университет, 2015. – 186 с.
17. http://ru-wiki.org/wiki/Тоннелепроходческий_комплекс
[электронный ресурс];
18. <http://www.newreferat.com/ref-27535-6.html> - [электронный ресурс];
19. <http://fb.ru/article/296037/prohodcheskie-schityi-opisanie-naznachenie-gorizontalnnoe-burenie> - [электронный ресурс];
20. <https://os1.ru/article/5545-mikrotonnelirovanie-tehnologiya-prokladki-kommunikatsiy-v-usloviyah-plotnoy-zastroyki> - [электронный ресурс];
21. <https://www.herrenknecht.com/ru/produkcija/osnovnaja-produkcija/tonnelestroenie/ustanovka-avn.html> Официальный сайт компании Herrenknecht AG - [электронный ресурс];
22. <https://studfiles.net/preview/2194108/page:5/> дипломная работа студента Уфимского государственного нефтяного технического университета - [электронный ресурс];

					Список использованных источников литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

23. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*;
24. <http://www.matrixplus.ru/ongprom-040.htm> Техническая литература. Основы нефтяной и газовой промышленности - [электронный ресурс];
25. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
26. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы;
27. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
28. СП 51.13330.2011 Защита от шума;
29. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах;
30. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий;
31. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования;
32. http://www.nedug.ru/library/ионизирующее_излучение/Допустимые-уровни-облучения#.WvKsuuo5bIU - [электронный ресурс];
33. ГОСТ 12.1.046-85 Строительство. Нормы освещения строительных площадок;
34. СП 2.6.1.758–99. Нормы радиационной безопасности;
35. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с изменением № 1);
36. СанПиН 2.1.5.980-00 Гигиенические требования к охране поверхностных вод;
37. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы;
38. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения;

					Список использованных источников литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129

39. ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов;

40. СТО НОСТРОЙ 2.10.64-2012 Сварочные работы. Правила, контроль выполнения и требования к результатам работ.

					Список использованных источников литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

Приложение А

Раздел (номер раздела)
(наименование раздела)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Зинченко Н.С.		

Консультант отделения _____ (аббревиатура отделения) _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения _____ (аббревиатура отделения) _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

1. Natural gas

Natural gas has been used as fuel for transportation for decades and, currently, about half a million vehicles of different types are running either on compressed natural gas (CNG) or on liquefied natural gas (LNG) in a number of countries, including Italy, New Zealand, the U.S.A., Australia, Iran and France. The country with the most developed program on utilization of natural gas as a transportation fuel is Italy, where almost 300,000 vehicles are running on CNG. Several other countries such as Brazil, Egypt, Canada, Bangladesh and the Soviet Union are implementing programs to use natural gas for domestic transportation needs. Natural gas is composed essentially of methane, which can be obtained also through anaerobic fermentation of different organic products yielding biogas (60% methane). The role of methane as a fuel has shown increasing importance due to the growth in digester construction all over the world, and especially in developing countries. Natural gas can also be used as raw material for the production of liquid fuels suitable for transportation purpose such as methanol, ammonia, gasoline, diesel oils, methyl esters of vegetable oils, and MTBE, a high-octane component of gasoline. In addition, natural gas liquids (propane/butane) can also be used as automotive fuels. This paper covers the technical-economic aspects of natural gas and methanol as fuels for transportation and presents a summary of worldwide experience with emphasis on the existing experience in a developing country such as Brazil, including its commercial large-scale experience with ethanol fuels.[1]

Submarine pipeline is the lifeline in the exploitation of marine oil and gas resources. In recent years, with the continuous development of the offshore oil industry, submarine pipeline has been widely used in the offshore oil and gas exploitation. Submarine pipeline is the fastest, safest and most economical and reliable means of transporting oil and gas continuously.[2]

2. Literature review of articles

2.1. Natural gas origin

The term natural gas refers to hydrocarbon-rich gas; it is a gaseous fossil fuel that is found in oil fields, natural gas fields, and coal beds (Carroll, 2010; Speight, 2007).

The first recorded natural gas well was drilled by William Hart, who is considered to be America's "father of Natural Gas," in 1821 in Fredonia, United States. Throughout the 19th century, natural gas was used locally as a source of light due to the lack of a safe structure for long-distance gas transport. After World War II, natural gas was extensively utilized due to the advances in engineering that allowed the construction of safe, reliable, long-distance pipelines for gas transportation (Kidnay et al., 2011; Speight, 2007, 1993).

In its pure state, natural gas is colorless, shapeless, and odorless. It is a combustible gas, and it gives off a significant amount of energy when burned (Speight, 2015a). It is considered to be an environmentally friendly clean fuel when compared with other fossil fuels (coal and crude oil). The combustion of fossil fuels other than natural gas results in the emission of enormous amounts of compounds and particulates that have negative impacts on human health (EIA, 1999). However, during natural gas combustion, the emissions of sulfur dioxide are negligible and emissions of nitrous oxide and carbon dioxide are lower, which consequently helps to reduce problems associated with acid rain, the ozone layer, or greenhouse gases (BP Technology Outlook, 2015; Ramanathan and Feng, 2009). The global shift from fossil fuel to natural gas for power improves the energy efficiency and represents a future of lower carbon emissions. That may be achieved through the development of carbon capture and storage technology that permits the mitigation and utilization of carbon dioxide (BP Technology Outlook, 2015; EIA, 2013; Speight, 2007).[3]

According to the BP Statistical Review of World Energy (2015), the total worldwide proved reserves of natural gas were 187.1 trillion cubic meters (tcm) at the end of 2014, with a growth of approximately 0.3% compared with the end of 2013 (186.5 tcm), Fig. 1.[3]

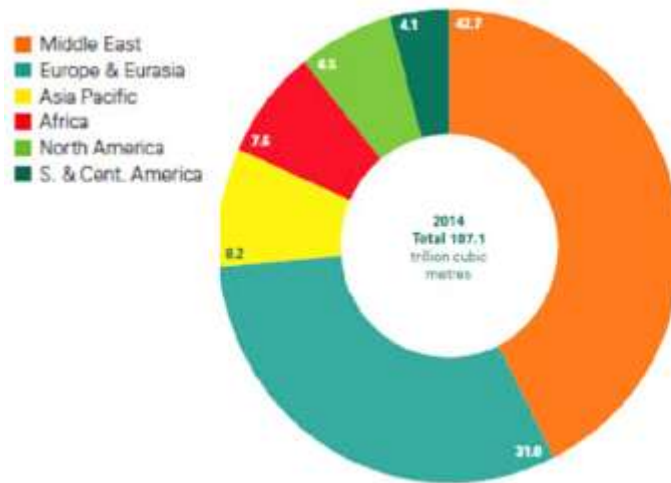


Fig. 1. Distribution of world natural gas proved reserves
(source:BP Statistical Review of World Energy, 2015).

2.2. Russian natural gas exports—Will Russian gas price reforms improve the European security of supply?

Now we will review the articles on the transportation of natural gas in Russia.

The state of the Russian gas sector is of paramount importance. Not only does Russia hold the world's biggest reserves of natural gas, it is also the world's biggest producer and exporter. It plays a major role in the energy security of Europe, supplying over 25% of its gas needs, with recent shipments of LNG to America and a sub-Caspian gas line to Turkey (Blue Stream). Gas also comprises the biggest part of the Russian domestic energy mix. But the sector is heavily under-invested and some have cast doubt on the ability of OAO Gazprom, the state gas company, to continue sufficient investment into the development of new reserves and upkeep of ailing infrastructure.

Currently, the price for gas supplied by Gazprom to the domestic market is regulated by the state, under the Russian Federation Act on Natural Gas Supply [1999], and only the remaining 30% supplied by other producers, whose prices are not regulated by the state. “Other producers” include some independent producers of gas as well as oil producing companies, who produce associated gas. (Fig. 2).[4]

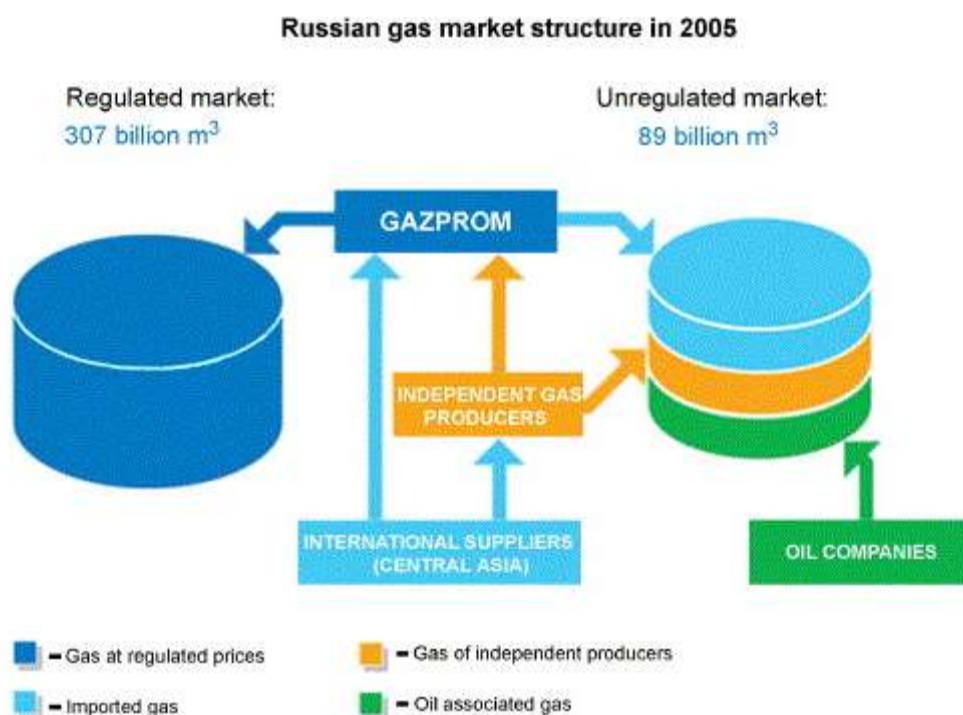


Fig. 2.

Source: www.gazprom.com.

2.3. Gas transportation, geopolitics and future market structure

Recent studies have shown the important role of geography, politics and technology for the evolution of markets for natural gas. Gas market differs from other markets due to high share of transport and infrastructure costs. Since investment is location specific, it involves also geopolitical aspects as a consequence. Future market structure becomes path dependent on the investment decisions, particularly in gas infrastructure (pipelines and LNG). Another important aspect that shapes future gas market is heterogeneity in reserve-production ratios across gas producing countries that will eventually lead to the emergence of narrow oligopoly formed by countries with the largest reserves: Russia, Iran and Qatar. The goal of this paper is to analyze a long run gas game. There exist several time scales, and by backward induction we arrive at the conclusion that some time during the 21st century (we name it long run) there will be an oligopoly consisting of only three major gas reserve holders: Russia (26%), Iran (15%) and Qatar (14%). They will face the demand from three major gas importers: EU, USA and Core Asia. While the development paths and market structures are highly uncertain in the middle run (when temporal

competition with rivals having 3% or less of gas reserves is feasible), the cloud of uncertainty shrinks in the long run. But investment strategies of major players in the middle run will determine the topology of gas infrastructure in the long run. All the players have a vector of strategic choices where geography, politics and technology set their limitations. Putting it in a simple formal framework, we can say that players choose: intensity of exploitation and shares of investment in transport infrastructure (LNG and location-specific pipelines). Geographical analysis of gas fields of Russia shows that it has moderate flexibility, but still can control the future share of LNG and pipeline flows to Europe and Asia. Pipelines to EU are slightly preferred to pipelines to Asia but political aspects may play crucial role. Qatar is likely to invest only in LNG, but has the flexibility in the speed of its field exploitation (it may be lower than for Russia). Iran has the highest technological and geographical freedom in choices. Future market structures for gas can vary from oligopolistic to monopolistic–monopsonistic relationship, with possibly different prices.[5]

Natural gas differs from other energies by its relatively high cost of transportation, exceeding one for oil by factor 8. This highlights the role of costly infrastructure. Its development will depend on many highly uncertain factors, where direct investment costs play important but not overwhelmingly important role. Therefore path dependency characterizes future market structure on the basis of particular infrastructure plans, and this selection is defined not only by cost, but to high extent by geopolitics. While gas prices are still regional (there is some price convergence, but we cannot talk about unique world price), the world energy market is globalized, and events in some continents also influence other continents.

The big other uncertainty facing energy markets – global warming – will not decrease demand for natural gas substantially since any reduction in carbon emissions will lower aggregate energy demand but increase the share of natural gas mostly at the expense of coal. In short, an active policy against global warming is going to be rather favourable than harmful for the use of natural gas.

Gas is an interesting example in which the market structure cannot be derived from pure economic aspects. Due to huge required investments, substantial transport

costs and large heterogeneity in gas deposits and major consumption areas geography is very important. Politics also plays an important role possibly constraining the economically optimal development. As a consequence, land locked countries (like Central Asian) have very few choices of transport routes, and geopolitics more than economics governs the choice of pipelines including projects. Therefore, any analysis of the gas markets should include not only economic theory, but also geography and politics. Besides that, it is important to remember principles of economics of non-renewable resources.[5]

2.4. Russian gas exports have potential to grow through 2020

This paper analyzes the potential for Russian gas export growth through the next decade and concludes that supply for exports will continue to grow, albeit moderately. The greater or lesser intensity of that growth will depend on the evolution of both production and internal consumption. From the production side, the pace of growth depends on the status of gas reserves and, more importantly, on the investment program pursued by the State-owned gas giant Gazprom. From the demand side, evolution depends on the way Russia's wide potential for gas savings is managed. Through this analysis, we find three likely scenarios for Russian gas exports. In the most positive, diversification of exports will be possible. In the most negative, Russia will have scant opportunity to develop an export diversification strategy.

The primacy of Russian gas in the global arena is absolute. However, 2007 saw a slight cut in exports to EU markets, which has deepened fears regarding Russia's ability to secure its energy supplies. Against such fears, this paper concludes that, despite slight increases during the early years of the current century, supply for exports will continue to grow through 2020, albeit moderately.

The greater or lesser intensity of that growth will depend on the evolution of both production and internal consumption. From the production side, the pace of growth depends on the status of gas reserves and, more importantly, on the actual scope of the investment program pursued by the State-owned gas giant Gazprom.

From the demand side, evolution depends on the way Russia's wide potential for gas savings is managed.

Through the analysis of each of these components, we find three likely scenarios for Russian gas exports. In the most positive, foreign sales will be strong enough to develop a strategy that combines expansion of trade to Europe with greater penetration into major East Asian markets. In the most negative, despite further increase in sales abroad, Russia will have scant opportunity to develop an export diversification strategy.

The article is structured as follows. First, we forecast output growth through 2020, paying particular attention to two basic drivers: the present status of gas reserves, and recent institutional changes. Second, we analyze three main channels for gas savings; this analysis helps us to evaluate the potential of domestic consumption to maintain a low-growth path through 2020. Third, we present three main scenarios for export growth, derived from the above analysis. Finally, we open discussion over how much room will be left by export growth for developing different geographic diversification strategies.[6]

2.4.1. Russia has huge gas reserves, but the old basins are to decline

Considering British Petroleum statistics (2007), Russia has 46.8 trillion cubic meters (tcm) of proven reserves (A+B+C1), which represents more than a quarter of world reserves and offers a reserve-production ratio that currently exceeds 80 years.² If that amount is added to the 176.5 tcm of other reserves (C2+C3+D1+D2) that the Ministry of Natural Resources estimates to exist on Russian territory, the total resource base approaches 230 tcm, of which 23.5 tcm can be turned into proven reserves before 2030, according to the Program for the Development of the Mineral Resource Base of Russia. If this fact is confirmed, the horizon for depletion would be beyond 100 years.

The bulk of these reserves (A+B+C) are in Nadym-Pur-Taz (NPT), within the autonomous region of Yamal-Nenetsk in West Siberia. There are also proven reserves in the old fields of Orenburg and Astrakhan, in southern Russia, in the Yamal Peninsula, in the Barents Sea, and in the bays of Ob and Taz, South of Yamal.

These reserves are supplemented by others which are mostly classified as C1 and C2: offshore in the Caspian and Kara Seas, onshore in East Siberia, in the regions of Krasnoyarsk, Irkutsk, and the republic of Sakha, as well as farther east, on Sakhalin's island.

However, the only two regions currently in production are those located in Orenburg and Astrakhan (Southern Russia) and at NPT (West Siberia), where most fields are owned by Gazprom. The two largest fields of these producing regions—Urengoy and Yamburg, located in NPT—share two thirds of Gazprom's output but reached their peaks in 1987 and 1994, respectively.³ Therefore, these two large fields may be depleted before 2025, leaving output in the region to depend upon the large field at Yuzhno-Russkoye⁴ (where there are two large reservoirs, Zapolyar and Pestzov), and on other, smaller, scattered fields, and of poorer quality and with higher extraction costs (due to greater depth) (Stern, 2005, pp. 1–19).

This means that gas supply is facing a dual problem of geography and production. On the one hand, the vast Siberian basin accounts for 90% of gas production and still has a tremendous amount of reserves,⁵ but may reach its peak over the next decade. On the other hand, the northern and eastern territories, also rich in resources, require more investment and a certain amount of time to begin producing enough gas to offset the gradual decline of the old basins.[6]

2.4.2. Production forecast: From pessimism to confidence

Only a few years ago, authors such as Locatelli (2006) and Stern (2005) observed the future of the gas industry with great pessimism. Stern (2005, p. 32) foresaw that the output of Gazprom in its productive regions could conceivably fall to 527 billion cubic meters (bcm) in 2010, and to as low as 344 bcm in 2020. Therefore, Stern argued that, if the company wanted to maintain 2005 production levels (545 bcm), it should put the Bovanenko field in Yamal into operation by 2015 and begin to open the first offshore wells in either Shtokman or in the bays of Ob and Taz.

The International Energy Agency (IEA) agreed with this assessment: if Gazprom wanted its production in 2020 to remain near 2005 levels, it would have to exploit new fields, so that within 15 years these new territories could share 40% of

total output. For this reason, the IEA stated that “Gazprom could face a growing difficulty to meet its export contracts if it does not advance the agenda of investment in new fields” (IEA, 2006b, p. 34). The fear was echoed by a European Commission Green Paper prepared in March of that same year (EC, 2006), as well as by the British analyst Clark (2006) and the American analyst Economiades (2007a, b), who at present continue to defend this argument. Others, like Milov et al. (2006, p. 303), very critical of State interventionism, doubt the ability of Gazprom to increase its future production figures and assume that Russia will be forced to choose between limiting domestic demand or reducing exports.

However, in its 2006 report, IEA compensated for its mistrust of Gazprom's ability to raise current production levels with remarkable optimism around the prospects for growth of independent companies. Based on calculations provided by the companies themselves, the IEA (2006b, p. 34) reported that they could as much as triple production over the 2005–2020 period. Based on this assumption, gas production in 2020 would be in the range of 680–730 bcm, with 530–550 bcm corresponding to Gazprom and 150–180 bcm to the rest of the producing companies.

Gazprom's own outlook in 2005 was slightly more optimistic. The company acknowledged that it faced a new scenario, recognizing that it could not continue to live only from resources provided by the large Siberian fields opened in Soviet times; but new company managers felt confident in their ability to maintain a moderate upward trend, allowing Gazprom to achieve 580–590 bcm in 2020.

These forecasts were consistent with those announced in the Power Plan published in 2003 by the Ministry of Industry and Energy, where it was estimated that by 2020 Gazprom production would be at 580–590 bcm. The same plan provided that the fields of West Siberia would increase output until 2010 before starting to decline toward near-2000 levels by 2020. As a balance, they hoped that the new gas regions would significantly increase their production through 2020. Moreover, this government outlook attributed to the independent companies a significant increase from their current levels of production, estimating that by 2020 output could reach around 100–150 bcm. Thus total gas supply would grow, according to this official

plan, from the 627 bcm recorded in 2005 to around 680–730 bcm in 2020—exactly the same range suggested by the IEA.

However, the latest production data has made necessary an upward revision of former forecasts, since the current output of Gazprom exceeds 550 bcm, matching estimates floated by the IEA and other Western specialists for the year 2020. Based on this data, in the first half of 2008 the company reassessed its production targets in the medium term. According to this latest revision, Gazprom intends to reach 610–620 bcm in 2015 and 650–670 bcm in 2020, representing an average annual growth rate of 1.5%.¹³

In order to do so, Gazprom is confident that in 2020 nearly half of drilling will come from new territories, including Yamal and the Barents Sea, which is consistent with calculations made by the IEA in 2006. This new positive forecast is obviously based on the new expectations generated by the investment strategy of the Gazprom–State tandem operation, which has not been officially reconsidered despite recent energy price down trends and increasing economic difficulties. Taking into account the new goals, these are substantial changes from scenarios provided until just a few years ago. Today it is reasonable to work with the following scenarios:

- The most optimistic would result from the combination of a doubly positive evolution for both the State company (650 bcm) and the independents (150–180 bcm). In this case, production in 2020 could reach 800–830 bcm.
- If more moderate growth by the independent companies (100–150 bcm) comes concurrent with the fulfillment of Gazprom's growth expectations (650 bcm), the output in 2020 could range between 750 and 800 bcm. In the same way, if there is significant distrust around the ability of Gazprom to meet its current projections, but independent companies are considered likely to grow, the overall result would be similar: 600–620 bcm by Gazprom and 150–180 bcm by the rest, for an average range of 750–800 bcm.

The counterpart to the above scenarios would arise where, for whatever reason (including the deepening current economic crisis), both the public company and the independents fall far below their most optimistic projections. If this happens,

output in 2020 would remain at a more modest level (720–750 bcm). But even in this case, the forecast is higher than that presented by both the government and outside specialists until scarcely a year ago.[6]