

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области

УДК 622.691.4.074(204.1)-049.32(571.16)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Панишев Александр Андреевич		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов М.А.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Мезенцева И.Л.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		

Томск – 2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и
обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Панишев Александр Андреевич

Тема работы:

Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	45-45/с от 14.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Вид трубопровода – магистральный газопровод. 2. Диаметр - $D_n=219$ мм 3. Протяженность – $L=2463$ м (нижняя нитка). 4. Рабочее давление - $P_1=5,4$ МПа; 5. Способ прокладки – подводный переход магистрального газопровода – отвод на г. Колпашево. 6. Транспортируемая среда – газ 7. Сталь трубопровода - Труба стальная б/ш г/д 219 x 11 ст10.
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).</p>	<p><i>Характеристика объекта исследования; Анализ существующих технологий; Расчетная часть; Технологическая часть; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; Социальная ответственность.</i></p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Профессор, д.э.н., Гасанов Магеррам Али оглы</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Ст. преподаватель, Мезенцева Ирина Леонидовна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Реферат</p>	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Панишев Александр Андреевич		

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

Группа	ФИО
3-2Б7А	Панишеву Александру Андреевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей. 2. Районный коэффициент- 1,5 3. Страховые взносы – 32,5%
1. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование проведения работ.
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Планирование работ в рамках научного исследования. Расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p><i>Таблицы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг; Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок); Матрица SWOT; Интерактивная матрица проекта; SWOT-анализ; Перечень этапов, работ и распределение исполнителей; Временные показатели проведения научного исследования; Календарный план-график проведения исследования по теме; Материальные затраты на проведение мероприятия по варианту I; Материальные затраты на проведение мероприятия по варианту II; Расчет амортизационных отчислений по I варианту; Расчет амортизационных отчислений по II варианту; Расчет заработной платы на проведения мероприятия по варианту I; Расчет заработной платы на проведения мероприятия по варианту II; Затраты на проведение организационно-технического мероприятия; Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта Сравнительная эффективность разработки
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Панишев Александр Андреевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б7А		ФИО Панишев Александр Андреевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> капитальный ремонт подводного перехода магистрального газопровода – отвод на г. Колпашево.</p> <p><i>Область применения:</i> участок магистрального газопровода с подводным переходом.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия.</p> <p><i>Климатическая зона:</i> климат в районе работ резко-континентальный с суровой зимой и жарким летом.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> ручная электродуговая сварка на трассе одиночных труб Ду 200 мм электродами с основным покрытием; Изоляция термоусаживающимися манжетами типа "Canusa"; трубы стальные с заводской трех слойной изоляцией, марка стали 17ГС1; электроды, щетки стальные.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> перекачка газа по системе магистральных нефтепроводов.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</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>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)</p> <p>ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда» при компоновке рабочей зоны</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень общей вибрации; – Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. – Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

	<ul style="list-style-type: none"> – Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо; – Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), защитные наушники, предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: засорение почвы производственными отходами.</p> <p>Воздействие на литосферу: газы или их смеси оседают в приземном слое.</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы.</p> <p>Воздействие на атмосферу: истечение газа под высоким давлением в окружающую среду, смешиваясь с воздухом газы образуют облако взрывоопасной смеси.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: разгерметизация газопровода, возникновение пожара, разрыв газопровода на подводном переходе.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разрыв газопровода на подводном переходе.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7А	Панишев Александр Андреевич		

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.02.2022	<i>Введение</i>	5
18.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
24.02.2022	<i>Явление гидродинамического сопротивления в нефтепроводе</i>	5
04.03.2022	<i>Методы снижения сопротивления в трубопроводе</i>	10
21.03.2022	<i>Физико-химическая характеристика противотурбулентных присадок и механизм их действия</i>	10
13.03.2022	<i>Особенности работы магистрального нефтепровода с птп на объектах ПАО «Транснефть»</i>	10
29.04.2022	<i>Расчетно-технологическая часть</i>	15
14.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
06.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 153 с., 22 рисунков, 40 табл., и 42 источников.

Ключевые слова: капитальный ремонт, магистральный газопровод, подводный переход, дюкер, санация.

Объектом исследования является подводный переход магистрального газопровода – отвод на г. Колпашево $D_n=219$ мм, $L=2463$ м (нижняя нитка).

Цель работы – Разработать мероприятия по обеспечению работ при выполнении капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода- отвода.

В процессе исследования была изучена характеристика объекта исследования: географическое расположение, климатическая зона. Произведен анализ существующих ремонтных технологий организаций. Выполнен гидравлический расчет газопровода, расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков, расчет толщины стенки трубопровода и др. В технологической части были проанализированы технологии ремонта подводных трубопроводов. Из раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» можно сделать вывод, что более эффективным вариантом ремонта подводного перехода является метод санации старого дюкера полимерным рукавом Primus-Line.

Результаты работы могут быть использованы при разработке мероприятий по ремонту подводных переходов нефтегазопроводов.

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	Панишев А.А.				Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Гончаров Н.В.						10	153
<i>Рук. ООП</i>	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

THE ABSTRACT

Final certification work is provided on 153 pages., 22 pictures, 40 tables, and 42 sources.

Key words: overhaul, main gas pipeline, underwater crossing, siphon, sanitation.

The object of the study is the underwater crossing of the main gas pipeline - a branch to the city of Kolpashevo $DH=219$ mm, $L=2463$ m (lower string).

The purpose of the work is to develop measures to ensure work during the overhaul of the underwater crossing of the main gas pipeline branch.

In the course of the study, the characteristics of the object of study were studied: geographical location, climatic zone. The analysis of existing repair technologies of organizations was made. The hydraulic calculation of the gas pipeline, the calculation of stationary thermal operating modes of the linear sections, the calculation of the thickness of the pipeline wall, etc. were performed. In the technological part, the technologies for repairing underwater pipelines were analyzed. From the section “Financial management, resource efficiency and resource saving”, we can conclude that a more effective option for repairing an underwater crossing is the method of sanitizing an old siphon with a Primus-Line polymer sleeve.

The results of the work can be used in the development of measures for the repair of underwater crossings of oil and gas pipelines.

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	The abstract					
<i>Разраб.</i>	<i>Панишев А.А.</i>							<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>								11	153
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

Термины и определения

Вывод из работы (ввод в работу) участка газопровода: Комплекс работ по отключению газопровода на период ремонта (подключению после ремонта).

Газоопасные работы: Работы, при проведении которых имеется или не исключена возможность выделения в рабочую зону взрывопожароопасных или вредных паров, газов или других веществ, способных вызвать взрыв, возгорание, оказать вредное воздействие на организм человека, а также работы при недостаточном содержании кислорода (ниже 20 % объемных).

Газотранспортная система: Совокупность взаимосвязанных газотранспортных объектов региональной или/и территориально-производственной подсистемы Единой системы газоснабжения, обладающая возможностями автономного управления внутренними потоками и регулирования газоснабжения.

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.32]

Газопровод: Трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.3]

Газопровод-отвод: Газопровод, предназначенный для подачи газа от распределительных или магистральных газопроводов до газораспределительных станций городов, населенных пунктов или отдельных потребителей.

[СТО Газпром 2-3.5-051-2006, пункт 3.5]

Капитальный ремонт линейной части газопроводов: Комплекс организационно-технических мероприятий, включающий работы, в результате которых не изменяются основные проектные показатели газопроводов (проектное рабочее давление, производительность и вид транспортируемого продукта), связанные с восстановлением отдельных частей, узлов, деталей,

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	Панишев А.А.				Термины и определения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Гончаров Н.В.						12	153
<i>Рук. ООП</i>	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

конструкций, инженерно-технического оборудования или их заменой в связи с физическим износом или разрушением на более долговечные и экономичные, улучшающие их эксплуатационные показатели, а также восстановлением проектных, технических и эксплуатационных характеристик объектов транспорта газа, а также проектным, экспертным, сопроводительным и надзорным обеспечением этих работ, содержанием площадей отвода земли объектов.

[СТО Газпром 2-2.3-231-2008, пункт 3.1.7]

Надежность: Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования

[ГОСТ 27.002-89, пункт 1.1]

Объект магистрального газопровода: Технологический комплекс, состоящий из производственных территорий (площадок) с расположенными на них зданиями, сооружениями, оборудованием, трубопроводами, предназначенный для обеспечения соответствующих функций магистрального газопровода.

[СТО Газпром 14-2005, глава 2]

Охранная зона объектов магистрального газопровода: Территория или акватория с ограниченным режимом использования, устанавливаемая вдоль линейной части магистрального газопровода и вокруг других объектов магистрального газопровода в целях обеспечения регламентированных условий эксплуатации таких объектов и исключения возможности их повреждения от внешнего воздействия.

Оптимальный технологический режим работы газотранспортной системы: Режим, при котором обеспечивается выполнение установленного объема транспортировки газа, закачки/отбора в подземные хранилища газа, поставки газа потребителям Российской Федерации и на экспорт в соответствии с заявленными объемами с соблюдением заданного уровня надежности работы

					Термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		13

объектов газотранспортной системы и минимальными эксплуатационными расходами, в том числе с минимальными затратами топливно-энергетических ресурсов в стоимостном выражении.

Переход газопровода: Участок газопровода на пересечении с искусственным или естественным препятствием, отличный по конструктивному выполнению от прилегающих участков магистрального газопровода.

Техническое состояние объекта: Состояние объекта, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных нормативной документацией.

Трасса магистрального газопровода: Положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией в горизонтальной плоскости.

Эксплуатация объектов магистрального газопровода: Этап жизненного цикла опасных производственных объектов, представляющий собой комплекс организационно-технических мероприятий, обеспечивающий использование объектов магистрального газопровода по назначению, направленный на поддержание их надежной и безопасной работы и включающий в себя все виды технического обслуживания, диагностирования, ремонта и реконструкции.

					Термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		14

Обозначения и сокращения

УРГ	- узел редуцирования газа;
ФХП	- физико-химический показатель;
ЧС	- чрезвычайная ситуация;
ЦБН	- центробежный нагнетатель;
ЦДП	- центральный диспетчерский пункт;
ЦПДД	- Центральный производственно-диспетчерский департамент;
ЦПДС	- центральная производственно-диспетчерская служба;
ЭВС	- энерговодоснабжение;
ЭВМ	- электронная вычислительная машина;
ЭД	- эксплуатационная документация;
ЭО	- эксплуатирующая организация;
ЭХЗ	- электрохимзащита;
DN	- условный проход (номинальный размер).
САУ	- система автоматического управления;
СДТ	- соединительные детали трубопровода;
СЗЗ	- санитарно-защитная зона;
СИ	- средства измерения;
СИЗ	- средства индивидуальной защиты;
СКЗ	- станция катодной защиты;
ГСМ	- горюче-смазочный материал;
АСДУ	- автоматическая система диспетчерского управления;
АСУ	- автоматизированная система управления;

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Панишев А.А.</i>				Обозначения и сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						15	153
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	19
1 Характеристика объекта исследования.....	21
1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ	21
1.2 Климатическая характеристика района работ.....	21
1.3 Гидрогеологическая характеристика района работ.....	23
1.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ	23
1.5 Краткая экономическая характеристика района работ	24
1.6 Организация строительства	26
2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	28
3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	32
3.1 Гидравлический расчет газопровода.....	32
3.1.1 Определение пропускной способности и производительности магистральных газопроводов.....	35
3.1.2 Расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков	36
3.1.3 Расчет стационарных гидравлических режимов работы линейных участков	39
3.1.4 Расчет режимов работы компрессорных станций	41
3.2 Расчет толщины стенки трубопровода	48
3.3 Проверка трубопровода на прочность	52
3.4 Проверка трубопровода на пластические деформации.....	54
3.5 Проверка общей устойчивости трубопровода	56
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	63
4.1 Способы ремонта подводных трубопроводов.....	63
4.2 Выбор метода ремонта подводного перехода	72
4.3 Испытание гибкого полимерного рукава Primus-Line	72
4.4 Технология производства работ	86
4.4.1 Подготовительные работы	87

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Панишев А.А.</i>				Оглавление		
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					16	153	
Отделение нефтегазового дела							
3-2Б7А							

4.4.2	Инженерная подготовка трассы.....	87
4.4.3	Демонтаж прилегающих участков существующего дюкера	88
4.4.4	Испытание и очистка полости трубопровода.....	89
4.5	Протаскивание трубопровода с помощью установки ННБ	92
4.5.1	Технологическая последовательность выполняемых операций	95
4.5.3	Система ориентирования.....	97
4.5.4	Проталкивание буровой колонны в существующий дюкер	98
4.5.5	Узел крепления буровой колонны с трубой Primus-Line	99
4.5.6	Протаскивание трубы Primus-Line в существующий дюкер	100
4.5.7	Монтаж соединителей Primus-Line	104
4.5.8	Подготовка бурового раствора	107
4.5.9	Контроль качества при ННБ	108
5	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	109
5.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	109
5.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	109
5.1.2	Анализ конкурентных технических решений.	110
5.1.3	SWOT-анализ.....	111
5.2	Планирование выполнения работ.....	114
5.2.1	Структура работ	114
5.2.2	Разработка графика проведения научного исследования.....	116
5.3	Расчет материальных затрат НТИ.....	119
5.3.1	Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования	125
5.3.5	Расчет страховых взносов	128
5.3.6	Накладные расходы.....	129
5.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	130
5.4.1	Определение интегрального финансового показателя.....	130
5.4.2	Расчет интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки	131

5.4.3 Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки.....	132
6 Социальная ответственность	134
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	135
6.2 Производственная безопасность.....	136
5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	137
6.3 Экологическая безопасность.....	144
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	146
Вывод по разделу	147
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	151
Список используемых источников.....	152

ВВЕДЕНИЕ

Наша страна покрыта обширной сетью рек, по дну которых проложены тысячи километров дюкерных переходов трубопроводов различного назначения (газовые, нефтяные и др.). Однако их объединяет то, что изготовлены они в основном из стали и срок их эксплуатации превысил все возможные пределы. Некоторые дюкеры построены еще в 70–80-х годах прошлого века и нуждаются в срочном ремонте или замене.

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 случаи, когда дюкеры всплывали из-за разрушения пригрузов или вымывания дюкера из траншеи на дне реки.

В связи с этим поставленная тема является актуальной.

Цель работы – Разработать мероприятия по обеспечению работ при выполнении капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода-отвода.

Основные задачи:

1. Обзор нормативно-технической документации.
2. Выбор и обоснование методов ремонта подводного перехода.
3. Расчет трубопровода на участке подводного перехода.
4. Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта подводного перехода.

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Панишев А.А.</i>				Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						19	153
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

В качестве конкретного примера нами был исследован подводный переход магистрального газопровода – отвод на г. Колпашево $D_H=219$ мм, $L=2463$ м (нижняя нитка). Этот дюкер был построен в начале 90-х годов прошлого века. Сейчас же необходимо провести работы по восстановлению рабочего состояния рассматриваемого подводного перехода в рамках проекта газификации России, и в частности газификации г. Колпашево.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		20

1 Характеристика объекта исследования

1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ

В административном отношении район производства работ относится к Колпашевском району Томской области. Участок строительства перехода через р. Обь находится в районе г. Колпашево на 1265 км от слияния рек Бии и Катуни.

Город Колпашево расположен на правом берегу реки Обь, в 330 км к северо-западу от г. Томска.

Рельеф территории объекта плоскоравнинный, абсолютные высоты от 55 м до 74 м. Правый берег реки Оби приподнят над уровнем воды на 10-20 м. Рельеф городских земель спокойный с небольшим уклоном к берегу Оби. Пойма реки осложнена микрорельефом.

Территория района работ расположена в лесной зоне и представляет собой всхолмленную равнину, покрытую смешанным лесом. Древесная растительность в основном представлена тальником и березой.

В геоморфологическом отношении район работ расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности.

1.2 Климатическая характеристика района работ

Климат в районе работ резко-континентальный с сурово зимой и жарким летом. Самый теплый месяц является июль с максимальной температурой до +36°С, самым холодным – февраль, когда температура может понизиться до -54°С.

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Панишев А.А.</i>				Характеристика объекта исследования	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						21	153
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

Таблица 1.1 – Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

Метеостанции	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Колпашево	- 20,7	- 18,7	- 10,8	- 0,7	7,3	15,2	18,0	14,4	8,7	0,1	- 11,4	- 19,4	-1,5

Среднегодовая температура воздуха -1,5°С, среднегодовое количество атмосферных осадков равно 598 мм в год. Наибольшее количество осадков выпадает в августе, наименьшее в феврале.

Таблица 1.2 - Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Среднее	80	77	73	66	60	68	74	79	78	78	82	81	75

Нормативная глубина промерзания:

- для песчаных грунтов – 2,55 м;
- для суглинистых грунтов – 2,10 м;
- для супеси – 2,60 м.

Высота снегового покрова достигает 82 см.

Среднемесячная скорость ветра от 2,8 м/с до 5,8 м/сек, среднегодовая – 3,8 м/сек.

Таблица 1.3 - Средняя месячные и годовые скорости ветра, м/сек

Скорость	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Скорости м/сек	4,5	4,8	5,1	4,0	3,9	3,2	2,8	2,8	3,5	4,7	4,8	5,8	4,1

Преобладающее направление ветров – южное до 21%. Наибольшая среднегодовая скорость ветров наблюдается у ветров юго-западного направления до 5,8 м/сек.

Продолжительность неблагоприятного периода 7,5 месяцев: с 5 октября по 20 мая. Работы выполняются в неблагоприятный период.

1.3 Гидрогеологическая характеристика района работ

По данным Колпашевской зональной гидрометобсерватории в очень многоводные 1966 и 1969 г. на р.Оби в створе Колпашевского водпоста на пике половодья наблюдались следующие характерные поверхностные скорости: наибольшие на стрежне 1,98 – 2,26 м/с, средние поверхностные 1,33 – 1,51 м/с.

Придонные скорости течения воды в 1966 г. при максимальной глубине до 16,2 м (уровень 992 см), составляли 0,23 м/с. При максимальной глубине 17,3 м (уровень 1093 см), которая наблюдалась в 1941 г. (самый многоводный за всю историю наблюдений) придонные скорости воды составили 0,24 м/с.

Наивысший уровень весеннего ледохода за период инструментальных наблюдений зафиксирован в 1941 г. – 1063 см (63,50 м. БС), низший уровень наблюдался в 1983 г. – 326 см (56,13 м. БС).

Даты перехода температуры воды на р. Обь у г. Колпашево через 12 град.: ранняя – третья декада мая, средняя – первая декада июня, поздняя – вторая декада июня.

1.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ

Район работ расположен в окраинной часть Томь-Колыванской складчатой зоны на стыке с Западно-Сибирской плитой.

В пределах Томь-Колыванской складчатой зоны близко к поверхности выходит палеозойский фундамент, сложенный породами нижнего карбона. Эти породы представлены толщей глинистых, алевро-глинистых сланцев, интенсивно смятых в складки. Сланцы подвергались химическому выветриванию на значительную глубину.

Четвертичные образования представлены аллювиальными отложениями надпойменных террас р.Оби – суглинками, супесями, песками и галечниковыми грунтами. Общая их мощность достигает 30 м и более.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		23

В современной долине р.Оби и ее крупных притоков выделяются пойма и три надпойменных террасы. Формирование надпойменных террас относится к

верхнеплейстоценовому времени, высокой и низкой поймы – к голоценовому.

Гидрогеологические условия рассматриваемого района обусловлены его приуроченностью к юго-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна. Выделяются: напорные воды в трещиноватых породах нижнего карбона, напорные или со слабым напором поровые воды средне-верхнечетвертичных отложений, поровые безнапорные антропогенные воды в насыпных грунтах.

Источником питания подземных вод являются атмосферные осадки.

Основным физико-геологическим процессом является, морозное пучение, а также можно отметить постоянный подмыв (боковая и донная эрозия) берегов реки Оби с последующим их обрушением.

1.5 Краткая экономическая характеристика района работ

На территории Колпашевского района развита лесная, деревообрабатывающая и пищевая промышленности, машиностроение и металлообработка, геологоразведка, сельское хозяйство, строительство, оптовая и розничная торговля, общественное питание.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		24



Рис. 1.1 - Схема газоснабжение г. Колпашево и с. Тогур

Колпашевский район располагает большими запасами торфа (более 2 млрд.

тонн), пригодного для производства всех видов торфопродукции. Имеются запасы хлоридно-натриевых минеральных вод, а также строительные материалы (песок, известь) и сапропелевые озера – источники ценного удобрения. Залежи железной руды, недостаточно используемые из-за глубокого залегания (300–400 метров) и низкого (до 15%) содержания железа. Имеет перспективу добыча нефти и газа.

Добывается торф – до 20 тыс. тонн в год и минеральная вода – до 40 тыс. м³ в год. При объеме запасов подземных вод 200 тыс. м³/сут. добывается до 20 тыс. м³/сут.

Минеральный источник (буровая скважина №5, п. Чажемто) – лечебно-оздоровительного значения. Санаторно-курортное лечение заболеваний опорно-двигательного аппарата ведется в санатории «Чажемто» (хлоридно-натриевые ванны, сапропелевое грязелечение, минеральная вода), находящемся в 40 км от Колпашева.

На территории Колпашевского района открыто крупнейшее в мире Бакчарско-Колпашевское железорудное месторождение.

Площадь Колпашевского района составляет 17,1 *тыс. км²*. Из них - 1373,8 *тыс. га* – земли лесного фонда, 206,6 *тыс. га* – земли с/х предприятий и граждан, 17,9 *тыс. га* - земли водного фонда, 30,1 *тыс. га* – земли населенных пунктов, 3,9 *тыс. га* - земли промышленности транспорта, связи; 78,8 *тыс. га* – земли запаса.

В районе 80 рек протяженностью 2330 *км*, более 1500 озер. Площадь болот – 7248 *км²*. На территории района сосредоточено всего 0,05% запасов подземных вод области. Утвержденные эксплуатационные запасы – 0,53 *тыс. м³/сут.*

Средняя лесистость территории района – 53%. Покрытая лесом площадь составляет 726,2 *тыс. га*, в том числе площадь спелых и перестойных лесов — 392,2 *тыс. га*, из них хвойных — 161,8 *тыс. га*. Запасы древесины в районе составляют 113,4 *млн. м³*, в том числе спелой и перестойной — 69,5 *млн. м³*, из них хвойной — 22,6 *млн. м³*, лиственной — 46,9 *млн. м³*. Расчетная лесосека составляет 1377,5 *тыс. м³*.

Колпашевский район имеет потенциальные ресурсы дикоросов (грибов, ягод, кедровых орехов и т.д.). Биологические и эксплуатационные запасы грибов составляют соответственно 3208,7 *т.* (6,36 %) и 1225,2 *т.* (6,82 %) от запасов области. Хозяйственные запасы – 692,2 *т.* (0,7 %).

На территории района обитает около 20 видов охотничье-промысловых животных.

Численность постоянного населения составляет 30,3 тыс. человек.

1.6 Организация строительства

Перебазировка строительной техники на участок проведения работ осуществляется водным и автомобильным транспортом из г. Томска и близлежащих ранее ремонтируемых участков МГ.

Проживание рабочих предусматривается за счет жилого фонда г. Колпашево.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		26

Связь между строительными подразделениями на участке работ и участка работ с диспетчером управления предусмотрена мобильными системами связи типа «Моторола».

Электроснабжение временной строительной базы предусматривается осуществлять от ДЭС.

Обеспечение строительной площадки водой для производственных нужд производится из р. Обь. Питievую воду на стройплощадку доставляется из существующей сети водоснабжения г. Колпашево автотранспортом ежедневно, вода хранится в алюминиевых бочках с соблюдением гигиенических норм.

Твердые и жидкие бытовые отходы и строительный мусор вывозятся на специализированный полигон г. Колпашево.

Медицинское обслуживание работающих производится за счет существующих медицинских учреждений г. Колпашево. Строительная бригада должна быть обеспечена аптечкой с первичными средствами оказания помощи, медикаментами и перевязочными материалами.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		27

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

Протяженность эксплуатируемых ОАО «Газпром» газопроводов составляет более 172,6 тыс. км, включая 1537 подводных переходов. Число ниток, пересекающих водные преграды, составляет 2410, а их суммарная длина равна 1745 км. ОАО «Газпром» придает большое значение эксплуатационной надежности подводных переходов магистральных газопроводов (ППМГ), как одной из главных составляющих линейной части.

В процентном отношении длина подводных газопроводов составляет 1,1 % общей длины линейной части. Несмотря на незначительный процент соотношения подводных и наземных газопроводов, ППМГ являются важными элементами всей системы.

Газотранспортная система развивалась в основном в 70-80-е гг. прошлого века. Средний возраст газопроводов составляет 23 года. Все эти возрастные характеристики относятся и к подводным переходам.

Большое количество переходов, имеющих значительный срок эксплуатации, расположенных в сложных гидрологических и климатических условиях, требует особого внимания газотранспортных обществ и значительных финансовых затрат на техническое обслуживание, включающее диагностическое обследование и ремонт.

С начала 90-х гг. ОАО «Газпром» уделяет большое внимание обследованию ППМГ. Как видно из рис.2.1 в последние годы увеличивается масштабы проведения приборно-водолазного обследования.

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	Панишев А.А.				Анализ существующих технологий	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Гончаров Н.В.						28	153
<i>Рук. ООП</i>	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

ППМГ с непроектным положением по глубине заложения являются наиболее опасными. Влияние русловых процессов может привести к образованию провиса трубопровода и, в свою очередь, обусловить переход его состояния в разряд предельного. Поэтому значительное внимание уделяется оценке гидрологических параметров в зоне перехода, определению причин переформирования дна и берегов с целью разработки обоснованных рекомендаций по защите переходов и выправлению русловых процессов. Также улучшить ситуацию с неисправными, и в том числе размытыми нитками, позволяет своевременное и качественное выполнение профилактических и капитальных ремонтов подводных переходов.

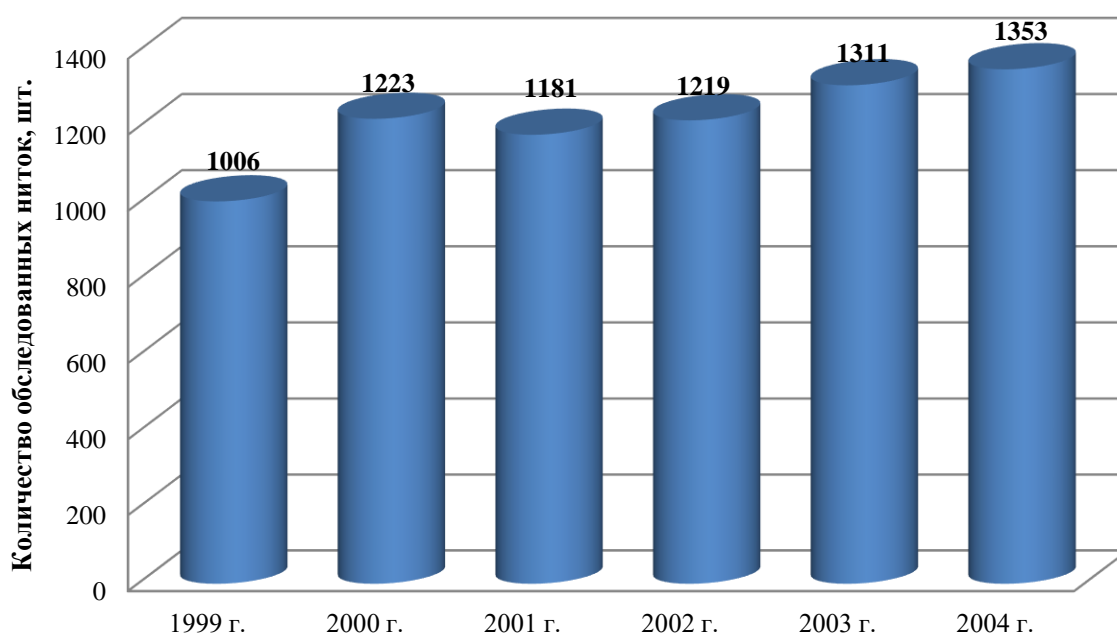


Рис. 2.1 - Данные проведения приборно-водолазного обследования

На подводных трубопроводах в процессе их эксплуатации появляется стресс-коррозионные дефекты, поперечно ориентированные трещины, коррозионные потери металла и др. Основным методом определения этих дефектов на линейной части магистральных газопроводов является внутритрубная диагностика, выполняемая специализированными предприятиями.

Наибольшие сложности связаны с обследованием неравнопроходных переходов, число которых в газотранспортной системе составляет около 1700 ниток. Наличие такого количества трубопроводов с неравнопроходным сечением долгое время сдерживало проведение на них внутритрубной дефектоскопии. В настоящее время освоены новые современные технологии механического протягивания снарядов-дефектоскопов.

Технология этого метода (рис.2.2) включает разрезку трубопровода на обоих берегах, пропуск троса по трубопроводу с одного берега на другой, протягивание по нему снаряда посредством троса и тяговой лебедки, возврат троса для закрепления и протягивания следующего снаряда.



Рис. 2.2 - Схема подготовки подводного перехода к проведению внутритрубной дефектоскопии



Рис. 2.3 - Вывод очистного поршня из трубопровода

Широко применяются и другие технологии обследования подводных переходов. При этом на многих объектах используется современные приборы

ведущих мировых производителей, такие, как спутниковые средства позиционирования, электронные тахометры, эхолоты, гидролокаторы кругового и бокового образцов, трассоискатели различных модификаций и др.

Постоянное развитие приборного парка дает возможность получать качественную информацию об обследуемых переходах. Одним из последних примеров является применение аппаратуры, позволяющей получать карту распределения донных грунтов на подводном переходе непосредственно в ходе выполнения приборного обследования.

Основными подрядными организациями, выполняющими работы по диагностике подводных переходов, являются ООО «Подводгазэнергосервис», ООО «Подводсервис», ОАО «Оргэнергогаз», ЗАО «Интершельф», ООО «Возрождение», ЗАО «Диагностика подводных переходов».

Объем выполняемых работ по техническому надзору за ремонтом подводных переходов зависит от числа ремонтируемых ниток и в среднем за последние 6 лет держится на уровне 213 ниток. Выполнению планов диагностики в 1999-2004 гг. способствует централизованная система финансирования этих работ.

На основании информации банка данных ППМГ по результатам выполненных диагностических работ можно сделать следующий вывод: при общем росте подвергаемых статистическому учету подводных газопроводов и увеличении сроков их эксплуатации видна тенденция к улучшению их качественного состояния.

С увеличением количества ремонтов первоначально уменьшается число новых размытых участков, а затем, на следующий год, и общее число оголенных участков. В свою очередь, увеличение диагностических работ ППМГ может и количественно увеличить список неисправных и размытых ниток в основном за счет переходов через малые реки, а также ранее не обследованных и зачастую некачественно уложенных в подводную траншею трубопроводов.

					Анализ существующих технологий	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		31

3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Гидравлический расчет газопровода

Проведем гидравлический расчет участка магистрального газопровода «АГРС «Чажемто» – Колпашево».

Для гидравлического расчета по сжатому профилю трассы принимаем следующие общие данные:

- производительность $Q=140$ млн.м³/год;
- длина трубопровода $L=49,2$ км;
- давление в начале участка $P_1=1,6$ МПа;
- давление в конце участка $P_2=0,832$ МПа;
- температура газа в начале участка $t_1=30$ °С;
- температура газа в конце участка $t_2=16$ °С;
- начальные и конечные нивелировочные отметки не превышают *100 метров*;
- данные состава газа взяты с Белозерского ГПЗ (табл.3.1).

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Панишев А.А.				Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Гончаров Н.В.						32	153
Рук. ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

Таблица 3.1 - Состав газа по данным Белозерского ГПЗ

Компоненты	Молекулярный состав, %	Молярная масса, кг/моль	Динамическая вязкость, Па·с·10 ⁻⁷	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа	Плотность, кг/м ³	Теплоемкость, Дж/(кг·К)
метан	85,66	16	103	181	4,58	0,7168	2167
этан	6,31	30	86,03	305,4	4,82	1,344	1648
пропан	3,12	44	75,05	368,8	4,94	1,967	1551
бутан	0,21	58	69,06	425	3,49	2,598	1590
пентан	0,09	72	61,99	470	3,23	3,221	
диоксид углерода	1,12	44	138,03	134,1	3,62	1,9768	815
Азот и редкие газы	3,49	28	166,08	126	3,46	1,2505	1040

Гидравлический расчет газопровода будем выполнять согласно ОНТП 51-1-85 «Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы».

Методика гидравлического расчета магистральных газопроводов включает в себя:

- определение пропускной способности и производительности МГ;
- расчет стационарных гидравлических режимов работы линейных участков;
- расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков;
- расчет режимов работы компрессорных станций.

При выполнении гидравлических расчетов в зависимости от назначения магистральных трубопроводов и степени их неравномерности транспорта газа они подразделяются:

- базовые;
- распределительные;
- маневренные;
- отводы.

Базовыми называются магистральные газопроводы, предназначенные для транспорта газа из района его добычи в районы потребления или передачи в другие газопроводы.

Распределительными газопроводами называются газопроводы для подачи газа из базовых газопроводов в отводы или отдельным крупным потребителям.

Маневренными газопроводами называются магистральные газопроводы с повышенной маневренностью или реверсивным характером транспорта газа (газопроводы-перемычки, пиковые газопроводы, подводные газопроводы ПХГ и т.п.)

Отводами называются магистральные газопроводы, предназначенные для подачи газа от распределительных или базовых газопроводов к городам, населенным пунктам и отдельным крупным потребителям, работающие в режиме часовой неравномерности, вызванной неравномерностью отбора газа потребителями.

Рассматриваемый нами магистральный газопровод «АГРС «Чажемто» – Колпашево» относится к газопроводам отводам. Протяженность этого газопровода составляет 49,2 км, в том числе длина переходов через реки Обь и Чая – 8,94 км. Наружный диаметр сухопутной части трубопровода 377 мм, с толщиной стенки 7 мм. Подводные переходы выполнены из труб диаметром 219 мм и толщиной стенки 11 мм.

Как мы видим, рассматриваемая нитка газопровода выполнена из труб разного диаметра, поэтому для дальнейших расчетов необходимо определить эквивалентный диаметр.

Эквивалентным диаметром принято называть диаметр простого трубопровода, пропускная способность которого равна пропускной способности реального трубопровода при прочих равных условиях.

Эквивалентный диаметр определяется последовательным упрощением сложного трубопровода. При последовательном соединении труб

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		34

$$d_{\text{эк}} = \left(\frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{D_i^{5,2}}} \right)^{\frac{1}{5,2}}, \quad (3.1)$$

где $D_{\text{эк}}$ – эквивалентный диаметр, мм;
 D_i – диаметр каждого из n последовательно соединенных участков, мм;
 L_i – длина участка одного диаметра, км;
 L – суммарная длина последовательно соединенных участков, км.

$$d_{\text{эк}} = \left(\frac{49,2}{\frac{40,26}{377^{5,2}} + \frac{8,94}{219^{5,2}}} \right)^{\frac{1}{5,2}} = 290,5 \text{ мм.}$$

3.1.1 Определение пропускной способности и производительности магистральных газопроводов

Пропускной способностью магистрального газопровода называется количество газа, которое может быть передано по газопроводу в сутки при стационарном режиме, максимально возможном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов и принятых расчетных параметрах (рабочее давление, коэффициент гидравлической эффективности, температура окружающего воздуха и грунта, температура охлаждения газа и т.п.)

Следует различать оценочную и проектную пропускную способность магистральных газопроводов.

Оценочной пропускной способностью магистрального газопровода называется ориентировочное значение пропускной способности, определяемое в начальной стадии проектирования газопровода для последующего расчета возможных технологических вариантов транспорта газа.

Проектной пропускной способностью магистрального газопровода называется пропускная способность, соответствующая оптимальному техническому варианту.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		35

Оценочную пропускную способность магистральных газопроводов отводов следует находить по формуле:

$$q_0 = \frac{24Q_{MЧ} \cdot 10^{-6}}{K_u^0}, \quad (3.2)$$

где $Q_{MЧ}$ – максимальное часовое потребление газа ($\text{м}^3/\text{ч}$), определяемое по совмещенному графику газопотребления всеми потребителями, расположенными за рассчитываемым линейным участком;

K_u^0 – оценочный коэффициент использования пропускной способности.

$$K_u^0 = K_{po} K_{нд}^0, \quad (3.3)$$

где K_{po} – коэффициент расчетной обеспеченности газоснабжения потребителей, отражающий необходимость увеличения пропускной способности газопровода для обеспечения газоснабжения потребителей в периоды повышенного спроса газа;

$K_{нд}^0$ – оценочный коэффициент надежности газопровода, учитывающий необходимость компенсации снижения пропускной способности газопровода при отказах линейных участков и оборудования компрессорных станций.

Принимаем: $K_{po}=0,99$ [49, стр.69]; $K_{нд}^0=0,95$ [49, стр.69]; $Q_{MЧ}=15982 \text{ м}^3/\text{ч}$.

$$K_u^0 = 0,99 \cdot 0,95 = 0,9405;$$

$$q_0 = \frac{24 \cdot 15982 \cdot 10^{-6}}{0,9405} = 0,4078.$$

3.1.2 Расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков

Расчет будем вести методом последовательных приближений.

Задаем значение T_{cp} :

$$T_{cp} = \frac{1}{3}T_1 + \frac{2}{3}T_2, \quad (3.4)$$

где T_1 – температура газа в начале участка, °K;

T_2 – температура газа в конце участка, °K.

$$T_{cp} = \frac{1}{3} \cdot (30 + 273,16) + \frac{2}{3} \cdot (16 + 273,16) = 293,83\text{K}.$$

Определим среднее давление:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		36

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right); \quad (3.5)$$

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(1,6 + \frac{0,832^2}{1,6 + 0,832} \right) = 1,256 \text{ МПа.}$$

Для проверки принятого значения T_{cp} нужно определить теплоёмкость газа и коэффициент Джоуля-Томсона.

Среднюю изобарную теплоемкость природного газа C_p с содержанием метана более 85% следует определять по формуле:

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} T_{cp} + 1,96 \cdot 10^6 \frac{(P_{cp} - 0,1)}{T_{cp}^3}; \quad (3.6)$$

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 293,83 + 1,96 \frac{(1,256 - 0,1)10^6}{293,83^3} = 2,325 \text{ кДж / кг} \cdot \text{К.}$$

Среднее значение коэффициента Джоуля-Томсона D_i для газов с содержанием метана более 85% следует определять по формуле:

$$D_i = \frac{1}{C_p} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T_{cp}^2} - 1,5 \right); \quad (3.7)$$

$$D_i = \frac{1}{2,325} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{293,83^2} - 1,5 \right) = 4,236 \text{ К / МПа.}$$

Определим расчетное значение средней температуры газа:

$$T_{cp} = T_0 + \frac{T_1 - T_0}{\alpha L_0} (1 - e^{-\alpha L_0}) - \frac{D_i (P_1^2 - P_2^2)}{2\alpha L_0 P_{cp}} \left[1 - \frac{1}{\alpha L_0} (1 - e^{-\alpha L_0}) \right], \quad (3.8)$$

где T_0 – расчетная температура окружающей среды, К.

При подземной прокладке газопровода значение T_0 должно приниматься равным среднему за рассматриваемый период температуры грунта $T_{гр}$ на глубине заложения оси трубопровода в естественном тепловом состоянии.

Принимаем $T_0 = 273,16 \text{ К}$.

Определим коэффициент, характеризующий интенсивность снижения температуры газа по длине участка:

$$\alpha L_0 = C \frac{k_{cp} dL_0}{q_0 \Delta C_p 10^6}, \quad (3.9)$$

где k_{cp} – средний на участке общий коэффициент теплоотдачи от газа в окружающую среду, Вт/м²·К;

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

L_0 – расстояние между компрессорными станциями, км.

Базовым параметром является относительная плотность газа Δ , или плотность газа при стандартных условиях $\rho_{см}$, между которыми существует следующая связь:

$$\Delta = \frac{\rho_{см}}{1,205}. \quad (3.10)$$

Плотность смеси газа при стандартных условиях (кг/м³) определяется из выражения (при 293,15 К и 0,1013 МПа):

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^n \rho_{смi} N_{имол} = \rho_{см1} N_{1мол} + \rho_{см2} N_{2мол} + \dots + \rho_{смn} N_{nмол}, \quad (3.11)$$

где $\rho_{смi}$ – плотность при стандартных условиях i -го компонента смеси, которые необходимо определять по табл.3.1, кг/м³;

$N_{имол}$ – молярная доля i -го компонента смеси ($i = 1, 2 \dots n$).

$$\rho_{см} = 0,8566 \cdot 0,7168 + 0,0631 \cdot 1,344 + 0,0312 \cdot 1,967 + 0,0021 \cdot 2,598 + 0,0009 \cdot 3,221 + 0,0112 \cdot 1,9768 + 0,0349 \cdot 1,2505 = 0,8343 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

$$\Delta = \frac{0,8343}{1,205} = 0,692.$$

Принимаем значение коэффициента $C=0,225 \cdot 10^6$ [49, стр.79]; $k_{cp}=2,0$ Вт/м²·К [10, стр.23]. Так как на рассматриваемом участке нет необходимости устанавливать компрессорные станции, то $L_0=49,2$ км.

$$\alpha L_0 = 0,225 \cdot 10^6 \frac{2,0 \cdot 0,2905 \cdot 49,2}{0,4078 \cdot 0,692 \cdot 2,325 \cdot 10^6} = 0,1991;$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		38

$$T_{cp} = 273,16 + \frac{303,16 - 273,16}{0,1991} (1 - e^{-0,1991}) - \frac{4,236(1,6^2 - 0,832^2)}{2 \cdot 0,1991 \cdot 1,256} \left[1 - \frac{1}{0,1991} (1 - e^{-0,1991}) \right] = 298,89K.$$

Расчётное и принятое значения T_{cp} имеют большое расхождение (более 0,5 град). Выполняем уточнение характеристик газа и T_{cp} :

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 298,89 + 1,96 \frac{(1,256 - 0,1)10^6}{298,89^3} = 2,33 \text{кДж / кг} \cdot K;$$

$$D_i = \frac{1}{2,33} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{298,89^2} - 1,5 \right) = 4,064K / MPa;$$

$$\alpha L_0 = 0,225 \cdot 10^6 \frac{2,0 \cdot 0,2905 \cdot 49,2}{0,4078 \cdot 0,692 \cdot 2,33 \cdot 10^6} = 0,1986;$$

$$T_{cp} = 273,16 + \frac{303,16 - 273,16}{0,1986} (1 - e^{-0,1986}) - \frac{4,064(1,6^2 - 0,832^2)}{2 \cdot 0,1986 \cdot 1,256} \left[1 - \frac{1}{0,1986} (1 - e^{-0,1986}) \right] = 298,3639K.$$

Расхождение (298,3-298,3639=0,0639) мало. Следовательно, можно принять $T_{cp}=298,3639 K$ и проверить T_2 .

$$T_2 = T_0 + (T_1 - T_0)e^{-\alpha L_0} - \frac{D_i(P_1^2 - P_2^2)}{2\alpha L_0 P_{cp}} (1 - e^{-\alpha L_0}); \quad (3.12)$$

$$T_2 = 273,16 + (303,16 - 273,16)e^{-0,1986} - \frac{4,064(1,6^2 - 0,832^2)}{2 \cdot 0,1986 \cdot 1,256} (1 - e^{-0,1986}) = 289,46K.$$

По диспетчерским данным $T_2=289,16 K$, т.е. расхождение допустимо.

3.1.3 Расчет стационарных гидравлических режимов работы линейных участков

Гидравлический расчет участка газопровода, на протяжении которого отсутствуют точки с разницей вертикальных отметок, более 100 м, следует выполнять без учета рельефа трассы.

Пропускная способность одноконтурного участка газопровода для всех режимов течения газа без учета рельефа трассы газопровода, а так же с учетом параметров эквивалентного газопровода и физических свойств газа вычисляем по формуле [20, стр.45]:

$$q = \varphi \cdot E \cdot 3,24 \cdot 1,64 \cdot 10^{-5} \sqrt{\frac{d_{\text{эк}}^{2,5}}{L}} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\Delta z_{cp} T_{cp}}}, \quad (3.13)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		39

где P_1, P_2 – соответственно давление в начале и конце участка газопровода;
 Δ – относительная плотность газа по воздуху;
 T_{cp} – средняя по длине участка температура транспортируемого газа;
 z_{cp} – средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа, безразмерный;

L – длина участка газопровода;

$d_{эк}$ – эквивалентный диаметр трубы;

E – коэффициент гидравлической эффективности принимается равным 0,95, если на газопроводе имеются устройства для периодической очистки внутренней полости трубопровода, а при отсутствии указанных устройств принимается равным 0,92.

φ – коэффициент, учитывающий влияние подкладных колец.

Принимаем $\varphi = 1$ [20; стр.39]; $E = 0,95$.

Коэффициент сжимаемости природных газов z_{cp} определяем по осредненным значениям давления и температуры в соответствии с формулой:

$$z_{cp} = 1 - \frac{0,0241P_{np}}{\tau}; \quad (3.14)$$

$$\tau = 1 - 1,68T_{np} + 0,78T_{np}^2 + 0,0107T_{np}^3; \quad (3.15)$$

$$P_{np} = \frac{P_{cp}}{P_{нк}}; \quad (3.16)$$

$$T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{нк}}, \quad (3.17)$$

где $T_{нк}$ – псевдокритическая температура, К;

$P_{нк}$ – псевдокритическое давление, МПа.

Псевдокритические давление и температуру будем определять по заданному составу газа:

$$P_{нк} = P_{к1} \cdot N_1 + P_{к2} \cdot N_2 + \dots + P_{кn} \cdot N_n; \quad (3.18)$$

$$T_{нк} = T_{к1} \cdot N_1 + T_{к2} \cdot N_2 + \dots + T_{кn} \cdot N_n, \quad (3.19)$$

где $P_{кj}, T_{кj}$ – критические значения соответственно давления и температуры j -го компонента смеси, которые необходимо определять по табл.3.1;

N_j – молярная доля j -го компонента смеси (табл.3.1).

$$P_{нк} = 4,58 \cdot 0,8566 + 4,82 \cdot 0,0631 + 4,94 \cdot 0,0312 + 3,49 \cdot 0,0021 + 3,23 \cdot 0,0009 + 3,62 \cdot 0,00112 + 3,46 \cdot 0,00349 = 4,4078 \text{ МПа};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		40

$$T_{нк} = 181 \cdot 0,8566 + 305,4 \cdot 0,0631 + 368,8 \cdot 0,0312 + 425 \cdot 0,0021 + 470 \cdot 0,0009 + 134,1 \cdot 0,00112 + 126 \cdot 0,00349 = 187,73K;$$

$$P_{np} = \frac{1,256}{4,4078} = 0,285;$$

$$T_{np} = \frac{298,3639}{187,73} = 1,589;$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,589 + 0,78 \cdot 1,589^2 + 0,0107 \cdot 1,589^3 = 0,3431;$$

$$z_{cp} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 0,285}{0,3431} = 0,98.$$

Таким образом коэффициент сжимаемости газа $z_{cp}=0,98$.

Теперь мы можем посчитать пропускную способность однониточного участка:

$$q = 0,95 \cdot 3,24 \cdot 1,64 \cdot 10^{-5} \sqrt{\frac{0,2905^{2,5}}{49,2}} \sqrt{\frac{1,6^2 - 0,832^2}{0,692 \cdot 0,98 \cdot 298,3639}} = 0,389 \text{ млн. м}^3 / \text{сут.}$$

3.1.4 Расчет режимов работы компрессорных станций

Автоматическая газораспределительная станция «Чажемто» обеспечивает подачу газа от магистрального газопровода по отводу к населенным пунктам, промышленным и сельскохозяйственным предприятиям в районе г.Колпашево. Отбор газа для ГРС производится до входа в КС «Чажемто».

Проведем расчет режимов работы КС «Чажемто».

Для КС «Чажемто» характерны следующие исходные данные:

- коммерческая производительность $Q_{км}=10,8 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$;
- рабочее давление КС $P_1=5,4 \text{ МПа}$;
- давление на входе в КС $P_2=3,9 \text{ МПа}$;
- температура газа на выходе из КС $t_1=30^\circ\text{C}$;
- температура газа на входе в КС $t_2=5^\circ\text{C}$;
- диаметр газопровода на входе и выходе $D=1020 \text{ мм}$.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		41

Давление газа $P_{вс}$ на входе компрессорного цеха следует вычислять по формуле:

$$P_{вс} = P_2 - \delta P_{вх}, \quad (3.20)$$

где $\delta P_{вх}$ – потери давления во входных технологических коммуникациях компрессорной станции, МПа.

Точкой (сечением), определенным как вход компрессорного цеха, считается точка (сечение) измерения давления в районе (не более 3м) входного патрубка нагнетателя (или первого в группе последовательно соединенных нагнетателей).

Потери давления газа в технологических трубопроводах и оборудовании компрессорной станции следует рассчитывать: в трубопроводной обвязке – по проектным геометрическим характеристикам; в оборудовании – по техническим характеристикам заводов-изготовителей оборудования.

Принимаем значение потери давления газа в технологических коммуникациях КС $\delta P_{вх}=0,08$.

$$P_{вс} = 3,9 - 0,08 = 3,82 \text{ МПа.}$$

Таблица 3.2 - Потери давления газа на КС

Давление в газопроводе (избыточное) МПа	Потери давления газа на КС, МПа				
	Всего		В том числе:		
			на всасывании		На нагнетании
	при одноступенчатой очистке газа	при двухступенчатой очистке газа	при одноступенчатой очистке газа	при двухступенчатой очистке газа	
5,40	0,15	0,20	0,08	0,13	0,07
7,35	0,23	0,30	0,12	0,19	0,11
9,81	0,26	0,34	0,13	0,21	0,13

На КС «Чажемто» установлены ГПА с электроприводом типа СТД 4000-2 и нагнетателем типа 280-11-6.

Таблица 3.3 - Техническая характеристика ГПА с электроприводом

Тип агрегата	СТД 4000-2
Мощность, кВт	4000
Напряжение, В	6000
Частота вращения, об/мин	3000
Коэффициент мощности	0,9
КПД электродвигателя, %	97,5
Тип центробежного нагнетателя	280-11-6
Диаметр колеса, мм	600
Степень сжатия	1,25
Абсолютное давления нагнетателя, МПа	5,0
Частота вращения вала нагнетателя, об/мин	7980
z_{np}	0,91
R_{np} , Дж/(кг·К)	490,5
$(T_{вс})_{np}$, К	288

Таблица 3.4

Параметры центробежного нагнетателя

Тип нагнетателя	z_{np}	R_{np} , Дж/кг·К	T_{np} , К	Q_{npmin} , м ³ /мин	Q_{npmax} , м ³ /мин	n_n , мин ⁻¹	$\eta_{полmax}$
1	2	3	4	5	6	7	8
280-11-6	0,91	490,5	288,15	130	290	7980	0,8

Объемную производительность при параметрах на входе в нагнетатель Q м³/мин., необходимо вычислять:

$$Q = \frac{0,24 Q_n z_{вс} T_{вс}}{P_{вс}}, \quad (3.21)$$

где Q_n – производительность центробежного нагнетателя, млн.м³/сут (при 263,16 К и 0,1013 МПа);

$z_{вс}$ – коэффициент сжимаемости газа при условии входа в нагнетатель;

$P_{вс}$ – абсолютное давление, МПа;

$T_{вс}$ – температура газа на входе в нагнетатель, К.

Температуру газа $T_{вс}$ на входе компрессорного цеха следует принимать равной температуре газа T_2 в конце предшествующего линейного участка.

$$Q_k = \frac{q_{кп}}{m}, \quad (3.22)$$

где m – количество параллельно работающих групп из последовательно включенных нагнетателей.

В нашем случае $m=2$.

$$Q_k = \frac{10,8}{2} = 5,4 \text{ млн. м}^3 / \text{сут.};$$

$$z_{вс} = 1 - \frac{0,0241 P_{np2}}{\tau}; \quad (3.23)$$

$$\tau_2 = 1 - 1,68 T_{np2} + 0,78 T_{np2}^2 + 0,0107 T_{np2}^3; \quad (3.24)$$

$$P_{np2} = \frac{P_2}{P_{нк}}; \quad (3.25)$$

$$T_{np2} = \frac{T_2}{T_{нк}}; \quad (3.26)$$

$$P_{np2} = \frac{3,9}{4,4078} = 0,8848;$$

$$T_{np2} = \frac{278,16}{187,73} = 1,455;$$

$$\tau_2 = 1 - 1,68 \cdot 1,455 + 0,78 \cdot 1,455^2 + 0,0107 \cdot 1,455^3 = 0,2399;$$

$$z_{вс} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 0,8848}{0,2399} = 0,9111;$$

$$Q = \frac{0,24 \cdot 5,4 \cdot 0,9111 \cdot 278,16}{3,82} = 85,98 \text{ м}^3 / \text{мин.}$$

Определим мощность N кВт, потребляемую нагнетателем:

$$N = \frac{N_i}{0,95 \eta_m}, \quad (3.27)$$

где η_m – механический коэффициент полезного действия нагнетателя и редуктора (если имеется), для электроприводных ГПА должен приниматься равным 0,96;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		44

0,95 – коэффициент, учитывающий допуски и техническое состояние нагнетателя.

При отсутствии приведенных характеристик нагнетателя допускается приближенное расчетное определение внутренней мощности нагнетателя, *кВт*, по формуле:

$$N_i = \frac{13,34 z_{вс} T_{вс} Q_{к}}{\eta_{пол}} (\varepsilon^{0,3} - 1) = \frac{55,6 P_{вс} Q}{\eta_{пол}} (\varepsilon^{0,3} - 1), \quad (3.28)$$

где ε – степень повышения давления в нагнетателе;

$\eta_{пол}$ – политропический КПД нагнетателя, при отсутствии данных, принимаемый равным 0,80.

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{вс}} = \frac{5,4}{3,82} = 1,414; \quad (3.29)$$

$$N_i = \frac{55,6 \cdot 3,82 \cdot 85,98}{0,8} (1,414^{0,3} - 1) = 2497,96 \text{ кВт};$$

$$N = \frac{2497,96}{0,95 \cdot 0,96} = 2738,995 \text{ кВт}.$$

Плотность газа при условиях входа в нагнетатель определяется по следующей формуле, *кг/м³*:

$$\rho_{вс} = \frac{P_{вс}}{z_{вс} R T_{вс}}, \quad (3.30)$$

где $z_{вс}$ – коэффициент сжимаемости газа при условиях входа в нагнетатель;

$P_{ст}$ – давление (абсолютное) газа при стандартных условиях, МПа;

$T_{ст}$ – температура газа при стандартных условиях, К;

R – газовая постоянная компримируемого газа, Дж/кг·К, определяемая по формуле:

$$R = \frac{0,287}{\Delta} = \frac{287}{0,692} = 414,51 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К};$$

$$\rho_{вс} = \frac{3,9 \cdot 10^6}{0,9111 \cdot 414,51 \cdot 278,19} = 37,125 \text{ кг/м}^3.$$

Расчет рабочих параметров центробежных нагнетателей необходимо выполнять по их приведенным характеристикам, позволяющим учитывать:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		45

отклонение параметров газа на входе нагнетателя, а именно $z_{вс}$, R , $T_{вс}$ от их приведенных значений $z_{нр}$, $R_{нр}$ и $(T_{вс})_{нр}$.

Приведенная объемная производительность, $м^3/мин$

$$Q_{нр} = Q \frac{n_n}{n}, \quad (3.31)$$

где n , n_n – фактическая и номинальная частота вращения ротора нагнетателя, об/мин;

Принимаем значение фактической частоты вращения вала нагнетателя $n=7600$ об/мин.

$$Q_{нр} = 85,98 \frac{7980}{7600} = 90,28 м^3 / мин.$$

$$\left(\frac{n}{n_n} \right)_{нр} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{z_{нр} (T_{вс})_{нр} R_{нр}}{z_{вс} T_{вс} R}}, \quad (3.32)$$

где $z_{вс}$, $R_{нр}$, $(T_{вс})_{нр}$ – параметры газа, для которых составлена характеристика нагнетателя: коэффициент сжимаемости, газовая постоянная компримируемого газа и температура, принимаем по табл.3.1

$$\left(\frac{n}{n_n} \right)_{нр} = \frac{7600}{7980} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 288,15 \cdot 490,5}{0,9111 \cdot 278,16 \cdot 414,51}} = 1,054.$$

При расчете рабочих параметров центробежных нагнетателей необходимо использовать следующие приведенные характеристики:

- характеристика центробежного нагнетателя в форме зависимостей степени повышения давления $\varepsilon = P_{наз} / P_{вс}$, политропического коэффициента полезного действия $\eta_{пол}$ и приведенной относительной мощности

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right)_{нр} = \frac{N_i}{\rho_{вс}} \left(\frac{n_n}{n} \right)^3; \quad (3.33)$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right)_{нр} = \frac{2497,96}{37,125} \left(\frac{7980}{7600} \right)^3 = 77,89 \frac{кВт}{кг / м^3}.$$

- характеристики отдельного центробежного нагнетателя и групп из двух и трех последовательно включенных нагнетателей в форме зависимостей степени повышения давления и приведенной внутренней мощности

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		46

$$(N_i)_{np} = \frac{N_i \cdot (P_{ec})_{np}}{P_{ec}} \sqrt{\frac{z_{np} (T_{ec})_{np} R_{np}}{z_{ec} T_{ec} R}}; \quad (3.34)$$

$$(N_i)_{np} = \frac{2497,96 \cdot 5,0}{3,82} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 288,15 \cdot 490,5}{0,9111 \cdot 278,16 \cdot 414,51}} = 3617,77 \text{ кВт};$$

от приведенной производительности

$$(Q_{\kappa})_{np} = Q_{\kappa} \sqrt{\frac{z_{ec} T_{ec} R_{np}}{z_{np} (T_{ec})_{np} R}}; \quad (3.35)$$

$$(Q_{\kappa})_{np} = 5,4 \cdot \sqrt{\frac{0,9111 \cdot 278,16 \cdot 490,5}{0,91 \cdot 288,15 \cdot 414,51}} = 5,775 \text{ млн. м}^3 / \text{сут.}.$$

Параметры работы нагнетателей при давлении на входе, отличающимся от номинального значения, следует находить с помощью линий постоянной приведенной производительности:

$$(Q)_{np} = Q \sqrt{\frac{z_{np} (T_{ec})_{np} R_{np}}{z_{ec} T_{ec} R}}; \quad (3.36)$$

$$(Q)_{np} = 85,98 \sqrt{\frac{0,91 \cdot 288,15 \cdot 490,5}{0,9111 \cdot 278,16 \cdot 414,51}} = 95,14 \text{ м}^3 / \text{мин.}$$

– характеристика отдельного центробежного нагнетателя в форме зависимости повышения температуры газа в нагнетателе $\Delta t_n (\Delta T_n)$ от его приведенной объемной производительности для различных значений приведенных относительных оборотов

$$\left(\frac{n}{n_n} \right)_{np} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{z_{np} R_{np}}{z_{ec} R}}; \quad (3.37)$$

$$\left(\frac{n}{n_n} \right)_{np} = \frac{7600}{7980} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 490,5}{0,9111 \cdot 414,51}} = 1,035.$$

Расчет рабочих параметров центробежных нагнетателей необходимо выполнять в следующем порядке:

- определение приведенных значений заданных параметров;
- определение рабочих точек КС на приведенных характеристиках расчетного элемента (нагнетатель или группа последовательно включенных нагнетателей);

- определение приведенных значений искомых параметров по координатам рабочих точек КС на приведенных характеристиках;
- определение истинных значений искомых параметров.

Температуру газа на выходе нагнетателя $T_{наг}$, К, следует вычислять по формуле:

$$T_{наг} = T_{вх} \varepsilon^{\frac{\kappa-1}{\kappa \cdot \eta_{пол}}}, \quad (3.38)$$

где $\kappa=1,31$;

$$T_{наг} = 273,16 \cdot 1,141^{\frac{1,31-1}{1,31 \cdot 0,8}} = 303,563 \text{ К}.$$

3.2 Расчет толщины стенки трубопровода

Проведем расчет толщины стенки, а также проверку на прочность и устойчивость стальной подводного перехода магистрального трубопровода отвода на г.Колпашево.

Исходные данные:

- диаметр трубопровода наружный $D_n = 219 \text{ мм}$;
- расчетное рабочее давление $P_{раб} = 1,6 \text{ МПа}$;
- нормативные характеристики металла 13Г1С-У;
- температура монтажа расчетной схемы $t_m = -20 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура эксплуатации трубопровода $t_э = 3 \text{ }^\circ\text{C}$;
- глубина заложения трубопровода $h_{тр} = 9,0 \text{ м}$;
- радиус естественного изгиба трубопровода $\rho_u = 200 \text{ м}$;
- максимальная глубина воды $H=17,3 \text{ м}$.

Для проверки прочности и устойчивости подземного участка трубопровода рассчитанного на рабочее давление и определения толщины стенки предлагаются следующие общие данные:

- категория участка I;
- трубопровод диаметром 219 мм предполагается построен из труб Челябинского трубопрокатного завода со следующей технической

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		48

Основные нормативные характеристики металла труб

Технические условия (рабочее давление) $P_{\text{раб}}$, МПа	Наружный диаметр трубы D_n , мм	Толщина стенки трубы δ , мм	Марка стали	Предел прочности $\sigma_{\text{вр}}$, МПа, (кгс/мм ²)	Предел текучести $\sigma_{\text{тек}}$, МПа, (кгс/мм ²)	Относительное удлинение ϵ , %	Ударная вязкость КСЧ при радиусе надреза 1 мм, Дж/см ²	Эквивалент углерода, %, не более	Испытательное давление $P_{\text{зав}}$, кгс/мм ²	Конструкция трубы и состояние поставки металла
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТУ 14-3-1698-2000	219	11,0	13Г1СУ	540 (55)	380,0 (39)	20	39,2 (-60°С)	0,46	84,81	Прямошовные трубы из нормализованной низколегированной стали

- изоляция трубопровода в два слоя лентой и оберткой типа (плотность ленты «Полилен»=1046 кг/м³, плотность обертки «Полилен»=1028 кг/м³);
- грунт – суглинок.

Расчет толщины стенки участка газопровода ведется по методике отраженной в ВН 39-1.9-005-98.

Расчет минимальной толщины стенки морского газопровода под воздействием внутреннего давления следует производить по формуле:

$$\delta_{\text{min}} \geq \frac{m \cdot (P_{\text{раб}} - P_0 - P_{\text{гр}}) \cdot D_n}{2 \cdot K \cdot \sigma_T}, \quad (3.39)$$

- где m – коэффициент надежности, принимаемый равный 1,1;
 K – расчетный коэффициент надежности;
 P_0 – наружное гидростатическое давление, Н/мм²;
 $P_{\text{гр}}$ – вертикальное давление грунта, Н/мм²;

σ_T – минимальное значение предела текучести металла труб, принимаемое по государственным стандартам и техническим условиям на стальные трубы, Н/мм².

Принимаем $m=1$; $K=0,8$ (табл.3.6)

Таблица 3.6

Значения расчетных коэффициентов надежности "К" для морских газопроводов.

Кольцевые растягивающие напряжения при постоянно действующих нагрузках		Суммарные напряжения при постоянных нагрузках в комбинации с нагрузками окружающей среды или случайными нагрузками	Суммарные напряжения в процессе строительства или проведения гидростатических испытаний
Морской газопровод	Береговые и прибрежные участки газопровода в охранной зоне	Морской газопровод, включая береговые и прибрежные участки в охранной зоне	Морской газопровод, включая береговые и прибрежные участки в охранной зоне
0,72	0,60	0,80	0,96

Наружное гидростатическое давление на трубу при фактической глубине воды определяется по формуле:

$$P_0 = H \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-6}, \quad (3.40)$$

где ρ – плотность воды, кг/м³.

$$P_0 = 17,3 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 0,1697 \text{ МПа};$$

$$P_{zp} = \gamma_{zp} h_{mp}, \quad (3.41)$$

где γ_{zp} – удельный вес грунта, кН/м³ (для расчетов принимается в среднем 19 кН/м³).

$$P_{zp} = 19 \cdot 10^3 \cdot 9 \cdot 10^{-6} = 0,171 \text{ МПа}.$$

$$\delta_{\min} \geq \frac{1,1 \cdot (1,6 - 0,1697 - 0,171) \cdot 219}{2 \cdot 0,8 \cdot 380} = 0,5 \text{ мм}.$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки участка трубопровода по сортаменту $\delta_{ном} = 11$ мм.

Толщину стенки труб, определенную по формуле (3.39), следует принимать не менее $1/140 D_n$, и не менее 4 мм — для труб условным диаметром свыше 200 мм.

$$\delta \geq \frac{D_n}{140}; \quad (3.42)$$

$$11 \text{ мм} > \frac{219}{140} = 1,56 \text{ мм}.$$

Следовательно, оба условия выполняются.

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta; \quad (3.43)$$

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta = 219 - 2 \cdot 11 = 197 \text{ мм}.$$

При этом толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина давления P_u , была бы не менее величины рабочего (нормативного) давления.

Каждая труба должна проходить на заводах-изготовителях испытания гидростатическим давлением P_u , МПа, в течение не менее 20 с, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающего в стенках труб кольцевое напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

При величине испытательного давления, на заводе-изготовителе менее требуемой должна быть гарантирована возможность доведения гидравлического испытания при строительстве до давления, вызывающего напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

Величина P_u на заводе для всех типов труб должна определяться по величине нормативного предела текучести по формуле:

$$P_u = \frac{2\delta_{\text{мин}} R}{D_{\text{вн}}}, \quad (3.44)$$

где R – расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95 % R_2^H , МПа;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, м.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

$$R_1^H = \sigma_{\text{вр}} = 540 \text{ МПа};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		51

$$R_2^H = \sigma_m = 380 \text{ МПа.}$$

Минимальную толщину стенки труб с наружным диаметром 219 мм принимаем равной 11 мм.

$$P_u = \frac{2 \cdot 0,011 \cdot 0,95 \cdot 380}{0,197} = 40,31 \text{ МПа.}$$

Таким образом, $P_u = 40,31 \text{ МПа} > P_{раб} = 1,6 \text{ МПа}$ – условие выполняется.

3.3 Проверка трубопровода на прочность

Проверка прочности подземных трубопроводов ведется согласно п. 8.23 СНиП 2.05.06-85*.

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении производим из условия:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (3.45)$$

где $\sigma_{пр.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

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

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (3.46)$$

где R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n P_{раб} \cdot D_{вн}}{2 \delta_n}, \quad (3.47)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85*, $n = 1,10$;

δ_n – номинальная толщина стенки трубы, м.

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 1,6 \cdot 197}{2 \cdot 11} = 15,76 \text{ МПа;}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		52

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (3.48)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;
 m – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность;

k_1 – коэффициенты надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Принимаем $m=0,75$ [62, табл. 1]; $k_1 = 1,34$ [62, табл. 9;], $k_H=1,00$ [62, табл. 11].

$$R_1 = \frac{380 \cdot 0,75}{1,34 \cdot 1} = 212,67 \text{ МПа.}$$

Продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{np.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n P_{раб} D_{вн}}{2\delta}, \quad (3.49)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = 0,000012$ град⁻¹ = $1,212 \cdot 10^{-5}$ град⁻¹;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = 206\,000$ МПа ($2100\,000$ кгс/см²);

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), $\mu = 0,3$.

$$\Delta t = t_s - t_m = +3 - (-20) = 23^\circ\text{C}; \quad (3.50)$$

$$\sigma_{np.N} = -1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (23) + 0,3 \frac{1,10 \cdot 1,6 \cdot 0,197}{2 \cdot 0,011} = -52,7 \text{ МПа};$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{15,76}{212,67} \right)^2} - 0,5 \frac{15,76}{212,67} = 0,961.$$

Тогда проверяем условие прочности:

$$|-52,7| \text{ МПа} \leq 0,961 \cdot 212,67 = 204,37 \text{ МПа.}$$

Таким образом, условие прочности выполняется.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		53

3.4 Проверка трубопровода на пластические деформации

Расчет газопровода на пластические деформации ведется по методике отраженной в п. 8.26 СНиП 2.05.06-85*.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_2^H; \quad (3.51)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_n} R_2^H, \quad (3.52)$$

где σ_{np}^H – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np}^H < 0$) – определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^H}, \quad (3.53)$$

где $\sigma_{кц}^H$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P_{раб} D_{вн}}{2\delta_n}; \quad (3.54)$$

$$\sigma_{кц}^H = \frac{1,6 \cdot 197}{2 \cdot 11} = 14,33 \text{ МПа.}$$

Значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_n}{2\rho_u}, \quad (3.55)$$

где ρ_u – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, мм.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		54

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий

$$\sigma_{np(+)}^H = 0,3 \cdot 14,33 - 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (23) + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 219}{2 \cdot 200000} = 59,66 \text{ МПа.}$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий

$$\sigma_{np(-)}^H = 0,3 \cdot 14,33 - 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (23) - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 219}{2 \cdot 200000} = -165,911 \text{ МПа.}$$

Принимаем в расчете большее по модулю значение $\sigma_{np}^H = 165,911 \text{ МПа}$.

Так как принятое значение $\sigma < 0$, то значение коэффициента ψ_3 найдем по формуле 3.53:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{14,33}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,00} 380} \right)^2} - 0,5 \frac{14,33}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,00} 380} = 0,977.$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций (в насыпи) трубопроводов производим проверку по условиям:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_2^H;$$

$$165,911 \leq 0,977 \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} 380;$$

$$165,911 \leq 309,26;$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_n} R_2^H;$$

$$14,33 \leq \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 380;$$

$$14,33 \leq 316,67.$$

Условие проверки на недопустимые пластические деформации выполняется.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		55

3.5 Проверка общей устойчивости трубопровода

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

$$S \leq mN_{кр}, \quad (3.56)$$

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

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 1 СНиП 2.05.06 [63];

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

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S определяется по формуле:

$$S = 100[(0,5 - \mu)\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t] F, \quad (3.57)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = 0,000012$ град⁻¹ = $1,212 \cdot 10^{-5}$ град⁻¹;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = 206\,000$ МПа ($2100\,000$ кгс/см²);

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), $\mu = 0,3$.

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа;

F – площадь поперечного сечения трубы, см².

Площадь поперечного сечения металла трубы

$$F = \frac{\pi}{4}(D_n^2 - D_{вн}^2); \quad (3.58)$$

$$F = \frac{\pi}{4}(2,19^2 - 1,97^2) = 71,84 \text{ см}^2.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		56

Из выше приведенных расчетов значение кольцевого напряжений от расчетного внутреннего давления принимаем $\sigma_{кц} = 15,76 \text{ МПа}$.

$$S = 100[(0,5 - 0,3) \cdot 15,76 + 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 23] \cdot 71,84 = 435201,4 \text{ Н} = 0,435 \text{ МН}.$$

$N_{кр}$ следует определять согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости. На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды.

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

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt[11]{p_0^2 q_{верт}^4 F^2 E^6 I^3}, \quad (3.59)$$

где p_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м;

$q_{верт}$ – сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, Н/м;

I – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м^4 .

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае упругой связи трубы с грунтом

$$N_{кр} = 2 \sqrt{k_0 D_n EI}, \quad (3.60)$$

где k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта (коэффициент постели грунта при сжатии), МН/м^3 .

Рассчитаем продольное критическое усилие $N_{кр}$.

1. Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м

$$p_0 = \pi D_n \tau_{np}, \quad (3.61)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		57

где τ_{np} – предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом, МПа.

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом определим, используя следующую формулу:

$$\tau_{np} = p_{cp} \operatorname{tg} \varphi_{cp} + C_{cp}, \quad (3.62)$$

где p_{cp} – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, Н/м²;

φ_{cp} – угол внутреннего трения грунта, град.;

C_{cp} – сцепление грунта, Па.

Величину p_{cp} определим по формуле:

$$p_{cp} = \frac{2n_{cp} \gamma_{cp} D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{cp}}{2} \right) \right] + q_{mp}}{\pi D_n}, \quad (3.63)$$

где n_{cp} – коэффициент надежности по нагрузке от давления (веса) грунта, принимаемый по табл. 13* [5], $n_{cp} = 0,80$;

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, м;

γ_{cp} – удельный вес грунта, Н/м³;

q_{mp} – нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, Н/м, определяемая по формуле:

$$q_{mp} = q_m + q_{из} + q_{np}, \quad (3.64)$$

где q_m – расчетная нагрузка от массы трубы, Н/м;

$q_{из}$ – расчетная нагрузка от изоляции трубопровода, Н/м;

q_{np} – расчетная нагрузка от веса продукта, Н/м, которая учитывается при расчете газопроводов и при расчете нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, если в процессе их эксплуатации невозможно их опорожнение и замещение продукта воздухом.

а. Нагрузка от веса трубы, Н/м

$$q_m = n_{c.в.} q_m^H = n_{c.в.} \rho_{cm} g F = n_{c.в.} \rho_{cm} g \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (3.65)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		58

где $n_{с.в.}$ – коэффициент надежности по нагрузке от действия массы (собственного веса) трубопровода и обустройств, принимаемый по табл. 13* [63];

q_m^H – нормативное значение нагрузки от собственного веса трубы, Н/м;

$\rho_{ст}$ – плотность стали, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,80665 \text{ м}^2/\text{с}$.

Принимаем значение $n_{с.в.} = 0,95$, так как при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции, должны приниматься те значения коэффициентов надежности по нагрузке, которые указаны в скобках.

$$q_m = 0,95 \cdot 7850 \cdot 9,81 \frac{3,14}{4} \cdot (0,219^2 - 0,197^2) = 525,59 \text{ Н / м.}$$

в. Нагрузка от веса изоляции трубопровода, Н/м

Лента «Полилен» – четырехслойная лента на основе термосветостабилизированного полиэтилена и бутилкаучука, изготовленная методом со-экструзии – предназначена для изоляции при строительстве и ремонте подземных газонефтепродуктопроводов с целью защиты их от коррозии при температурах эксплуатации от -60°C до $+50^\circ\text{C}$.

Обертка липкая полиэтиленовая Полилен-ОБ предназначена для защиты от механических повреждений изоляционных покрытий наружной поверхности подземных трубопроводов при температурах эксплуатации от -60°C до $+50^\circ\text{C}$.

Для изоляции трубопровода применяются импортные изоляционные липкие ленты. На газопроводах наиболее часто используют ленты типа «Полилен» (2 слоя ленты и 1 слой обертки).

$$q_{из} = q_{и.л.} + q_{об} = n_{с.в.} q_{из}^H = n_{с.в.} (q_{и.л.}^H + q_{об}^H), \quad (3.66)$$

где $q_{и.л.}^H$ – нормативное значение нагрузки от веса ленты, Н/м;

$q_{об.}^H$ – нормативное значение нагрузки от веса обертки, Н/м.

$$q_{и.л.}^H = k_{из} \pi D_n \delta_{и.л.} \rho_{и.л.} g; \quad (3.67)$$

$$q_{об}'' = k_{уз} \pi D_n \delta_{об} \rho_{об} g, \quad (3.68)$$

где $\delta_{и.п.}$, $\delta_{об}$ – толщина двух слоев ленты и одного слоя обертки соответственно, м;

$\rho_{и.п.}$, $\rho_{об}$ – плотность ленты и обертки соответственно, кг/м³.

$$q_{и.п.}'' = 2,3 \cdot \pi \cdot 0,219 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1046 \cdot 9,81 = 10,31 \text{ Н / м};$$

$$q_{об}'' = 1,09 \cdot \pi \cdot 0,219 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1028 \cdot 9,81 = 4,8 \text{ Н / м};$$

$$q_{уз} = 0,95 \cdot (10,31 + 4,8) = 14,35 \text{ Н / м}.$$

с. Нагрузка от веса продукта, Н/м

Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода $q_{пр}$, Н/м, следует определять по формуле:

$$q_{пр} = 0,215 \rho_{пр} g \frac{P_a D_{вн}^2}{zT}, \quad (3.69)$$

где $\rho_{пр}$ – плотность природного газа при нормальных условиях (273,15 К и 0,1013 МПа), кг/м³;

z – коэффициент сжимаемости газа;

T – абсолютная температура газа, К.

В случае природного газа допускается принимать:

$$q_{пр} = 10^{-2} n_{пр} P D_{вн}, \quad (3.70)$$

где $n_{пр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от массы продукта;

P – рабочее (нормативное) давление, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, см.

$$q_{пр} = 10^{-2} \cdot 0,95 \cdot 1,6 \cdot 219 = 3,33 \text{ Н / м};$$

$$q_{тп} = 525,59 + 14,35 + 3,33 = 543,27 \text{ Н / м}.$$

Таким образом, определим среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом.

Значение угла внутреннего трения и сцепление грунта принимаем $\varphi_{гр} = 20$ град, $c_{гр} = 15$ кПа (табл.3.6).

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		60

Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов Средней полосы России

Грунт	φ_{cp} , градус	$f_{cp} = tg \varphi_{cp}$	c_{cp} , кПа
1	2	3	4
Гравелистый песок	36÷40	0,7÷0,8	0÷2
Песок средней крупности	33÷38	0,65÷0,75	1÷3
Мелкий песок	30÷36	0,6÷0,7	2÷5
Пылеватый песок	28÷34	0,55÷0,65	2÷7
Супеси	21÷25	0,35÷0,45	4÷12
Суглинки	17÷22	0,3÷0,4	6÷20
Глины	15÷18	0,25÷0,35	12÷40
Торф	16÷30	0,3÷0,5	0,5÷4

$$p_{cp} = \frac{2 \cdot 0,80 \cdot 4000 \cdot 0,219 \cdot \left[\left(9,0 + \frac{0,219}{2} \right) + \left(9,0 + \frac{0,219}{2} \right) tg^2 \left(45^\circ - \frac{20}{2} \right) \right] + 543,27}{\pi \cdot 0,219} = 19796,86 \text{ Па.}$$

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом

$$\tau_{np} = 19796,86 \cdot tg 20^\circ + 13000 = 20205,47 \text{ Па} = 0,0202 \text{ МПа.}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины.

$$p_0 = \pi \cdot 0,530 \cdot 0,03352 = 0,01389 \text{ МН/м.}$$

2. Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м

$$q_{верт} = n_{cp} \gamma_{cp} D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + n_e \gamma_e D_n \left(H + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + q_{mp}, \quad (3.71)$$

где n_e – коэффициент надежности по нагрузке от давления (веса) воды, принимаемый по табл. 13* [73], $n_e = 1,00$;

H – максимальный уровень воды, м;

γ_e – удельный вес воды, Н/м³;

$$q_{верт} = 0,80 \cdot 4000 \cdot 0,219 \cdot \left(9,0 + \frac{0,219}{2} - \frac{\pi \cdot 0,219}{8} \right) + 1,00 \cdot 9800 \cdot 0,219 \cdot \left(17,3 + \frac{0,219}{2} - \frac{\pi \cdot 0,219}{8} \right) + 543,27 = 44046,76 \text{ Н/м} = 0,044 \text{ МН/м.}$$

3. Момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м⁴

$$I = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4); \quad (3.72)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		61

$$I = \frac{\pi}{64} (0,219^4 - 0,197^4) = 3,9 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4;$$

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt{(0,01389)^2 \cdot (0,044)^4 \cdot (71,84)^2 \cdot (2,06 \cdot 10^5)^6 \cdot (3,9 \cdot 10^{-5})^3} = 65,22 \text{ МН};$$

$$mN_{кр} = 0,90 \cdot 43,455 = 39,109 \text{ МН}.$$

Получили $0,435 \text{ МН} < 65,22 \text{ МН}$ – условие общей устойчивости выполняется с запасом.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		62

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Способы ремонта подводных трубопроводов

До недавнего времени все изношенные аварийные или находящиеся в предельном состоянии дюкеры можно было отремонтировать следующими способами:

- переукладкой с заменой трубы;
- заменой дефектного участка при подъеме трубопровода над водой;
- по технологии «труба в трубе»;
- с использованием ремонтных камер для устранения дефектов.

В настоящее время используется новый метод для ремонта дюкеров – санация трубопровода полимерным рукавом.

Рассмотрим технологии, а также достоинства и недостатки каждого из этих способов.

Затраты при ремонте трубопровода *способом переукладки* соизмеримы со строительством нового дюкерного перехода. При этом способе старые дюкеры просто выводятся из эксплуатации и рядом строятся новые, подводящие же трубопроводы на берегах переключаются на новый дюкер, что требует строительства дополнительного соединительного трубопровода, иногда протяженностью в несколько сотен метров.

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	Панишев А.А.				Технологическая часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Гончаров Н.В.						63	153
<i>Рук. ООП</i>	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

Старый же дюкер остается на месте и продолжает разрушаться, иногда становясь причиной дополнительного ущерба окружающей среде и представляя угрозу для судоходства. Бывали случаи, когда дюкеры всплывали вследствие разрушения пригрузов или вымывания дюкера из траншеи на дне реки.

Второй из перечисленных способов исполним на подводных переходах большой протяженности, так как требует размыва трубопровода на значительной длине обеспечения при подъеме радиуса упругого изгиба.

При подъеме трубопровода из воды требуется определенное количество специальных грузоподъемных механизмов, что в комплексе с земляными работами обуславливает удорожание сметной стоимости ремонта.

При использовании метода «*труба в трубе*» (рис.3.1) в старый трубопровод протягивается новая полиэтиленовая, свободно лежащая труба меньшего диаметра, а межтрубное пространство заполняется специальным цементным раствором. Однако при этом внутренний диаметр нового трубопровода получается меньше диаметра старого. Например, при ремонте методом «*труба в трубе*» дюкерного перехода 1200 мм используется труба с внутренним диаметром 900 мм, что приводит к снижению пропускной способности нового дюкера. Естественно, это обстоятельство не позволяет широко применять данную технологию там, где пропускная способность не может быть снижена.

Следует также отметить, что этот метод может быть использован для капитального ремонта ППМГ, уложенных по радиусу упругого изгиба в соответствии с требованиями соответствующих СНиП, при отсутствии гофр, вмятин, кривых вставок, подкладных колец, эллипсности сечения.



Рис. 4.1 - Технология «труба в трубе»

Рассмотрим способ устранения дефектов с использованием *ремонтных камер*. Ремонт осуществляется путем установки камеры на дефектный участок трубопровода с последующей врезкой «катушки» или установкой сварочной муфты при атмосферном давлении. Ремонтная камера-полукессон (рис.4.2) состоит из двух коробчатых створок, соединенных шарниром в верхней части. На одной из створок расположена горловина шахты доступа в камеру.



Рис. 4.2 - Камера-полукессон

Камера имеет оригинальную систему центровки на ремонтируемый трубопровод и устанавливается на основание с помощью винтовых аутригеров. Надежные уплотнительные элементы герметизации входных отверстий камеры относительно ремонтируемого подводного трубопровода состоят из двух полуколец и резинового сальника. Система герметизации при установке подвижна относительно входного отверстия камеры, но неподвижна относительно трубопровода, т.е. фиксируется на нем. Такая схема установки уплотнения минимизирует влияние веса камеры на ремонтируемый подводный трубопровод. Створки камеры, уплотнительные кольца и звенья шахты после их поэтапной установки фиксируются водолазами с помощью специальных зажимов. Ремонтный комплекс имеет свою систему баллаستировки чугунными грузами различной массы. Система вентиляции позволяет качественно выполнять в камере сварочные работы. Дренажный насос поддерживает необходимый уровень подсланевых вод. При этом методе ремонта к минимуму сводятся земляные работы, так как подводная траншея сооружается только под размеры камеры с учетом естественных откосов, соответствующих типам грунтов. При этом в каждом виде работ число грузоподъемных и землеройных механизмов сведено до одного. Не уменьшается также пропускная способность газопровода, так как не сужается диаметр трубы. Качество сварочных работ по устранению дефектов в «шахтных колодцах» при атмосферном давлении и достаточной принудительной вентиляции соответствует всем требованиям нормативных документов.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		66

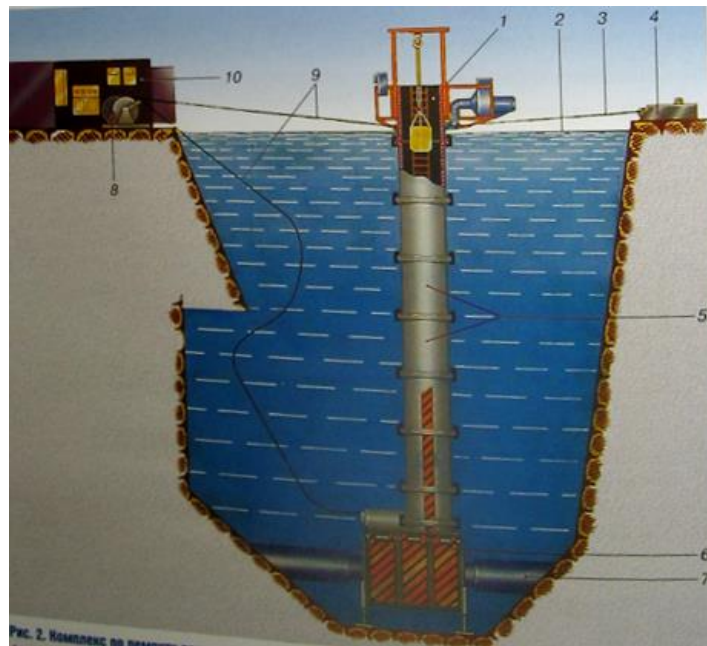


Рис. 4.3 - Комплекс по ремонту подводных трубопроводов:
 1 – оголовок; 2 – уровень воды; 3 – строп; 4 – якорь; 5 – секции шахты; 6 – ремонтная камера; 7 – трубопровод; 8 – вьюшки; 9 – связка приводов; 10 – контейнер обеспечения

Теперь рассмотрим метод *санации трубопровода полимерным рукавом*.
 Возможны два варианта.

1. *Санация трубопровода клеевым полимерным рукавом*. На заводе изготавливается мягкий полимерный рукав (рис.4.4), состоящий из нескольких слоев полиэфирного фетра, имеющий защитное полимерное покрытие на внутреннем слое.

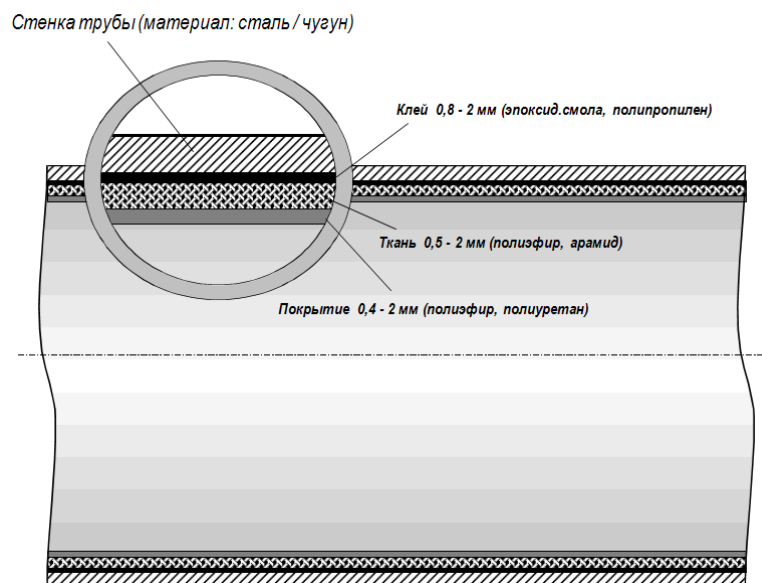


Рис. 4.4 - Строение полимерного клеевого рукава

Затем рукав пропитывается составом, содержащим полиэфирные или эпоксидные смолы с различными добавками, упаковывается в контейнер со льдом, препятствующим началу процесса полимеризации. Рукав доставляется на место установки в старый трубопровод, который предварительно прошел телеобследование и очистку, и закрепляется на вышке. После этого в рукав начинает подаваться вода (рис.5.5), что заставляет его выворачиваться в старый трубопровод. Через некоторое время рукав полностью выворачивается и достигает противоположного конца трубопровода. После этого вода, заполняющая рукав, нагревается при помощи бойлера и в течение необходимого времени – от 6 до 24 ч – ее температура поддерживается на уровне около 80 °С. По окончании процесса нагревания вода постепенно охлаждается и через некоторое время удаляется. В результате затвердения смолы, которой был пропитан рукав, он приобретает прочность, необходимую для восприятия внешнего и внутреннего (в случае напорного трубопровода) давления.

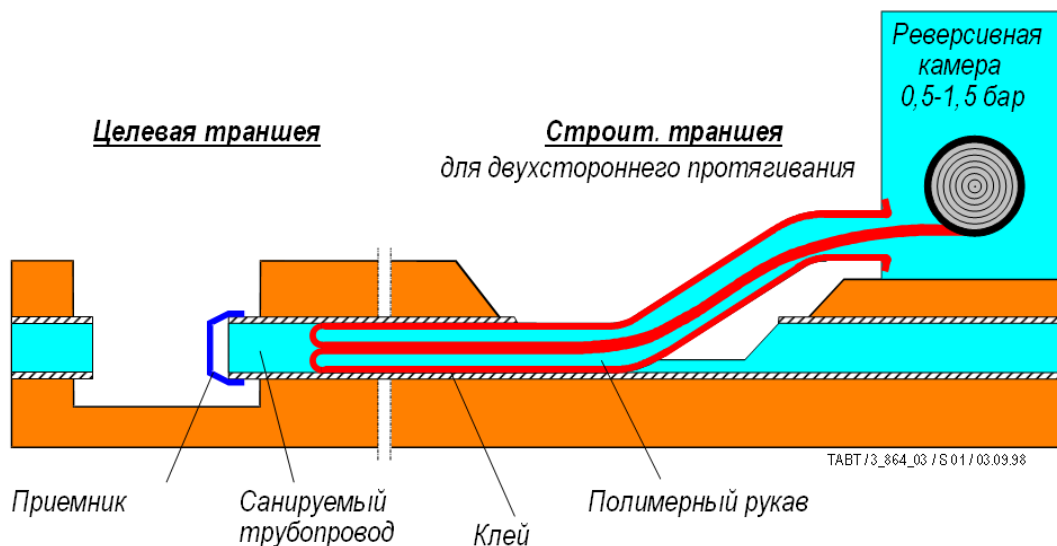


Рис. 4.5 – Санация клеевым полимерным рукавом

Таким образом, в результате восстановления получается новый самонесущий трубопровод, срок службы которого составляет не менее 50 лет, что доказано научными исследованиями и опытами по искусственному старению.

В конце 1980-х годов для восстановления дюкеров стал применяться клеевой полимерный рукав (табл.4.1) (К.Фомин, 2005).

Таблица 4.1
Использование клеевого полимерного рукава

Объекты	Параметры
1992 г. Дрезден, Эльба	Ду 1150 мм, L = 328 м, толщ. = 30 мм
1997 г. Магдебург, Эльба	Ду 1050 мм, L = 276 м, толщ. = 24 мм
1998 г. Магдебург, Старая Эльба	Ду 1050 мм, L = 245 м, толщ. = 24 мм
1999 г. Гамбург, порт	Ду 2000 мм, L = 145 м, толщ. = 39 мм
2001 г. Лейпциг, Эльстерфлютбекен	Ду 1500 мм, L = 298 м, толщ. = 24 мм
2005 г. Гамбург, порт	Ду 2000 мм, L = 273 м, толщ. = 40 мм

Данным методом можно восстанавливать дюкеры диаметром от 150 до 2000 мм и протяженностью до 1000 м. В случае санации дюкеров, больших по протяженности и диаметру, вес пропитанного рукава может превысить максимальную разрешенную к перевозке грузоподъемность транспортных средств (20 т груза). В этом случае заказывается спецтранспорт и получаются необходимые разрешения для провоза груза. Иногда общий вес транспортного средства и пропитанного рукава может превышать 40 т.

Также возможен вариант отдельной доставки сухого рукава и смол непосредственно на строительную площадку и организации его пропитки на месте. Для этого на стройплощадке монтируется мобильная пропиточная линия, состоящая из роликовых столов, тентов-укрытий, смесителей, дозаторов, вакуумных устройств и других вспомогательных элементов.

Из преимуществ метода стоит отметить:

- короткий срок выполнения работ – 1–2 мес.;
- возможность работы без осушения старого дюкера;
- отсутствие отрицательного воздействия на окружающую среду;
- возможность не прерывать движение судов;
- длительный (от 50 лет и выше) срок службы отремонтированного дюкера.

К недостаткам метода относится удорожание стоимости работ в случае устранения повреждений дюкера. Кроме того, иногда метод неприменим из-за невозможности удаления каких-то больших препятствий или в случае, если их удаление ведет к существенному увеличению расходов. Так, например, если выведенный из эксплуатации дюкер получил серьезные повреждения от якорей, вследствие чего в нем образовались сквозные отверстия с зазубренными краями, для заделки этих отверстий с наружной стороны трубы придется прибегать к помощи специализированной компании, проводящей подводные работы. А это в свою очередь может потребовать и земляных подводных работ на дне реки.

2. *Санация трубопроводов неклеевым полимерным рукавом.* Данным вариантом технология производства работ предусматривает восстановление рабочего состояния дюкера подводного перехода. И осуществляется протаскиванием в уже существующий стальной дюкер неклеевого полимерно-тканевого рукава, с последующим пневматическим испытанием и стыковкой через соединительные муфты со стальным трубопроводом линейной части.

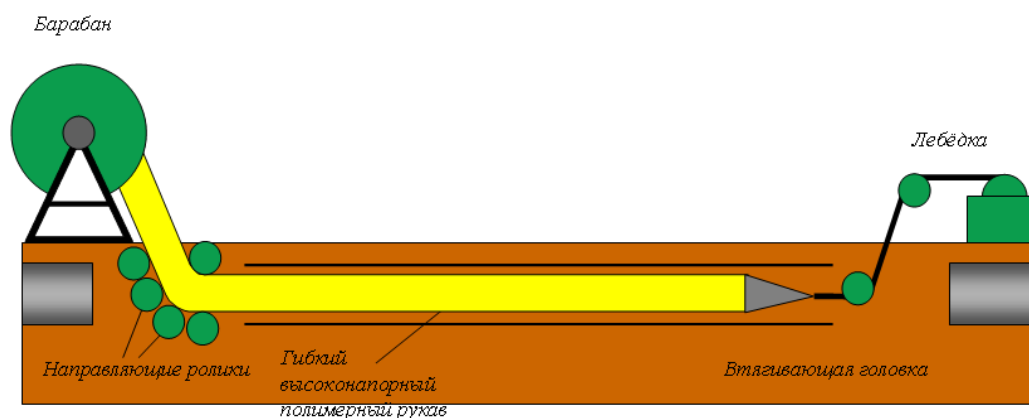


Рис. 4.6 - Санация неклеевым полимерным рукавом

Полимерная труба изготовлена из гибкого материала и намотана на транспортный барабан (рис.4.6). Барабан устанавливается на подготовленную площадку для протаскивания. Рукав соединяется соединительным узлом с канатной лебедкой и по средствам электропривода барабана по опорно-

направляющим роликам подается в существующий дюкер для протаскивания. Канатная лебедка устанавливается на противоположном берегу.

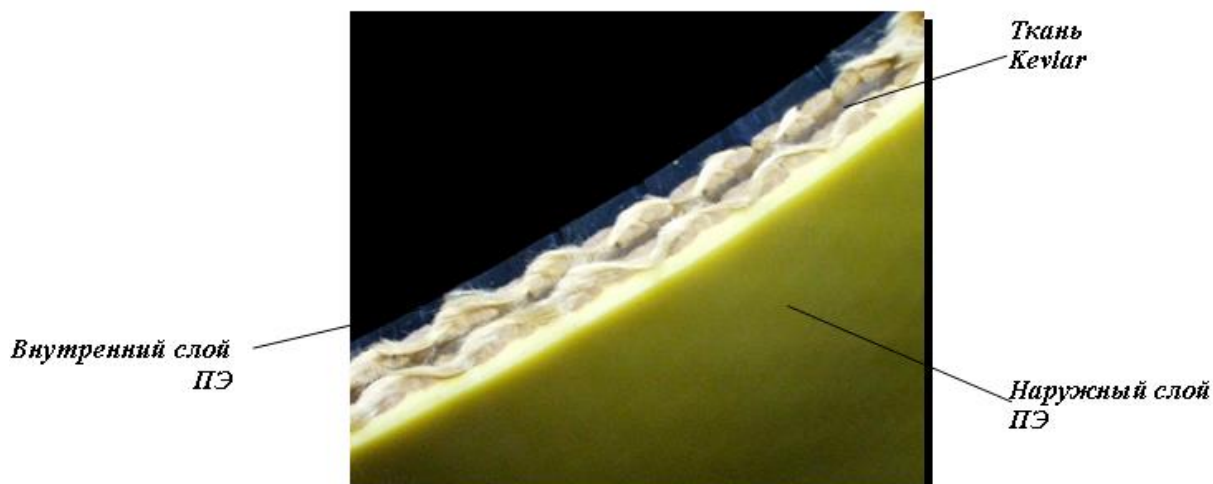


Рис. 4.7 - Конструкция гибких полимерно-тканевых труб

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

Конструкция полимерного облицовочного материала (рис.4.7): сердцевина – ткань из синтетического высокопрочного волокна Kevlar – с обеих сторон покрыта термопластичными синтетическими материалами; внутренний слой служит в качестве диффузионной отсечки и различается в зависимости от транспортируемой среды, для газа он сделан из модифицированного термопластичного полиуретана, который обеспечивает минимальное просачивание газа.

Таким образом этот способ сочетает в себе преимущества применявшихся до сих пор бестраншейных способов (минимум подземных работ, восстановление трубопроводов на сложной местности) с преимуществом классической прокладки трубопроводов (новая труба с максимальным объемом протекания, максимальным сроком эксплуатации и надежностью).

4.2 Выбор метода ремонта подводного перехода

Существующий стальной дюкер Ду 200, $P_{\text{раб}} = 1,6$ МПа (нижняя нитка) через р.Обь в районе г. Колпашево был построен в 1991 г. При строительстве трубопровода использовался открытый способ укладки. Максимальная глубина заложения трубопровода 9 м, поэтому проверка сплошности и качества изоляционного покрытия затруднена. Также затруднено проведение внутренней диффектоскопии трубы такого диаметра.

Исходя из этого необходимо проведение не выборочного ремонта, а восстановления всего существующего стального дюкера.

Экономический анализ стоимости работ по прокладке нового дюкера и санации старого показывает, что санация обходится в несколько дешевле традиционных методов. И это при том, что при прокладке нового дюкера к затратам на его строительство следует прибавить расходы на утилизацию старого дюкера, строительство новых подводящих и отводящих трубопроводов, благоустройство территории.

Клеевой полимерный рукав более дорогостоящий и используются для восстановления высоконапорных трубопроводов. А так как проектное давление на рассматриваемом участке 1,6 МПа, целесообразнее использовать неклеевой рукав.

Восстановление рабочего состояния дюкера подводного перехода газопровода – отвода на г. Колпашево Ду 200, $P_{\text{раб}} = 1,6$ МПа (нижняя нитка), $L=2323$ м, будем проводить методом санации неклеевым полимерным рукавом Primus-Line фирмы Radlinger. В мировые практики не было примера санации участка такой длины, поэтому применение этого метода будет своего рода инновацией.

4.3 Испытание гибкого полимерного рукава Primus-Line

Фирма Radlinger в 2004 г. поручила лаборатории по испытанию газов Фрайбергского института газовых технологий провести испытания гибкого

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		72

2	104
3	109
4	109
5	109
Х _{сред}	107 ± 2,7

Доп. погрешность измерения: температура ± 2 °С, давление ± 1 бар, время ± 1 с.

Разрыв ткани имел место не по краю концевых затворов, а примерно в середине испытуемого образца (продольный разрыв).

2. Испытания длительной прочности

Задача испытания

Определение срока службы 10 испытуемых образцов (5 ступеней давления, по 2 шт. на каждую ступень) под испытательным давлением вплоть до разрыва или макс. 10000 часов. В основу положено полученное значение давления разрыва. Полученные значения представлены на диаграмме.

Проведение испытания

Испытуемые образцы и испытательное оборудование такие же, как для испытания давления разрыва. Порядок проведения испытания вплоть до присоединения образца к испытательному стенду такой же.

После этого порядок проведения испытания для каждого испытуемого образца был следующим:

- равномерное нагружение (около 3 бар/мин) образца давлением (использование высоконапорного насоса) вплоть до заданного испытательного давления;
- регистрация характеристики давления и срока службы с последующим анализом данных.

Результаты испытаний

Получены следующие показания:

Таблица 4.3

Результаты испытания длительной прочности

Давление разрыва (изб.), бар	№ испытуемого образца	Срок службы, ч
90	1	5

90	2	14
80	1	158
80	2	196
75	1	67
75	2	197
66	1	>10000
66	2	>10000
60	1	10237
60	2	6720

Доп. погрешность измерения: температура ± 2 °С, давление ± 1 бар, время ± 1 мин.

Разрыв ткани имел место не по краю концевых затворов, а примерно в середине испытуемого образца (продольный разрыв).

В качестве допустимого рабочего давления путем экстраполяции на срок эксплуатации 50 лет с учетом коэффициента надежности 2 определено давление 25 бар.

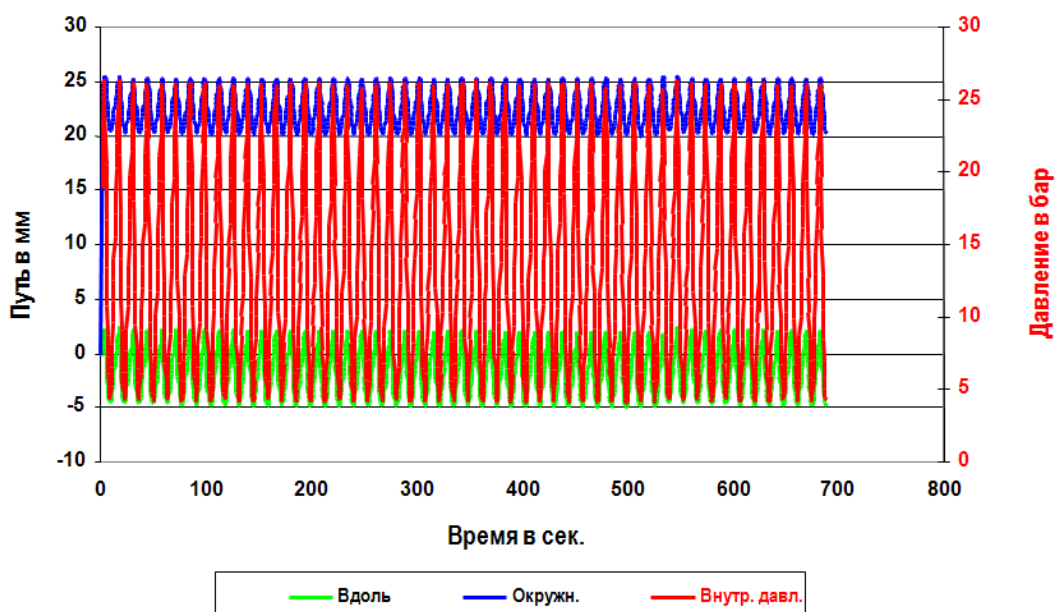


Рис. 4.8 - Пороговое испытание внутреннего давления свободных тканевых рукавов

1-я группа смены нагрузки

3. Определение разрывной прочности

Задача испытания

Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

Для представленного на испытания образца в ходе испытания на растяжение определены механические показатели проб, отобранных вдоль и поперек.

Приготовление и предварительная обработка проб

Из образца было отобрано вдоль и поперек по 5 проб размером 220x50 мм, в середине которых были сделаны два круглых надреза радиусом $r = 12,5$ мм так, что в центре проб осталась ширина около 25 мм.

Эти пробы до проведения испытаний свыше 24 часов хранились при нормальных климатических условиях и испытывались при тех же условиях.

Условия проведения испытания

Скорость проведения испытания $v = 50$ мм/мин, температура помещения 20 °С, длина измерения $L_0 = 100$ мм

Доп. погрешность измерения: температура ± 1 °С, длина ± 1 мм, усилие ± 100 Н

По максимальному усилию $F_{\text{макс.}}$ и соответствующему растяжению из диаграммы усилия-пути рассчитана эталонная величина $F_{\text{уд.}}$ в кН/м.

Результаты испытаний

Получены следующие показания (среднее значение 5 проб и стандартное отклонение).

Образцы, отобранные вдоль:

$$F_{\text{макс}} = 15,9 \pm 2,6 (\text{кН});$$

$$F_{\text{уд}} = 668,7 \pm 98,2 (\text{кН / м}).$$

Образцы, отобранные поперек:

$$F_{\text{макс}} = 16,6 \pm 1,6 (\text{кН});$$

$$F_{\text{уд}} = 732,7 \pm 49,4 (\text{кН / м}).$$

Результаты распространяются на 1-слойную ткань. Испытанный гибкий тип трубы 2-слойный, причем слои не склеены или как-то по-другому соединены. Во избежание ошибок при измерении вследствие зажатия обоих

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		76

несоединенных слоев ткани был испытан, в соответствии с использованной испытательной техникой, только один слой.

После предварительного вытягивания испытуемых образцов при испытании на растяжение сначала имел место разрыв отдельных нитей ткани, который затем привел к разрыву второй или третьей нити и перешел в разрушение всей конструкции ткани. Это разрушение начиналось большей частью с наружного края.

4. Определение газонепроницаемости

Задача испытания

Определение коэффициента газопроницаемости внутреннего и наружного покрытий.

Проведение испытания

Из армированной тканью трубопровода были вырезаны 3 испытуемых образца (без наружного покрытия) для определения значения внутреннего покрытия и 3 образца (только наружное покрытие) диаметром 190 мм и зажаты каждый между парой фланцев испытательного устройства. Проникший через эти пробы испытательный газ метан (СН₄) собирался в измерительной камере, заполненной эталонным газом аргоном. Через заданное время испытания – 24, 48 и 72 часа – под давлением (парциальным) 1 атм. газовые пробы были изъяты из измерительной камеры и подвергнуты газохроматографическому анализу на содержание испытательного газа. Газопроницаемость рассчитывалась по следующей формуле:

$$D = \frac{V_M T_0 p_L r_G}{A t T_1 p_0 r_V}, \quad (4.1)$$

где D – газопроницаемость, см³/бар ч м²;
V_M – объем измерительной камеры, см³;
A – испытательная поверхность образца, м²
T – продолжительность измерения, ч;
T₀ – нормальная температура (273 К);
T₁ – температура в конце измерения, К;
p₀ – нормальное давление (1,013 атм.);
p_L – показание барометра в конце измерения, атм.;

γ_G – испытательный газ в измерительной камере в конце испытания в объемных %;

γ_V – эталонный газ в измерительной камере в конце испытания в объемных %.

Результаты измерений:

Таблица 4.4

Результаты измерения газопроницаемости внутреннего покрытия

№ испытуемого образца	Общая толщина материала тканевого рукава, мм	Толщина внутреннего покрытия, мм	Газопроницаемость, см ³ /бар ч м		
			Время испытания 24 ч.	Время испытания 48 ч.	Время испытания 72 ч.
1	3,7...3,9	1,8...2,2	0,21	0,38	0,36
2	3,9...4,1	1,8...2,3	0,17	0,25	0,28
3	4,0...4,5	2,1...2,5	0,13	0,19	0,23
Хсредн			0,17	0,21	0,29

Внутреннее покрытие выполняет требование газопроницаемости 0,5 см³/бар ч м².

Таблица 4.5

Результаты измерения газопроницаемости наружного покрытия

№ испытуемого образца	Общая толщина материала тканевого рукава, мм	Толщина наружного покрытия, мм	Газопроницаемость, см ³ /бар ч м		
			Время испытания 24 ч.	Время испытания 48 ч.	Время испытания 72 ч.
1	3,4...3,7	0,8...1,5	20,04	20,70	17,19
2	3,5...3,7	0,7...1,5	20,73	22,26	20,92
3	3,3...3,6	0,8...1,7	21,08	22,26	22,21
Хсредн			20,62	21,74	22,11

Наружное покрытие выполняет требование газопроницаемости.

5. Испытание устойчивости к газам

Задача испытания

Испытание стойкости внутреннего покрытия, включая тканевую матрицу, к газовому конденсату.

Определение разрывной прочности предварительно обработанных испытуемых образцов и сравнение с необработанными.

Приготовление и предварительная обработка испытуемых образцов

Из представленного материала было отобрано вдоль и поперек по 10 проб размером 220x50 мм, в середине которых были сделаны два круглых надреза (радиус 12,5 мм) так, что в центре образцов осталась ширина около 25 мм.

Для каждой из 5 проб (продольных и поперечных) были определены исходные массы, после чего они были помещены на 30 дней в смесь изооктана и толуена (70:30 объемных %).

Эти образцы до проведения испытаний свыше 24 часов хранились при нормальных климатических условиях и испытывались при тех же условиях.

Проведения испытания

После отбора проведена сушка гигроскопичной бумагой и сразу после этого определена масса. Одновременно пробы визуально контролировались на отслаивание внутреннего покрытия, после чего образцы сушились в течение 168 часов при 50 ± 2 °С.

После охлаждения и определения массы были проведены испытания на растяжение.

Скорость проведения испытания $v = 50$ мм/мин, длина измерения $L_0 = 100$ мм.

По максимальному усилию $F_{\text{макс}}$ и соответствующему растяжению из диаграммы усилия-пути рассчитана эталонная величина $F_{\text{уд}}$ в кН/м.

Результаты испытаний

Получены следующие показания (среднее значение 5 проб и стандартное отклонение):

Образцы, отобранные вдоль (без предварительной обработки):

$$F_{\text{макс}} = 15,9 \pm 2,6(\text{кН});$$

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		79

$$F_{y\partial} = 668,7 \pm 98,2(\kappa H / м).$$

Образцы, отобранные поперек (без предварительной обработки):

$$F_{\max} = 16,6 \pm 1,6(\kappa H);$$

$$F_{y\partial} = 732,7 \pm 49,4(\kappa H / м).$$

Образцы, отобранные вдоль (с предварительной обработкой):

$$F_{\max} = 16,1 \pm 1,6(\kappa H);$$

$$F_{y\partial} = 702,5 \pm 55,6(\kappa H / м).$$

Образцы, отобранные поперек (с предварительной обработкой):

$$F_{\max} = 20,8 \pm 1,3(\kappa H);$$

$$F_{y\partial} = 945,1 \pm 46,3(\kappa H / м).$$

Таблица 4.6

Результаты испытания устойчивости к газам

№ пробы	Изменение массы после помещения в смесь изооктана-толуена, %	Изменение массы после обратной сушки, %	Δ L, мм		F _{уд} , κН/м		
			исходное состояние	после помещения в смесь и обратной сушки	исходное состояние	после помещения в смесь и обратной сушки	
Отобранные вдоль	1	3,7	-1,2	22	22	608,3	724,3
	2	3,7	-1,3	25	18,5	755,3	644,7
	3	3,7	-1,2	20	17	584,8	652,7
	4	3,8	-1,2	21	18	600,8	710,5
	5	4,2	-1,0	24	20	794,2	780,1
	Хсред	3,82	-1,18	22,4	19,1	668,7	702,5
Об	1	3,8	-1,1	31	33	756,0	1022,8

Пробы, отобранные поперек:

$$F_{\text{макс}} = 15,9 \pm 1,6(\text{кН});$$

$$F_{\text{уд}} = 745,7 \pm 60,1(\text{кН} / \text{м}).$$

После хранения ткани и внутреннего покрытия при повышенной температуре допустимое изменение разрывной прочности (-10%) соблюдено. Образование пузырей и отслаивание от ткани не имело место.

7. Испытания наружного покрытия

1) Определение истирания

Задача испытания

Определение истирания наружного покрытия.

Приготовление и предварительная обработка испытуемых образцов

Из армированной тканью синтетической трубы были отобраны пробы наружного покрытия диаметром $D = 16$ мм, толщиной = 2 мм и пробы для измерения плотности.

Пробы свыше 24 часов хранились при нормальных климатических условиях и испытывались при тех же условиях.

Путь трения 40 м, 4 испытательных прогона + 3 прогона с эталонным эластомером.

Результаты испытаний

Было определено следующее среднее истирание A по плотности:

$$A = 10,52 \text{ мм}^3 - \text{плотность} = (0,919 \pm 0,002) \text{ г/см}^3.$$

Допустимое истирание (25 мм^3) не превышено.

2) Определение устойчивости к резке

Задача испытания

Определение устойчивости к резке наружного покрытия по методу испытания для определения устойчивости к резке текстильных полотен.

Приготовление проб

Из армированной тканью синтетической трубы было вырезано 5 проб размером 350×180 мм, которые были приклеены к соответствующим несущим пластинам.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		82

Эти пластины были зафиксированы с силовым и геометрическим замыканием на установленной наклонно державке.

Проведение испытания

Условия испытаний: угол наклона лезвия ножа 60°, скорость резания 1 мм/с, длина реза 240 мм, на каждое испытание новый нож, использование машины для испытания на растяжение.

Были получены диаграммы усилия-пути, каждая с 3 различными участками:

- участок I только наружное покрытие;
- участок II наружное покрытие + первые волокна ткани;
- участок III наружное покрытие + ткань (прорез).

Оценке подвергся только участок I (в отнесении к 1 мм толщины слоя).

Результаты испытаний

По диаграмме усилия-пути были определены следующие значения: устойчивость к резке = 18,2 Н/мм.

Устойчивость к резке наружного покрытия выполняет требование (не менее 13 Н/мм).

8. Определение гибкости

Задача испытания

Определение гибкости конструкции наружное покрытие – ткань – внутреннее покрытие.

Приготовление испытуемых образцов

Из гибкой напорной трубы нарезаны 10 проб (5 шт. наружное покрытие + ткань, 5 шт. внутреннее покрытие + ткань) размером 350 x 25 мм.

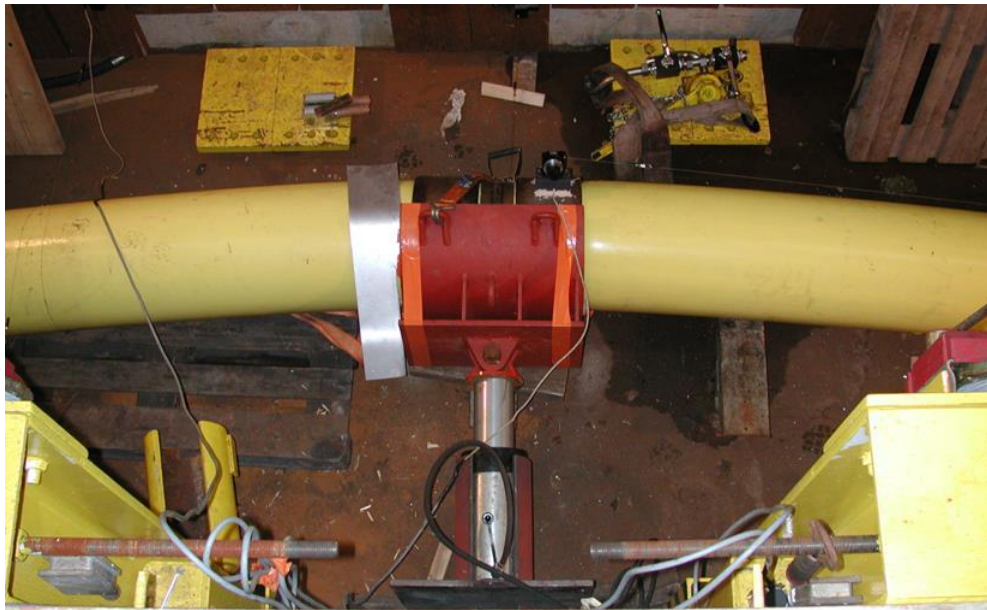


Рис. 4.9 - Испытание на изгиб в напорной камере

Проведение испытания

Испытание проводилось аппаратом для испытания устойчивости к изгибу А 0350 и толкателем 400х60 мм.

Выступающая длина была определена как изгиб пробной полосы к наклонной плоскости, причем сторона ткани располагалась наверху.

Результаты испытаний

При испытании пробных полос с наружным покрытием + ткань получено только одно значение, т.к. длины использованного толкателя было недостаточно (уже пробные полосы по длине отклонялись от нормы).

Испытание пробных полос с внутренним покрытием + ткань дало соответствующие значения.

Для выступающей длины (среднее значение) были определены следующие величины:

- ткань + наружное покрытие – $x = 27,20$ мм;
- ткань + внутреннее покрытие – $x = 24,96$ мм.

9. Определение сопротивления к отслаиванию

Задача испытания

Определение сопротивления к отслаиванию между тканевой матрицей и внутренним и наружным покрытиями (испытание на отслаивание адгезионно связанных слоев ткани).

Приготовление испытуемых образцов

Из гибкой напорной трубы было нарезано по 6 проб (3 шт. наружное покрытие + ткань, 3 шт. внутреннее покрытие + ткань) размером 150x25 мм. Вручную испытуемые слои с узкой стороны были отслоены так, чтобы обеспечить правильное закрепление в зажимах испытательной машины.

Проведение испытания

Испытание проводилось на машине для испытания на растяжение, где отслоенные вручную слои проб зажимаются в зажимах и отделяются со скоростью подачи 100 ± 10 мм/мин. Характеристика усилия регистрируется над путем. Затем рассчитывается сопротивление к отслаиванию.

Результаты испытаний

Таблица 4.7

Результаты определения к отслаиванию внутреннего покрытия

№ пробы	Метод оценки	Усилие отслаивания, <i>H</i>		Сопротивление отслаиванию, <i>H/мм</i>	Расстояние между зажимами, <i>H/мм</i>
		Медиана	Расстояние между зажимами		
1	С	155,7	32,0	6,2	1,3
2	С	185,9	68,1	7,4	2,7
3	В	211,4	135,6	8,4	5,4
Среднее значение		184,3	50,1 (только пробы 1 и 2)	7,4	3,1
Стандартное отклонение		27,9		1,1	

Таблица 4.8

Результаты определения к отслаиванию наружного покрытия

№ пробы		Усилие отслаивания, <i>H</i>		
---------	--	------------------------------	--	--

4.4.1 Подготовительные работы

Подготовительные работы выполняются в соответствии с СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб».

Подготовительные работы включают в себя:

- определение оси трубопровода, глубины заложения трубопровода;
- расчистка проездов от леса и кустарника, отсыпка пониженных мест;
- обустройство проездов через коммуникации (по необходимости);
- устройство лежневых дорог (по необходимости);
- подготовка площадок под оборудование;
- подготовка временных площадок складирования строительных материалов, мест для размещения временных зданий и сооружений, мест базирования и ремонта строительной техники.
- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов.

4.4.2 Инженерная подготовка трассы

Приемка трассы трубопровода должна осуществляться с учетом требований СНиП 3.01.03 – 84 «Геодезические работы в строительстве».

До начала производства земляных и укладочных работ производится приемка трассы от заказчика. Передача трассы оформляется актом с приложением плана и ведомости планово-высотного обоснования.

Створные знаки устанавливаются за пределами границы земляных работ.

При сдаче трассы заказчик обязан передать подрядчику репер с указанием его отметки и привязкой его к чертежу. В случае, когда рабочий репер или несколько реперов попадают в зону сноса в силу производственной необходимости, следует произвести перенос репера в более надежное место

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		87

вблизи перехода в места наименее подверженные случайным наездам механизмов, а также избегая осадочных и заболоченных грунтов.

Перед началом производства земляных работ на объекте необходимо пригласить представителя организации эксплуатирующей подземные коммуникации для определения на строительной площадке их фактического местоположения.

Осуществляется проверка и разбивка углов поворота и кривых трассы с выносом закрепляющих знаков за пределы участков работы землеройных механизмов.

4.4.3 Демонтаж прилегающих участков существующего дюкера

Для успешной реализации проекта необходимо чтобы тяговое усилие было по возможности как можно малым. Для достижения этой цели демонтируются прилегающие участки существующего дюкера. Прилегающие участки дюкера демонтируются как можно ближе к урезу воды. Ориентировочный размер демонтируемых береговых участков дю

кера – по 70 м с каждой береговой стороны дюкера.

В основные работы по демонтажу прилегающих участков существующего дюкера входят:

- снятие растительного грунта с демонтируемого участка и перемещение его во временный отвал;
- вскрытие демонтируемого участка трубопровода до нижней образующей трубы. При вскрытии трубопровода грунт, вынутый из траншеи, укладывается во временный отвал с одной стороны траншеи на расстоянии не ближе 1м от края;
- извлечение демонтируемого участка трубопровода на бровку траншеи.

Извлекаемые трубы разрезаются на однотрубки для транспортировки автотранспортом на площадку складирования, и передаются заказчику.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		88

Засыпка траншеи выполняется вынутым ранее грунтом с использованием бульдозера.

4.4.4 Испытание и очистка полости трубопровода

Испытания и очистка полости участка трубопровода проводятся согласно разрабатываемой специальной инструкцией, утвержденной и согласованной в установленном порядке, с учетом фактических характеристик данного объекта.

Очистку полости и испытание участка трубопровода проводят в соответствии с требованиями СНиП 42-01-2002, СП 42-101-2003.

Испытание существующего дюкера.

Для предотвращения попадания бентонитового раствора в реку при протаскивании принято решение выполнить предварительное испытание существующего дюкера давлением 10 кгс/см² в течение 6 часов.

Испытание производится пневматическим способом.

Для поднятия давления в трубопроводе используется пневмокомпрессор.

Трубопровод, до начала испытаний, после заполнения воздухом, выдерживать под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта.

Перед началом проведения работ по испытанию трубопровода пневматическим способом, в соответствии с требованиями ПБ 08-624-03 должны быть обозначены знаками опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ.

Зоны безопасности при пневматическом испытании

Диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м	Радиус опасной зоны в обе стороны от оси трубопровода, м
219мм	600	100

При проведении испытаний, для измерения давления должны применяться проверенные опломбированные и имеющие паспорт манометры класса точности 0,15, устанавливаемые вне охранной зоны.

Участок трубопровода считается выдержавшим испытание если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

По результатам очистки полости и испытанию трубопровода оформляют акты на испытание.

Проверка и очистка полости существующего дюкера.

Проведение проверки и очистки внутренней полости существующего трубопровода необходимо для обнаружения и удаления препятствий, мешающих сквозной очистке труб, приводящие к повреждениям при вводе облицовочного рукава или снижающие позднейшую эксплуатационную надежность.

К таким препятствиям относятся:

- водосборники;
- арматура;
- сужение и расширение трубы;
- отложения, сужающие поперечное сечение;
- провисание корня сварного шва с острыми краями;
- изменение направления в отрезке трубы, не позволяющие качественно установить внутренние трубы;
- выступающие закраины

– и т.д.

Очистка полости выполняется промывкой, с пропуском двух очистных поршней-разделителей ПР-200. Одновременно с ними протягивается пробный образец трубы Primus-Line длиной не менее 3 м, по которому оценивается гладкость полости металлического трубопровода. Если на поверхности пробного образца возникают царапины глубиной более 0,7 мм, то процесс очистки следует повторять. В концы образца устанавливаются предохранительные конусы из алюминия или пластмассы, которые являются также направляющими.



Рис. 4.10 - Очистка полости существующего дюкера

Скорость перемещения очистного устройства при очистке полости и поршня-калибра должна быть не менее 1 км/ч для обеспечения безостановочного движения устройства.

Подача воды в трубопровод осуществляется с помощью наполнительного агрегата АН261 производительностью 260м³/ч., вода подается через фильтры, исключая попадание в полость трубопровода песка, ила, торфа или посторонних предметов из водоема.

Вытисняемая вода при очистке полости сливается в амбар отстойник.

Подробно методы и способы предварительного испытания и очистки полости трубопровода рассматриваются в специальной инструкции, с учетом фактических характеристик данного объекта.

Пневматическое испытание дюкера после протаскивания трубы Primus-Line.

Заключительным этапом испытаний является испытание дюкера после протаскивания трубы Primus-Line и монтажа стыковочных узлов.

Испытание производится пневматическим способом.

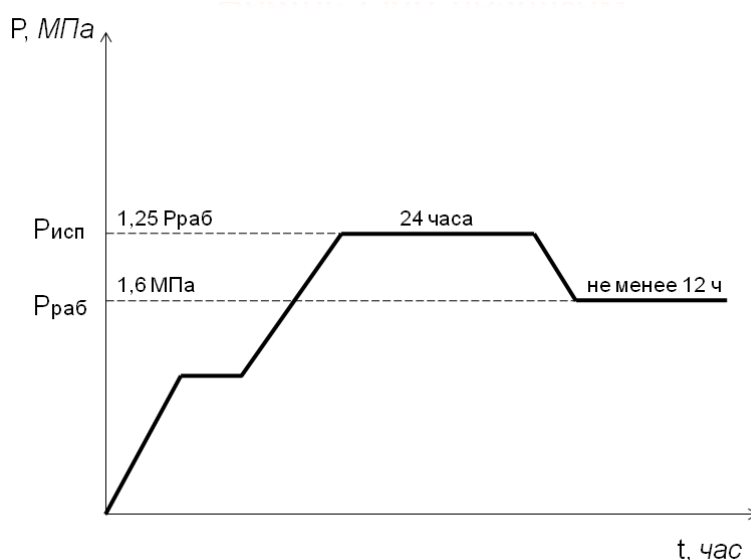


Рис. 4.11 - Циклы пневматического испытания

Подробно метод пневматического испытания дюкера после протаскивания трубы Primus-Line рассматривается в специальной инструкции на испытание.

4.5 Протаскивание трубопровода с помощью установки ННБ

Работы по протаскиванию трубы Primus-Line предусмотрено выполнить с помощью установки наклонно-направленного бурения Tidril-350 HDD (табл. 4.10).

Выбор технологического решения по применению установки ННБ против применения троса для протаскивания синтетической трубы Primus-Line обусловлен:

- при протаскивании с помощью установки ННБ исключена возможность появления резких динамических нагрузок;
- установка ННБ позволяет вести постоянный контроль тяговых усилий;
- отсутствие рывков при протаскивании;
- в случае непредвиденной ситуации возможна подача трубы Primus-Line в обратном направлении.
- возможность подачи смазывающих добавок в межтрубное пространство во время протаскивания уменьшающих тяговое усилие при протаскивании.

Таблица 4.10

Технические характеристики буровой установки Tidril-350 HDD

<u>Тяговое усилие</u>		
Усилие при бурении пилотной скважины	тН	68
Тяговое усилие при обратном движении колонны	тН	68
Система встроенной лебедки	тН	91
Система дополнительной тяги	тН	200
Максимальное тяговое усилие при расширении и протаскивании трубопровода	тН	359
<u>Система приготовления и очистки бурового раствора</u>		
Объем резервуаров для приготовления и очистки бурового раствора	м ³	25
Площадь очищающей поверхности	см ²	7580
Пропускная способность вибросита	л/с	63
Пропускная способность илоотделителя	л/с	44
Минимальный размер отделяемых частиц илоотделителя	мкр	15
Пропускная способность пескоотделителя	л/с	31,5
Минимальный размер отделяемых частиц пескоотделителя	мкр	50
Производительность центробежного насоса для подачи воды	л/с	25-44
<u>Генератор электроэнергии</u>		
Тип двигателя	Катерпиллер 3306	
Мощность двигателя	КВт	224
Выходная мощность	КВт	292
Напряжение	в	380 - 220
Частота	Гц	50
<u>Буровой инструмент</u>		
Расширитель для мягких грунтов	мм	711
Расширитель для скальных грунтов	мм	711

Вертлюг 226 тонн	мм	530
Вертлюг 45 тонн	мм	530
Промывочные трубы	м	300
Тип резьбы на буровой колонне	дюйм	4 1/2

Поскольку длина saniруемого дюкера газопровода $L=2323$ м значительно превышает штатную комплектацию бурового комплекса буровыми трубами, установка ННБ доукомплектовывается буровыми трубами до необходимой протяженности.

В качестве буровой колонны используются буровые трубы:

Ø по телу трубы	Ø по замкам трубы
140 мм	170 мм
89 мм	105 мм
73 мм	83 мм

буровые трубы разного диаметра соединяются между собой по средствам специальных переходников.

Общая технологическая длина трубы Primus-Line равна 2373м (с учетом технологического запаса – 50м).

Точка входа буровой штанги в существующий дюкер расположена на правом берегу реки Обь.

Угол захода буровой штанги в дюкер относительно горизонта определяется исходя их существующего положения дюкера на выходе относительно горизонта.

Точка выхода буровой штанги расположена на левом берегу реки Обь. Угол выхода буровой штанги определяется исходя из существующего положения дюкера на выходе относительно горизонта.

Протягивание трубы Primus-Line предусмотрено в один проход на длину 2323 м.

Труба намотана на транспортный барабан (рис. 4.12). Барабан устанавливается на левом берегу.

Труба Primus-Line соединяется соединительным узлом с буровой штангой и по средством электропривода барабана труба сматывается с барабана по

опорно-направляющим роликам и подается в существующий дюкер для протаскивания.



Рис. 4.12 - Транспортный барабан

4.5.1 Технологическая последовательность выполняемых операций

Технологический комплекс выполняемых операций по протаскиванию трубопровода Primus-Line с помощью установки ННБ предусматривает выполнение следующих видов работ:

- устройство основания под буровую установку;
- монтаж буровой установки;
- монтаж вспомогательного технологического оборудования;
- установка основания и барабана с трубой Primus-Line;
- проталкивание буровой штанги через существующий дюкер;
- установка опорно-направляющих роликов и роликовых венцов;
- монтаж тяговой головки и соединение буровой штанги соединительным узлом с трубой Primus-Line;
- протаскивание в существующий дюкер трубы Primus-Line;
- монтаж стыковочного узла на правом берегу (соединительной муфты Primus-Line);
- компенсация продольного расширения путем подачи воздуха;

- монтаж стыковочного узла на левом берегу (соединительной муфты Primus-Line).
- испытание дюкера после протаскивания трубы Primus-Line и монтажа стыковочных узлов.
- демонтаж технологического оборудования.

Размещение и монтаж основного бурового и вспомогательного технологического оборудования на строительных площадках должны осуществляться по месту, согласно плану.

Для обеспечения устойчивости и во избежание перекосов буровую установку необходимо заякорить четырьмя трубами Ø 530мм от сдвига и опрокидывания в процессе проталкивания буровой штанги и протаскивания трубопровода. Погружение труб производить вибротолотом.

4.5.2 Устройство шламоприемников

Для исключения возможности загрязнения береговых участков реки при производстве протаскивания трубопровода необходимо на правом и левом берегах устроить шламоприемники для сбора растекающегося бентонитового раствора.

От входного и выходного прямков в шламоприемники проложить отводящие трубопроводы Ду 100 мм (в зависимости от рельефа местности возможно применить самоперетекание из прямка в шламоприемник), со шламовыми насосами для отвода бентонитового раствора.

Шламоприемники для сбора бентонитового раствора, представляют собой земляные амбары, стенки и дно шламоприемников необходимо выложить полиэтиленовой пленкой, для исключения фильтрации бентонитового раствора в грунт и защиты почвы от загрязнения. Края пленки необходимо закрепить грунтом, месторасположение шламоприемников определяется на месте производства работ с учетом рельефа местности.

Шламоприемники разрабатываются бульдозером и экскаватором.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		96

4.5.3 Система ориентирования

Фактическая траектория движения буровых штанг при проталкивании и протаскивании трубопровода контролируется путем периодического измерения угла наклона и азимута, которыми определяется положение оголовка. Соответствующие измерения производятся системой позиционирования при горизонтально-направленном бурении Digi Trak Eclipse™ IGPS®.

Система Digi Trak Eclipse™ IGPS® представляет собой усовершенствованную систему управления установками ННБ, быстро и точно выдающую информацию по управлению процессом бурения. Система SST™ выводит на экран азимут положения бурового инструмента и информирует машиниста о значительных промежуточных отклонениях (в градусах) от запланированной трассы бурения для проведения оперативных корректировок.

При помощи приёмника Eclipse и дистанционного дисплея машинист видит параметры расположения и глубины залегания бурового инструмента в режиме реального времени. На экране портативного компьютера графически воспроизводятся изменения положения бурового инструмента. При этом одновременно приводится сечение и вид сверху бурового канала с указанием значительных отклонений от трассы.

SST™ – система мониторинга оборудована компасом и показывает положение головки по отношению к азимуту в степени и предоставляет оператору данные о боковом смещении в суженном коридоре для быстрого рулевого корректирования.

Данные измерений выполненных с помощью измерительного зонда, передаются на поверхность по кабелю, проходящему внутри колонны бурильных труб или по сигналу от беспроводного зонда.

Таким образом, за положением буровой головки ведется постоянный контроль, и оператор буровой установки имеет возможность в любой момент откорректировать намечающиеся отклонения.

4.5.4 Проталкивание буровой колонны в существующий дюкер

Существующий дюкер $\text{Ø}219 \times 11 \text{ мм}$ представляет собой направляющую трубу, по которой проталкивают буровые трубы.

Продольный профиль существующего дюкера представляет собой кривую, состоящую из сопрягаемых между собой прямолинейных и криволинейных участков, с определенными радиусами (Приложение 2).

Буровая колонна имеет достаточную гибкость, для того чтобы свободно пройти по изгибам существующего дюкера.

Для обеспечения плавного продвижения буровой колонны в полости существующего дюкера, а так же для защиты внутренней полости от повреждений, торец буровой колонны оснащается сферической заглушкой. При проталкивании буровой колонны в существующий дюкер подается бентонитовый раствор (рис.4.13).

Для контроля тяговых усилий при протаскивании трубы Primus-Line, в момент проталкивания каждой буровой трубы буровой колонны со штатных приборов – динамометров буровой установки, снимаются показания тягово-толкающих усилий и заносятся в специальный журнал. Данные показания отражают тяговые усилия необходимые для вытягивания буровой колонны без трубы Primus-Line (холостой ход), которые будут являться нулевыми для контроля тяговых усилий при протаскивании трубы Primus-Line.

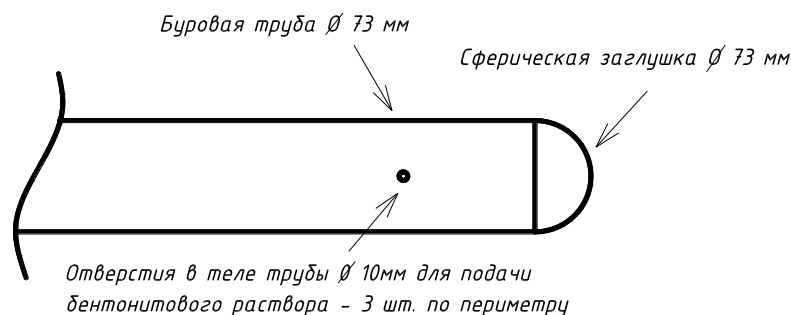


Рис. 4.13 - Схема оголовка буровой колонны

4.5.5 Узел крепления буровой колонны с трубой Primus-Line

Для протаскивания трубы Primus-Line в существующий дюкер конец трубы Primus-Line необходимо оснастить тяговой головкой (рис.4.14).



Рис. 4.14 - Наконечник с тяговой головкой

Перед установкой тяговой головки трубу Primus-Line необходимо раскроить по специальному шаблону (рис. 4.15). Шаблоны для раскройки трубы и тяговая головка Ду 150 предоставляются поставщиком трубы Primus-Line. Раскроенный рукав вставить между пресс-конусом и втулкой конуса и затянуть ходовым винтом с моментом затяжки 700 Нм. Затем навинтить серьгу с резьбой и законтрить винтом.

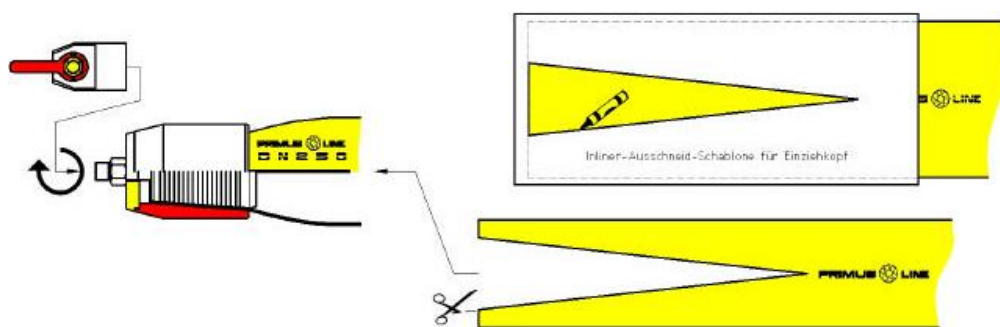


Рис. 4.15 - Схема установки тяговой головки

Подготовленная труба Primus-Line установленная на барабан, с помощью тяговой головки крепится к концу буровой колонны. Для исключения перекручивания трубы Primus-Line при протаскивании между буровой колонной и тяговой головкой устанавливается вертлюг.

4.5.6 Протаскивание трубы Primus-Line в существующий дюкер

Барабан с трубой Primus-Line устанавливается на специально подготовленную площадку (рис. 4.18). Барабанная тележка Primus-Line оснащена специальным узлом привода (механического или электрического), с помощью которого на барабанной тележке гибкий трубопровод наматывается и разматывается.

Поскольку стандартными климатическими условиями для трубы Primus-Line являются температура от -10 до +40°C и относительная влажность воздуха 0-95 % в холодный период года предусматривается установка барабанной тележки Primus-Line в специальной отапливаемой палатке.

При втягивании облицовочного рукава необходимо исключить возможность повреждения втягиваемой гибкой трубы при переходе в котлован и старую трубу. Для этого применяются направляющие ролики (рис. 4.19), а также непосредственно на входе и выходе трубопровода Primus-Line устанавливается роликовый венец (рис. 4.20).



Рис.4.18 - Полимерный рукав, намотанный на барабан



Рис.4.20 - Втягивание полимерного рукава

Направляющие ролики также предназначены для максимального согласования угла подачи трубы Primus-Line с реконструируемым дюкером.

Перед вводом гибкой полимерной трубы осуществляется визуальный контроль её состояния. Риски, царапины и плоскостные выемки на наружном слое допустимы до 30 % минимальной толщины стенки наружного слоя. Трубы с выходящими за эти пределы повреждениями вводить нельзя.

Затем осуществляется ввод трубы Primus-Line в старую трубу с помощью установки ННБ (рис. 4.23).

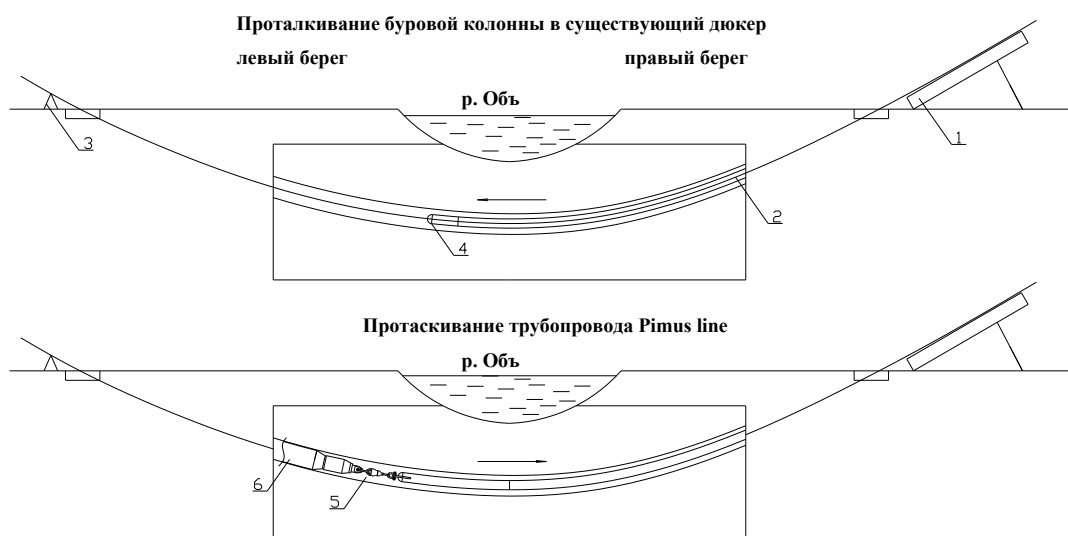


Рис. 4.23 - Общая схема организации работ: 1 – установка ННБ; 2 – буровая колонна; 3 – направляющие ролики; 4 – оголовок буровой

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

колонны; 5 – блок крепления буровой колонны с тяговой головкой Primus Line; 6 – труба Primus Line

Скорость протаскивания трубы Primus-Line не должна превышать 15 м/мин., а тяговое усилие составлять не более 100 кН

Работа установки ННБ при протаскивании трубы Primus-Line носит циклический характер, так как при вытягивании буровой колонны на себя, необходимо демонтировать буровые трубы. После демонтажа очередной буровой трубы тяговое усилие прикладывают плавно до начала движения трубы Primus-Line, при этом необходимо постоянно контролировать тяговое усилие.

Протаскивание гибкого трубопровода осуществляется вытягиванием буровой колонны «на себя», до момента, когда тянущая головка на 3 м. выходит из конца трубопровода на поверхность в точке входа буровой штанги в существующий дюкер.

При протаскивании трубы Primus-Line, для снижения тяговых усилий, за счет уменьшения силы трения между трубой Primus-Line и стенками существующего дюкера применяется бентонитовый раствор. Бентонитовый раствор подается в полость существующего дюкера по средствам штатного оборудования бурового комплекса. Бентонитовый раствор по буровым трубам подается до отверстий в оголовке буровой колонны.

При протаскивании необходимо постоянно контролировать тяговое усилие протаскивания, надежный предел прочности трубы Primus-Line при длительном растяжении составляет 10т, максимальная кратковременная нагрузка может составлять около 15 т. (по данным производителя предел прочности на растяжение составляет 60т.).

Контроль тяговых усилий при протаскивании трубы Primus-Line осуществляется штатными приборами – динамометрами бурового комплекса. Оборудование бурового комплекса позволяет плавно наращивать силу тяги. При подаче тягового усилия необходимо учитывать тяговые усилия необходимые для вытягивания буровой колонны без трубы Primus-Line (холостой ход). Данные тяговых усилий заносятся в специальный журнал.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		102

Во время протаскивания должна быть налажена надежная радиосвязь между персоналом.

Вытягивание трубы Primus-Line необходимо осуществить на расстояние 15-20 м от среза восстанавливаемого дюкера для компенсации продольного растяжения.

После протаскивания необходимо провести контрольный осмотр трубы Primus-Line в точке выхода на наличие повреждений. Допустимы стертости и продольные риски глубиной, составляющей 50% от толщины наружного защитного покрытия.

4.5.7 Монтаж соединителей Primus-Line

Для стыковки трубы Primus-Line со стальным трубопроводом в начале и в конце санированного участка устанавливаются соединитель Primus-Line по технологии прессованного соединения. Соединитель состоит из сердцевины, вставляемой внутрь хвостовика трубы Primus-Line, и наружной пресс-муфты, надвигаемой над хвостовиком трубы Primus-Line на сердцевину снаружи. К пресс-муфте приварен на внутреннюю сторону деформирующийся стальной лист.

Соединительные муфты устанавливаются таким образом, чтобы весь полимерно-тканевой рукав был заключен в saniруемый дюкер, т.к. труба Primus-Line рассчитана только на усилие внутреннего давления, а не на восприятие внешних нагрузок. Поэтому, перед установкой соединительных муфт необходимо отрезать излишки трубы Primus-Line. Длина выступающих концов для установки соединительных муфт должна составлять— 50см.

В процессе запрессовки, под давлением впрессовывается смола, которая вдавливают стальной лист, а вместе с ним и хвостовик трубы Primus-Line, в контуры сердцевины. После затвердевания смолы образуется прочное и надежное соединение. Пресс-муфта приваривается непосредственно к старой трубе через глухой центрирующий фланец. На приварной конец сердцевины

при помощи сварки монтируются временные заглушки для проведения испытаний.

Шаг I: Насадка соединителя

Наружную втулку надвинуть на шланг приблизительно на 400 мм. Сердечник соединителя слегка смазать тавотом, насадить кольцо круглого сечения и вдавить сердечник в рукав.

Наружную втулку надвинуть на сердечник соединителя и рукав и с помощью насаживателя протянуть до конца рукава.

Шаг II: Запрессовка соединителя

Двухкомпонентную смолу смешать по указаниям изготовителя и заправить в пресс-цилиндр, после чего вставить пресс-поршень без пробки для выпуска воздуха так, чтобы смола выступила из воздуховыпускного отверстия.

Навинтить пробку и крышку на пресс-цилиндр. Высоконапорный рукав с насадкой прикрутить к плоской пресс-масленке на наружной пресс-муфте. Высоконапорным насосом нагнетать смолу в наружную пресс-муфту соединителя, пока не установится макс. давление в 300 бар. Для того чтобы смола полностью затвердела, продолжительность выдержки под давлением должна составлять не менее 24 часов. На этом процесс запрессовки заканчивается.

В качестве смолы использовать исключительно кабельную смолу Scotchcast™ № 1471N.

4.5.8 Подготовка бурового раствора

Буровой раствор приготавливается из сухого бентонита (при необходимости с добавлением полимерных добавок) и воды в смесительной установке. Компонентный состав раствора и его вязкость уточняются и корректируются на месте производства работ.

Вода для приготовления бентонитового раствора забирается с р.Обь.

Расчет количества сухого бентонита и раствора, его компонентный состав и вязкость выполняется с учетом химического состава воды в р.Обь.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		104

Потребность в объеме бентонитового раствора уточняется при производстве работ.

Бентонитовый раствор является нетоксичным, не оказывает негативного воздействия на окружающую среду. Бентонит имеет гигиенические заключения, выданный Министерством Здравоохранения Российской Федерации, а также протоколы токсикологической экспертизы.

Хранение сыпучих материалов и химических реагентов предусмотрено в закрытом помещении с гидроизолированным настилом.

Перевозка материалов и химических реагентов должны производиться специальным автотранспортом и в специальной таре, исключающей их попадание в окружающую среду.

Применение экологически малоопасных рецептур бурового раствора обеспечивает снижение отрицательного воздействия бурового раствора на окружающую среду до минимума;

Разливы на почву бурового раствора и химических реагентов должны быть исключены.

4.5.9 Контроль качества при ННБ

Присоединение каждой буровой штанги к буровому ставу во избежание возникновения аварийных ситуаций, должно сопровождаться тщательным осмотром всей поверхности буровой трубы и особенно резьбовых соединений. В результате осмотра, буровые трубы, имеющие трещины и сколы на теле трубы и резьбовых соединениях, бракуются и не применяются при производстве работ. Отбраковке также подлежат искривленные трубы и трубы с неотчетливым переходом основного тела трубы в замковую часть.

Во время проходки оператор контролирует угол наклона, положение относительно азимута по соответствующим приборам. При необходимости следует производить корректировку. Показания системы навигации снимаются

через каждые 5 метров проходки. На их основе строится фактическая траектория проходки.

Усилие проходки и протаскивания рабочего трубопровода контролируется по величине давления на манометре гидросистемы подачи масла в гидроцилиндры проходческой установки. Гидравлические параметры промывочной жидкости (давление, расход) контролируются по показаниям манометров, установленных на напорных линиях.

					Технологическая часть	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Технико-экономическое обоснование проведения работ

В качестве конкретного примера нами был исследован подводный переход магистрального газопровода – отвод на г. Колпашево $D_H=219$ мм, $L=2463$ м (нижняя нитка). Этот дюкер был построен в начале 90-х годов прошлого века. Сейчас же необходимо провести работы по восстановлению рабочего состояния рассматриваемого подводного перехода в рамках проекта газификации России, и в частности газификации г. Колпашево.

До недавнего времени все изношенные аварийные или находящиеся в предельном состоянии дюкеры можно было отремонтировать следующими способами:

1. переукладкой с заменой трубы;
2. заменой дефектного участка при подъеме трубопровода над водой;
3. по технологии «труба в трубе»;
4. с использованием ремонтных камер для устранения дефектов.

В настоящее время используется новый метод для ремонта дюкеров – санация трубопровода полимерным рукавом.

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Панишев А.А.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Гончаров Н.В.						107	153
Рук. ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Для данного проекта целевой рынок – газодобывающие и транспортирующие компании, такие как ПАО «Газпром», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО Новатэк, ПАО «Лукойл».

Сегментация рынка добычи газа в России по газодобывающим предприятиям представлена в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

		Отрасль	
		Газо-нефтедобывающие предприятия	Транспортирующие предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	Новатэк		Газпром		Лукойл		Сургут-нефтегаз
--	---------	--	---------	--	--------	--	-----------------

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений.

Анализ конкурентных решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести сравнительный анализ технического решения и выявить критерии, по которым оно уступает конкурентным. Данный анализ помогает оценить недостатки решения и учесть их для его совершенствования. В таблице 5.2 приведена оценочная карта для проведения ремонта методом - санации старого неклеевым полимерным рукавом Primus-Line и по традиционной технологии – прокладка нового дюкера.

Таблица 5.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б санац.	Б трад.	К санац	К трад.
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Повышение производительности труда пользователя	0,1	4	4	0,75	0,6
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	0,75	0,5
2. Надежность	0,15	5	5	0,5	0,5
4. Безопасность	0,15	5	5	0,5	0,5
5. Энергоэкономичность	0,1	5	3	0,75	0,45
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,15	5	2	1,0	0,5
2. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	3	0,25	0,15
3. Финансирование научной разработки	0,05	4	4	0,2	0,2
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	0,2	0,2
Итого	1	42	34	4,9	3,6

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,9, в то время альтернативная разработка всего 3,6, в результате чего видно, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет весомое преимущество.

5.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды научно-исследовательского проекта, который помогает составить структурированное описание конкретной ситуации, и на основании этого

описания можно сделать выводы. То есть это метод первичной оценки текущей ситуации, основанный на рассмотрении её с четырёх сторон: SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Таблица 5.3 – Матрица SWOT

<p>Факторы SWOT</p>	<p>Сильные стороны проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Заявленная ресурсоэффективность и ресурсосбережение новой разработки 4. Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах) 5. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. 	<p>Слабые стороны проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 2. Отсутствие бюджетного финансирования 3. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования 4. Риски повышения износа или выхода из строя оборудования 5. Отсутствие прототипа научной разработки
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла 2. Появление спроса на продукт 	<p>Высокая прочность материала и более низкая стоимость производства может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить конкурентоспособность других разработок.</p>	<p>При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы ремонта магистральных газопроводов.</p>
<p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Изменение законодательства 2. Развитая конкуренция технологий производства 	<p>Повышение конкурентных преимуществ разрабатываемых материалов. Сравнительно низкая затратность проекта, представляет возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к</p>

		невозможности получения сертификации.
--	--	---------------------------------------

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Эти соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (таблица 5.4). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 5.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	0	+	-
	B2	+	+	+	+	+
Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	-	-	+	+
	У2	0	+	+	-	0
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	+	+	+	+	-
	B2	-	-	-	-	+
Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	-	-	+	-	-
	У2	+	+	+	+	+

Таблица 5.5 – SWOT-анализ.

Факторы SWOT	Сильные стороны проекта: 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Заявленная ресурсоэффективность и	Слабые стороны проекта: 1.Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 2. Отсутствие бюджетного финансирования
---------------------	--	---

	<p>ресурсосбережение новой разработки</p> <p>4. Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах)</p> <p>5. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p>	<p>3. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования</p> <p>4. Риски повышения износа или выхода из строя оборудования</p> <p>5. Отсутствие прототипа научной разработки</p>
<p>Возможности:</p> <p>1. Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла</p> <p>2. Появление спроса на продукт</p>	<p>Высокая прочность материала и более низкая стоимость производства может вызвать спрос на нее проектирования может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. (B2,C3,C5)</p> <p>Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить конкурентоспособность других разработок (B1,C1,C2,C4).</p>	<p>При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы ремонта магистральных газопроводов (B1,Сл.1,Сл.2,Сл.3,Сл.4)</p>
<p>Угрозы:</p> <p>1. Изменение законодательства</p> <p>2. Развитая конкуренция технологий производства</p>	<p>Повышение конкурентных преимуществ разрабатываемых материалов (У2,С4,С5). Сравнительно низкая затратность проекта, представляет возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация. (У1,С2,С3).</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта (У2,Сл.1,Сл.4,Сл.5). Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации (У1,Сл.3).</p>

По результатам SWOT-анализа можно сделать вывод, что у разрабатываемого проекта сильных сторон больше чем слабых, и, изучая возможные угрозы, выяснилось, что технологии конкурентоспособны.

5.2 Планирование выполнения работ

5.2.1 Структура работ

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и исполнитель. Составим

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		112

перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (таблица 6).

Таблица 5.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор темы исследований	2	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
	3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель, исполнитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующих технологий проведения строительных работ	Исполнитель
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
	8	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, исполнитель
	9	Оформление пояснительной записки	Исполнитель
	10	Разработка презентации и раздаточного материала	Исполнитель

Определение трудоемкости выполнения работ

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

определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

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

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка технического задания:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} = \frac{3 * 1 + 2 * 3}{5} = 1,8 \text{ чел} - \text{дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

5.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма

Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}}$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

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

Все рассчитанные значения сводим в таблицу 5.7

Таблица 5.7 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ	Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ожг}$, чел-дни	$T_{ki} = T_{pi} * k_{кал}$
Подбор и изучение материалов по теме	10	13	11,2	13,67
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	2,2
Выбор алгоритма исследований	5	7	5,8	7,07
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	5,12
Анализ существующих методов строительства	10	15	12	14,64
Проведение теоретических расчетов и обоснование	10	14	11,6	14,15
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	4,6
Определение целесообразности проведения процесса	3	5	3,8	4,6
Оформление пояснительной записки	12	17	14	17,1
Разработка презентации и раздаточного материала	5	7	5,8	7,1

Таблица 5.8 – Календарный план-график проведения исследования по теме

№ работ	Вид работы	Исполнители	Тк _i Кал.дн.	Продолжительность выполнения работ													
				Февр.		март			апрель			май			июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	17	■													
2	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3		■												

3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель исполнитель	4																	
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель исполнитель	3																	
5	Анализ существующих методов	Исполнитель	18																	
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	17																	
7	Оценка результатов исследования	Руководитель исполнитель	3																	
8	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель исполнитель	3																	
9	Оформление пояснительной записки	Исполнитель	21																	
10	Разработка презентации и раздаточного материала	Исполнитель	9																	

5.3 Расчет материальных затрат НТИ

Таблица 5.9 – Материальные затраты на проведение мероприятия по варианту I

Наименование материала	ед. измерения	Норма расхода материала, нат. ед	Всего понадобится материала, нат.ед	Цена за единицу, руб/нат.ед	Стоимость материалов, руб
1	2	3	4	5	6
Раздел 1. Подготовка дюкера					
Ручная электродуговая сварка на трассе одиночных труб Ду 200 мм электродами с основным покрытием, толщина стенки: 11 мм	1 км ТП		2,32		6 421 609,02
Трубы стальные с заводской трех слойной изоляцией, марка стали 17ГС1	т	48,35	112,32	57 000,00	6 402 071,85
Шлифкруги	шт	1,92	4,46	37,00	165,03
Щетки кольцевые проволочные	шт	4,32	10,04	35,00	351,24

Электроды с основным покрытием класса Э42А диаметром 3 мм	т	0,02	0,05	18 000,00	919,91
Электроды с основным покрытием класса Э50А диаметром 3 мм	т	0,13	0,30	18 000,00	5 435,82
Пиломатериалы хвойных пород. Брусья обрезные длиной 4-6,5 м, шириной 75-150 мм, толщиной 150 мм и более, III сорта	м3	1,73	4,02	3 151,49	12 665,18
Предварительный подогрев стыков труб Ду 200 мм при сварке на трассе, толщина стенки: 11 мм	1 стык		211,00		481,08
Пропан-бутан, смесь техническая	кг	0,19	40,09	12,00	481,08
Контроль гамма-дефектоскопом на трассе качества сварных соединений труб: Ду 200 мм, толщиной до 11 мм	1 стык		211,00		27 008,00
Пленка радиографическая рулонная	м	1,28	270,08	100,00	27 008,00
Изоляция термоусаживающимися манжетами типа "Capusa" вручную стыков изолированных труб: Ду 300 мм	1 стык		211,00		234 396,01
Уайт-спирит	т	0,00	0,02	18 300,00	386,13
Ветошь	кг	0,02	3,80	3,90	14,81
Праймер эпоксидный	кг	0,04	8,44	58,00	489,52
Песок природный для строительных работ: средний	м3	0,00	0,63	380,45	240,82
Пропан-бутан, смесь техническая	кг	0,21	44,31	12,00	531,72
Манжета термоусадочная для изоляции трубопровода из труб с заводской изоляцией Ду 200 мм	шт	1,00	211,00	1 103,00	232 733,00
Предварительное гидравлическое испытание трубопроводов условным диаметром: 300 мм	100 м ТП		23,40		65 206,81
Кислород технический газообразный	м3	1,26	29,48	15,60	459,95
Шлифкрути	шт	0,15	3,51	37,00	129,87
Щетки кольцевые проволочные	шт	0,59	13,81	35,00	483,21
Электроды с основным покрытием класса Э42А диаметром 2,5 мм	т	0,00	0,01	18 000,00	168,48
Электроды с основным покрытием класса Э42А диаметром 3 мм	т	0,00	0,03	18 000,00	547,56
Электроды с основным покрытием класса Э50А диаметром 3 мм	т	0,00	0,07	18 000,00	1 305,72
Вода	м3	9,83	230,02	28,00	6 440,62
Плиты сборные железобетонные	шт	0,33	7,72	7 200,00	55 598,40

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		118

Пропан-бутан, смесь техническая	кг	0,26	6,08	12,00	73,01
Итого по разделу 1 Подготовка дюзера					6 748 700,92
Раздел 2. Устройство подъездной дороги					
Земля	т		2 912,00	291,76	849 605,12
Итого по разделу 2 Устройство подъездной дороги					849 605,12
Раздел 5. Устройство монтажных площадок и демонтаж					
Устройство и демонтаж площадки № 1 (в точке забуривания)					
Отсыпка площадки грунтом бульдозером	1000 м3 грунта		2 104,00		613 863,04
Стоимость грунта	т	1,00	2 104,00	291,76	613 863,04
Отсыпка площадки песком бульдозером	1000 м3 грунта		1 315,00		500 291,75
Песок	м3	1,00	1 315,00	380,45	500 291,75
Укладка полотен НСМ	100 м2		9,00		41 310,00
Пиломатериалы хвойных пород. Доски обрезные длиной 4-6.5 м, шириной 75-150 мм, толщиной 25 мм III сорта	м3	0,06	0,54	1 500,00	810,00
НСМ	100м2	100,00	900,00	45,00	40 500,00
Трубы стальные электросварные прямошовные и спирально-шовные больших диаметров группы А и Б с сопротивлением по разрыву 38 кгс/мм2 наружный диаметр 426 мм толщина стенки 12 мм	м		20,00	2 808,39	56 167,80
Укладка железобетонных плит плит	100 м3 сборных ж/б плит		1,83		857 592,79
Плиты сборные железобетонные	м3	100,00	183,10	4 683,74	857 592,79
Блоки железобетонные фундаментные	м3	1,00	5,50	4 121,41	22 667,76
Демонтаж фундаментных блоков	100 шт. сборных констр-й		0,08		469,72
Бетон тяжелый, крупность заполнителя 10 мм, класс В 12,5 (М150)	м3	0,57	0,05	1 590,04	72,25
Раствор готовый кладочный цементный, марка 100	м3	3,34	0,27	1 489,30	397,46
Извлечение труб Ду 426*14	1 т		2,85		97,44
Кислород технический газообразный	м3	0,79	2,26	15,60	35,30
Ацетилен газообразный технический	м3	0,16	0,45	138,00	62,14
Устройство и демонтаж площадки № 2 (в точке выхода бура)					
Отсыпка площадки грунтом бульдозером	1000 м3 грунта				34 573,56
Стоимость грунта	т		118,50	291,76	34 573,56
Итого по разделу 5 Устройство монтажных площадок и демонтаж					2 127 033,86

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 119
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

Раздел 6. Устройство временных амбаров (на двух берегах)					
Устройство экрана из полиэтиленовой пленки	100 м2 экрана		40,18		43 790,75
Пиломатериалы хвойных пород. Доски обрезные длиной 4-6.5 м, шириной 75-150 мм, толщиной 25 мм III сорта	м3	0,06	2,41	1 500,00	3 615,75
Пленка полиэтиленовая 0,2-0,5 мм	м2	100,00	4 017,50	10,00	40 175,00
Погрузка на автомобили-самосвалы экскаваторами с ковшем вместимостью 1 (1-1,2) м3, гв:	1000 м3 грунта		1,43		17,05
Щебень из природного камня для строительных работ марка 800, фракция 20-40 мм	м3	0,03	0,04	396,50	17,05
Итого по разделу 6 Устройство временных амбаров (на двух берегах)					43 807,80
Раздел 7. Площадка монтажа дюкера					
Отсыпка площадки грунтом бульдозером	1000 м3 грунта				34 573,56
Стоимость грунта	т		118,50	291,76	34 573,56
Укладка жб плит под роликовые опоры	100 м3 сборных ж/б плит		0,80		375 046,83
Песок природный для строительных работ средний	м3	2,53	2,02	380,45	769,16
Плиты сборные железобетонные	м3	100,00	79,91	4 683,74	374 277,66
Погрузка на автомобили-самосвалы экскаваторами с ковшем вместимостью 1 (1-1,2) м3, гв:	1000 м3 грунта		12,34		146,75
Щебень из природного камня для строительных работ марка 800, фракция 20-40 мм	м3	0,03	0,37	396,50	146,75
Итого по разделу 7 Площадка монтажа дюкера					409 767,14
Раздел 8. Прокладка дюкера методом ННБ					
Протаскивание плети в скважину	плеть		1,00		73 088 289,66
Стоимость бентонита	тн	1 314,12	1 314,12	49 968,93	65 665 170,29
Стоимость кальцинированной соды	тн	28,64	28,64	7 098,00	203 286,72
Стоимость КМЦ Габроза	тн	11,45	11,45	50 395,00	577 022,75
Стоимость Прайммуд	тн	11,45	11,45	567 046,90	6 492 687,01
Стоимость каустической соды	тн	11,45	11,45	13 111,17	150 122,90
Итого по разделу 8 Прокладка дюкера методом ННБ					73 088 289,66
ИТОГО					83 267 204,50

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 120
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 5.10 – Материальные затраты на проведение мероприятия по варианту II

Наименование материала	ед. измерения	Норма расхода материала, нат. ед	Всего понадобится материала, нат.ед	Цена за единицу, руб/нат. ед	Стоимость материалов, руб
1	2	3	4	5	6
Раздел 2. Устройство подъездной дороги					
Земля	т		2 912,00	291,76	849 605,12
Итого по разделу 2 Устройство подъездной дороги					849 605,12
Раздел 5. Устройство монтажных площадок и демонтаж					
Устройство и демонтаж площадки № 1 (в точке забуривания)					
Отсыпка площадки грунтом бульдозером	1000 м3 грунта		2 104,00	291,76	613 863,04
Стоимость грунта	т	1,00	2 104,00	291,76	613 863,04
Отсыпка площадки песком бульдозером	1000 м3 грунта		1 315,00	380,45	500 291,75
Песок	м3	1,00	1 315,00	380,45	500 291,75
Укладка полотен НСМ	100 м2		9,00	1 545,00	41 310,00
Пиломатериалы хвойных пород. Доски обрезные длиной 4-6,5 м, шириной 75-150 мм, толщиной 25 мм III сорта	м3	0,06	0,54	1 500,00	810,00
НСМ	100м2	100,00	900,00	45,00	40 500,00
Трубы стальные электросварные прямошовные и спирально-шовные больших диаметров группы А и Б с сопротивлением по разрыву 38 кгс/мм2 наружный диаметр 426 мм толщина стенки 12 мм	м		20,00	2 808,39	56 167,80
Укладка железобетонных плит плит	100 м3 сборных железобетонных плит		1,83	4 683,74	857 592,79
Плиты сборные железобетонные	м3	100,00	183,10	4 683,74	857 592,79
Блоки железобетонные фундаментные	м3	1,00	5,50	4 121,41	22 667,76
Демонтаж фундаментных блоков	100 шт. сборных конструкций		0,08	45 720,11	469,72
Бетон тяжелый, крупность заполнителя 10 мм, класс В 12,5 (М150)	м3	0,57	0,05	1 590,04	72,25
Раствор готовый кладочный цементный, марка 100	м3	3,34	0,27	1 489,30	397,46
Извлечение труб Ду 426*14	1 т		2,85	153,60	97,44
Кислород технический газообразный	м3	0,79	2,26	15,60	35,30

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Ацетилен газообразный технический	м3	0,16	0,45	138,00	62,14
Устройство и демонтаж площадки № 2 (в точке выхода бура)					
Отсыпка площадки грунтом бульдозером	1000 м3 грунта				34 573,56
Стоимость грунта	т		118,50	291,76	34 573,56
Итого по разделу 5 Устройство монтажных площадок и демонтаж					2 127 033,86
Раздел 6. Устройство временных амбаров (на двух берегах)					
Устройство экрана из полиэтиленовой пленки	100 м2 экрана		40,18	1 510,00	43 790,75
Пиломатериалы хвойных пород. Доски обрезные длиной 4-6.5 м, шириной 75-150 мм, толщиной 25 мм III сорта	м3	0,06	2,41	1 500,00	3 615,75
Пленка полиэтиленовая 0,2-0,5 мм	м2	100,00	4 017,50	10,00	40 175,00
Погрузка на автомобили-самосвалы экскаваторами с ковшем вместимостью 1 (1-1,2) м3, гв:	1000 м3 грунта		1,43	396,50	17,05
Щебень из природного камня для строительных работ марка 800, фракция 20-40 мм	м3	0,03	0,04	396,50	17,05
Итого по разделу 6 Устройство временных амбаров (на двух берегах)					43 807,80
Раздел 7. Площадка монтажа дюкера					
Отсыпка площадки грунтом бульдозером	1000 м3 грунта			291,76	34 573,56
Стоимость грунта	т		118,50	291,76	34 573,56
Укладка жб плит под роликовые опоры	100 м3 сборных ж/б плит		0,80	5 064,19	375 046,83
Песок природный для строительных работ средний	м3	2,53	2,02	380,45	769,16
Плиты сборные железобетонные	м3	100,00	79,91	4 683,74	374 277,66
Погрузка на автомобили-самосвалы экскаваторами с ковшем вместимостью 1 (1-1,2) м3, гв:	1000 м3 грунта		12,34	396,50	146,75
Щебень из природного камня для строительных работ марка 800, фракция 20-40 мм	м3	0,03	0,37	396,50	146,75
Итого по разделу 7 Площадка монтажа дюкера					409 767,14
Раздел 8. Протаскивание кевларовой трубы					
Протаскивание кевларовой трубы в кожух Ду200мм установкой наклонно-направленного бурения с тяговым усилием 100-200 тс для трубопроводов условным диаметром 200-600 мм	1 м		2 323,00	4 900,00	11 382 700,00
кевларовая труба (вкл. поставку, установку оборудования)	м	1,00	2 323,00	4 900,00	11 382 700,00

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Лист

122

иприисоединение к трубопроводу)						
Итого по разделу 8 Прокладка дюкера методом ННБ						11 382 700,00
ИТОГО						14 812 913,92

5.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

Таблица 5.11 – Расчет амортизационных отчислений по I варианту

Наименование объекта основных фондов	Кол-во	Балансовая стоимость, руб					
		одного объекта	всего	Норма времени на проведение всего мероприятия, маш.час	Срок использования, мес	Амортизация в час (166,08 среднемесячная норма по 2008 году), руб	Сумма амортизационных отчислений, руб
1	2	3	4	5	6	7	8
Проходческая буровая установка с комплектом вспомогательного оборудования HDD TI Drill 350	1	226 105 320	226 105 320	795	83	16 403	13 041 787
Бульдозер Д355Аз Камацу	4	15 427 908	61 711 632	641	84	1 106	708 873
Экскаватор Хитачи EX-400	2	8 693 626	17 387 252	57	23	2 276	129 727
Автокран КС-45715	4	2 474 329	9 897 316	626	51	292	182 871
Трубоукладчик Д355Сз Камацу	4	13 082 866	52 331 464	667	84	938	625 507
Наполнительно-опрессов. агрегат	1	466 100	466 100	714	38	74	52 732
Сварочный агрегат, Агрегат сварочный АС-4 на базе трактора К-700Т-02 с/х	2	2 224 975	4 449 950	635	85	158	100 084
Автосамосвалы (гр. 15 т) "КрАЗ"	10	1 901 136	19 011 360	752	18	636	478 235
Автозаправщик	1	1 630 000	1 630 000	623	58	169	105 422
Полевая лаборатория РМЛ-2В	1	1 452 500	1 452 500	689	114	77	52 858
Автоцистерна для	1	1 980 000	1 980 000	420	57	209	87 846

питьевой воды							
Шламовый насос, произв. не менее 50м ³	2	50 466	100 932	743	24	13	9 407
Шламовый насос ВШН-150	1	68 400	68 400	743	24	17	12 750
Насос для забора воды КМ 50-30	1	7 100	7 100	430	24	2	766
Вахтовая машина "Урал"	1	1 392 246	1 392 246	724	30	279	202 309
Центратор наружный Ду200	5	11 580	57 900	540	79	1	477
Центратор наружный Ду400	5	16 820	84 100	329	79	1	422
ИТОГО						15 792 073	

Таблица 5.12 – Расчет амортизационных отчислений по варианту II

Наименование объекта основных фондов	Кол-во	Балансовая стоимость, руб		Норма времени на проведение всего мероприятия, маш. час	Срок использования, мес	Амортизация в час (166,08 среднемесячная норма по 2008 году), руб	Сумма амортизационных отчислений, руб
		одного объекта	всего				
Проходческая буровая установка с комплектом вспомогательного оборудования HDD TI Drill 350	1	226 105 319,84	226 105 319,84	157,17	83,00	16 402,70	2 577 957,74
Бульдозер ДЗ55Аз Камацу	4	15 427 908,00	61 711 632,00	641,00	84,00	1 105,89	708 873,02
Экскаватор Хитачи ЕХ-400	2	8 693 626,00	17 387 252,00	57,00	23,00	2 275,91	129 727,08
Автокран КС-45715	4	2 474 329,00	9 897 316,00	626,00	51,00	292,13	182 870,76
Наполнительно-опресов. агрегат	1	466 100,00	466 100,00	714,00	38,00	73,85	52 732,26
Сварочный агрегат, Агрегат сварочный АС-4 на базе трактора К-700Т-02 с/х	2	2 224 975,00	4 449 950,00	267,00	85,00	157,61	42 082,36
Автосамосвалы (гр. 15 т) "КрАЗ"	10	1 901 136,00	19 011 360,00	752,00	18,00	635,95	478 234,81
Автозаправщик	1	1 630 000,00	1 630 000,00	580,00	58,00	169,22	98 145,47
Автоцистерна для питьевой воды	1	1 300 000,00	1 300 000,00	420,00	57,00	137,33	57 676,71
Шламовый насос, произв. не менее 50м ³	2	50 466,00	100 932,00	743,00	24,00	12,66	9 407,17
Насос для забора воды КМ 50-30	1	7 100,00	7 100,00	430,00	24,00	1,78	765,95

Вахтовая машина "Урал"	1	1 392 246,00	1 392 246,00	724,00	30,00	279,43	202 309,35
ИТОГО							4 540 782,68

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонтас учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 5.13 и 5.14 по данным 2021 года

Таблица 5.13 – Расчет заработной платы на проведения мероприятия по варианту I

Должность	Ед. измерения	Кол-во	Разряд	Норма времени на ед.	Итого время, час	Часовая тарифная ставка, руб	Зароботная плата с учетом надбавок, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
Раздел 1. Подготовка дюкера							
Эл. сварщик	чел.час	4	6	298,79	1195,16	72,38	86 505,68
машинист т/укладчика	чел.час	2	6	258,4	516,8	80,89	41 803,95
Дефектоскопист	чел.час	2	6	0,7	1,4	70,5	98,70
Изолировщик	чел.час	3	5	0,49	1,47	65,92	96,90
Монтажник	чел.час	3	2	107,29	321,87	38,04	12 243,93
Раздел 2. Устройство подъездной дороги							
Машинист	чел.час	1	6	15,85	15,85	80,89	1 282,11
Раздел 3. Подготовительные работы							
Машинист	чел.час	1	6	39,88	39,88	71,47	2850,2236
Разнорабочий	чел.час	3	4	4,73	14,14	38,04	537,99
Раздел 4. Техническая рекультивация							
Машинист	чел.час	1	6	14,26	14,26	71,47	1019,1622
Раздел 5. Устройство монтажных площадок и демонтаж							
Машинист	чел.час	1	6	283	283	71,47	4 263,79
Стропальщик	чел.час	2	6	336,62	673,24	56,22	37 849,55
Разнорабочий	чел.час	1	4	10,47	10,47	38,04	398,28
Раздел 6. Устройство временных амбаров (на двух берегах)							
Машинист	чел.час	1	6	74,28	74,28	80,89	6 008,51
Разнорабочий	чел.час	2	4	5,78	11,56	38,04	439,74
Стропальщик	чел.час	2	4	6,4	9,17	56,22	515,78
Раздел 7. Площадка монтажа дюкера							
Машинист	чел.час	1	6	153,32	153,32	71,47	10 957,78
Стропальщик	чел.час	2	4	301,79	603,58	56,22	33 933,27
Раздел 8. Прокладка дюкера методом ННБ							
Оператор бурильной установки	чел.час	4	6	2 802,36	11 209,45	94,09	1 054 697,34
ИТОГО							1 295 502,69

Таблица 5.14 – заработной платы на проведения мероприятия по варианту II

Должность	Ед. измерения	Кол-во	Разряд	Норма времени на ед.	Норма времени на проведение всего мероприятия	Часовая тарифная ставка, руб	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
Раздел 2. Устройство подъездной дороги							
Машинист	чел.час	2	6	15,85	31,7	71,47	2 265,60
Итого по разделу 2 Устройство подъездной дороги		2 265,60					
Раздел 3. Подготовительные работы							
Машинист	чел.час	1	6	1,43	4,28	71,47	305,8916
Разнорабочий	чел.час	3	4	4,73	14,14	38,04	537,8856
Яма для захоронения лесосечных отходов							
Машинист	чел.час	1	6	29,98	5,1	80,89	412,539
Итого по разделу 3 Подготовительные работы		1 256,32					
Раздел 4. Техническая рекультивация							
Машинист	чел.час	1	6	2,59	31,12	71,47	2224,1464
Итого по разделу 4 Техническая рекультивация		2 224,15					
Раздел 4. Устройство монтажных площадок и демонтаж							
Устройство и демонтаж площадки № 1 (в точке забуривания)							
Машинист	чел.час	5	6	38,82	194,12	71,47	13 873,78
Стропальщик	чел.час	8	4	31,72	253,73	56,22	13 748,10
Разнорабочий	чел.час	2	4	10,47	29,84	38,04	1 135,09
Устройство входных приемков							
Машинист	чел.час	2	6	1,57	3,14	71,47	224,4158
Устройство и демонтаж площадки № 2 (в точке выхода бура)							
Машинист	чел.час	2	6	1,82	3,64	71,47	260,1508
по разделу 5 Устройство монтажных площадок и дем		29 241,54					
Раздел 6. Устройство временных амбаров (на двух берегах)							
Машинист	чел.час	6	6	53,4	320,4	71,47	22 898,99
Разнорабочий	чел.час	4	4	58,0125	232,05	38,04	8 827,18
Стропальщик	чел.час	2	4	6,4	9,17	56,22	515,78
разделу 6 Устройство временных амбаров (на двух		32 241,95					
Раздел 7. Площадка монтажа дюкера							
Машинист	чел.час	9	6	98,12111	883,08999	71,47	63 114,44
Стропальщик	чел.час	4	4	47,6125	190,45	56,22	10 707,10
Итого по разделу 7 Площадка монтажа дюкера		73 821,54					
Раздел 8. Протаскивание кевраловой трубы							
Монтажник	чел.час	5	6	1 848,00	1 848,00	71,47	132 076,56
Оператор буровой установки	чел.час	4	6	1068,943	4 275,77	94,09	402 307,39
Итого по разделу 8 Прокладка дюкера методом ННБ		534 383,95					
ИТОГО		675 435,04					

5.3.5 Расчет страховых взносов

- Величина страховых взносов – 30%
- платежи на страхование от несчастного случая, ставка – 2,5%.

Отчисления во внебюджетные фонды для строительство нового дюкера:

$$1\ 295\ 502,69 \cdot 32,5/100 = 421\ 038,374 \text{ руб.}$$

Отчисления во внебюджетные фонды для ремонта методом санации:

$$675\,435,04 \cdot 32,5/100 = 219\,516,388 \text{ руб.}$$

5.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}}$$

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

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

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл1}} &= (83\,267\,205 + 15\,792\,073 + 1\,295\,503 + 421\,038,374) \cdot 0,16 \\ &= 16\,124\,132 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл2}} &= (14\,812\,914 + 4\,540\,783 + 674\,436 + 219\,516,388) \cdot 0,16 \\ &= 3\,239\,623,9 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Заключительный сравнительный анализ методов ремонта представлен втаблице 5.15.

Таблица 5.15 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб	
	Строительство нового дюкера методом ННБ	Ремонт старого дюкера, методом санации полимерным рукавом Primus-Line
Материальные затраты (на специальное оборудование при выполнении работ)	83 267 205	14 812 914
Затраты на оплату труда	1 295 503	675 436
Отчисления на социальные нужды (32,5% от ФОТ)	421 038,374	219 516,388
Амортизационные отчисления	15 792 073	4 540 783
Итого основные расходы	100 775 819	20 248 649,4
Накладные расходы (16% от основных)	16 124 132	3 239 623,9
Всего затраты на мероприятие	116 899 951	23 488 274

5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

5.4.1 Определение интегрального финансового показателя

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}},$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{max}} = \frac{116\,899\,951}{116\,899\,951} = 1$$

Для 2-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{max}} = \frac{23\,488\,274}{116\,899\,951} = 0,2$$

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a,$$

где I_m^a – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		128

устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 5.16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1. Актуальность рассматриваемой проблемы	0,15	5	5
2. Спрос проекта	0,25	4	5
3. Эффективность проекта	0,25	4	5
4. Наличие квалифицированного персонала	0,15	3	3
5. Привлечение сторонних специалистов	0,1	3	3
6. Доступность нормативно-правовой базы	0,1	5	5
Итого	1	4,0	4,5

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп1} = 5*0,15 + 4*0,25 + 4*0,25 + 3*0,15 + 3*0,1 + 5*0,1 = 4,0;$$

$$I_{p-исп2} = 5*0,15 + 5*0,25 + 5*0,25 + 3*0,15 + 3*0,1 + 5*0,1 = 4,5;$$

5.4.2 Расчет интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки

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

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

$$I_{исп.1} = \frac{4,0}{1} = 4,0$$

$$I_{исп.2} = \frac{4,5}{0,2} = 22,5$$

5.4.3 Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки

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

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{исп_min}}$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = \frac{4,0}{4,0} = 1$$

$$\mathcal{E}_{ср2} = \frac{22,5}{4,0} = 5,625$$

Таблица 5.17 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,2
2	Интегральный ресурсоэффективности разработки	4,0	4,5
3	Интегральный показатель эффективности	4,0	22,5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	5,625

Вывод: сравнение затрат на проведение мероприятий, представленных в таблице 5.15 показывают, что более эффективным вариантом решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является исполнение II варианта. А также сравнение эффективности проведения исследования по каждому исполнению показало экономическую целесообразность реализации работ с помощью метод санации старого дюкера полимерным рукавом Primus-Line, имеющего самый высокий показатель ресурсоэффективности $I_p=4,5$. (Исп. 2)

Таким образом, в рамках данного раздела ВКР была проведена оценка затрат строительство нового дюкера методом ННБ и ремонт старого дюкера, методом санации полимерным рукавом Primus-Line. Рассчитан ориентировочный бюджет на проведение ремонтных работ с позиции ресурсосбережения и сравнительной эффективности разработки.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		131

6 Социальная ответственность

Работы по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода включают работу с источниками вредного и опасного воздействия на человека. Для снижения угрозы жизни сотрудника и окружающей среды, требуется постоянное улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

В работе рассматриваются новые методы ремонта подводных переходов магистральных трубопроводов. Рассматриваемые в данной работе методы ремонта подводных переходов могут быть использованы как для газопроводов, так и для нефтепроводов.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является капитальный ремонт подводного перехода магистрального газопровода – отвод на г. Колпашево. Потенциальным пользователем разрабатываемого решения является ПАО «Газпром»

Рабочая зона: климат в районе работ резко-континентальный с суровой зимой и жарким летом

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: ручная электродуговая сварка на трассе одиночных труб Ду 200 мм электродами с основным покрытием; Изоляция термоусаживающимися манжетами типа "Canusa"; трубы стальные с заводской трех слойной изоляцией, марка стали 17ГС1; электроды, щетки стальные.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: перекачка газа по системе магистральных нефтепроводов.

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Панишев А.А.</i>				Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						132	153
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работодатель несет социальную ответственность за работников, выполняющих работу согласно трудовому договору.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [21]: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней [22].

Рабочей зоной являются полевые условия на участке магистрального газопровода с подводным переходом. Эргономические требования к рабочему месту на рассматриваемых площадках регламентируются системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.2.033-78 [23] при выполнении работ стоя.

При ремонтных работах используется большое число крупногабаритных машин и оборудования, поэтому важно обеспечение безопасности и эффективности работы системы «человек - машина». Для этого оборудование, используемое при работах, производится и комплектуется согласно ГОСТ EN 894-1-2012 [22].

Капитальный ремонт подводного перехода магистрального газопровода по большей части выполняются работы в положении стоя ГОСТ

12.2.033-78 [23], при этом обеспечивается прямое и свободное положение корпуса тела работающего.

6.2 Производственная безопасность

В процессе трудовой деятельности на человека могут влиять вредные и опасные производственные факторы. К вредным относят факторы, вызывающие заболевания, к опасным – травмы.

В таблице 6.1 представлены опасные и вредные факторы на рабочем месте линейного трубопроводчика. На подготовительном этапе выполняется доставка и подготовка необходимого оборудования и специалистов, разработка ремонтной зоны подводного перехода. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [24].

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте линейного трубопроводчика (подводный переход магистрального газопровода – отвод на г. Колпашево $D_n=219$ мм, $L=2463$ м (нижняя нитка)).

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Подготовительный этап	Ремонт подводного перехода	
1. Повышенный уровень шума;	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [25]
2. Повышенный уровень общей вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [26]
3. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [28]

Таблица 6.2 – предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест.

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	331,5	633	1125	2250	5500	11000	22000	44000	88000	
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей	1100	887	779	772	668	665	663	661	559	70
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей (пассажиров) легковых автомобилей	993	779	770	663	558	555	552	550	449	60
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала тракторов, самоходных шасси, строительно-дорожных и других аналог. машин	1107	995	887	882	778	775	773	771	669	80

Основными характеристиками шума являются частотный спектр интенсивности звука и звуковое давление

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные вкладыши);
- соблюдение режима труда и отдыха;

- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

2. Повышенный уровень общей вибрации

Одним из основных источников вибрации при проведении ремонтно-восстановительных работ подводного перехода является крупногабаритная техника и дробеструйная установка для очистки трубопровода.

Длительное воздействие вибрации высоких уровней на организм человека приводит к развитию преждевременного утомления, снижению производительности труда, росту заболеваемости и нередко к возникновению профессиональной патологии – вибрационной болезни. Одним из основных ее синдромов является вестибулопатия, которая проявляется главным образом вестибуло-вегетативными расстройствами: головокружением, головными болями, гипергидрозом и т. д.

Допустимые значения параметров транспортной, транспортно-технологической и технологической вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [26]. При превышении локальной вибрации на рабочем месте установленного уровня вводится ограничение времени ее воздействия:

- при превышении предельно допустимого уровня (ПДУ) до 3 дБ длительность воздействия ограничивается 120-160 минутами
- до 6 дБ – 60-80 мин;
- до 9 дБ – 30-40 мин;
- до 12 дБ – 15-40 мин;
- при превышении более 12 дБ запрещается проводить работы и применять оборудование, генерирующее такую вибрацию.

Вибрация от дробеструйной установки не превышает 4 дБ, таким образом, время непрерывной работы с установкой ограничивается 60-80 мин.

Индивидуальные СИЗ от вибрации согласно [25, 26]: виброизолирующая обувь, подметки и специальные стельки, прокладки и вкладыши, а также специализированные рукавицы и перчатки.

Коллективная защита от вредного воздействия вибрации осуществляется путем установки агрегатов в индивидуальных укрытиях, применением конструктивных мер снижения уровней вибрации, уменьшением времени контакта с вибрирующими поверхностями.

Защита от вибрации также обеспечивается балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов и устройством виброгасящих опор и фундаментов.

3. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.

Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по ГОСТ 12.1.005-88 в соответствии категорией работ [28].

Связанные с отклонениями микроклимата негативные последствия:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работающие на открытой территории в условиях болот в летний период должны быть обеспечены специальной одеждой, обувью, средствами защиты рук, головы, лица и глаз, а также средствами для защиты от насекомых.

Работающие в зимний период должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, обувью, перчатками. Также работники должны иметь возможность периодически находиться в теплом помещении.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 6.3 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40

Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

Согласно ГОСТ 12.1.005-88, рабочее место находится в IV климатическом поясе (регион IB) и по уровню теплозащитных свойств относится к 3 классу защиты.

Для профилактики переохлаждения необходимы индивидуальные средства защиты: теплозащитное белье и одежда с подкладками, перчатки, шапки, теплая обувь.

Коллективными мерами защиты от переохлаждения являются помещения для обогрева и нормирование труда на открытом воздухе.

4 Запыленность и загазованность рабочей зоны

Повышенная загазованность рабочей зоны связана с испарениями нефти или других токсичных веществ, находящихся в котловане, а также с выхлопами двигателей работающей техники. 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).

В большинстве случаев эти газы являются ядовитыми, оказывающими сильное токсическое действие на организм человека. Свойства их определяются химической структурой и агрегатным состоянием. Ядовитые вещества проникают в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожный покров. На участки кожи яды могут оказывать локальное болезненное воздействие

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.

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.

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

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ.

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

В летнее время года, работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща.

Наиболее типичные травмы, которые работник может получить: укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися. Наиболее распространенная травма — это укус энцефалитного клеща.

При укусе клеща следует его немедленно удалить вместе с хоботком, который удаляется как заноза, место укуса обработать настойкой йода. Сообщить об укусе старшему по работе и незамедлительно обратиться в пункт серопрфилактики для введения иммуноглобулина.

6 Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего.

Работы по ремонту подводного перехода магистрального газопровода используют различные машины и агрегаты, поэтому на ремонтируемом участке может возникнуть опасность для человека со стороны движущихся машин и механизмов.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81 [32], ограждение

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		140

имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях. Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2003-91 [29].

7 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Источниками электрического тока являются используемая крупногабаритная техника, электростанция и компрессор. Конструкция электроустановок должна соответствовать условиям их эксплуатации и обеспечивать защиту персонала от соприкосновения с токоведущими и движущимися частями, а оборудование – от попадания внутрь посторонних твердых тел и воды [30].

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [33]. Наиболее опасным считается переменный ток с частотой 50 Гц.

В целях избегания возникновения опасных ситуаций предусмотрены необходимые меры безопасности:

- оборудование, трубопроводы, применяемые на производстве, полностью герметичны;
- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 [34].

6.3 Экологическая безопасность

Для защиты атмосферы, гидросферы и литосферы от негативного антропогенного воздействия используются следующие основные меры.

1. Защита селитебной зоны

Согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [35] объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [36]) – 1000 м.

Источником загрязнения являются бытовые отходы производства. Обязанности и меры стимулирования снижения НВОС:

- Составляется программа производственного экологического контроля (ПЭК);
- Вносится плата за НВОС (за исключением размещения твердых коммунальных отходов);
- Источники НВОС, оснащаются автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов и сбросов загрязняющих веществ, концентрации загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи такой информации в государственный фонд данных государственного экологического мониторинга;
- В обязательном порядке разрабатывается и утверждается программа повышения экологической эффективности;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		142

- Разрабатываются нормативы образования отходов и лимиты на их размещение.

2. Защита атмосферы

Атмосферный воздух рабочей зоны должно соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21 [37].

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

3. Защита гидросферы

При ремонте подводного перехода магистрального газопровода соблюдаются требования к охране подземных в соответствии с ГОСТ 17.1.3.06-82. [38] и поверхностных вод (ГОСТ 17.1.3.13-86 [39]).

Для предупреждения загрязнения гидросферы строго соблюдаются правила утилизации бытовых и химических отходов, осуществляется контроль сточных вод.

Для защиты поверхностных вод предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки;
- Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках;

									Лист
									143
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Социальная ответственность				

- очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей.

4. Защита литосферы

Технологическое загрязнение почвы и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель, а также засорение почвы производственными отходами, является крайне опасным явлением, угрожающим флоре, фауне и здоровью населения, поэтому предусмотрен комплекса мероприятий по охране литосферы [37].

В подготовительный период обустраивается сеть временных дорог и проездов, оптимально обусловленная, с учетом возможного сокращения протяженности перевозок. Работы по их строительству выполняются до выхода строительной техники на трассу, с соблюдением экологических требований и природоохранных мероприятий:

- После окончания строительных работ на месте ликвидируемых временных сооружений производится очистка территории.
- На этапе технической рекультивации земель после окончания строительства газопровода и сопутствующих сооружений должна проводиться уборка строительного мусора (по всей территории отвода земель).

Каждый этап подлежит обязательной документации.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [41].

В районе проведения работ возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:

- Природные катастрофы (наводнения, экстремально пониженные температуры, метель);
- Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.);

- Техногенные аварии (аварии с выбросом химически опасных веществ, разгерметизация линейной части нефтепровода, возгорание горюче-смазочных веществ)

Наиболее распространенной ЧС при капитальном ремонте подземного перехода магистрального газопровода является разрыв газопровода.

При возникновении аварии на газопроводе возможны:

- Истечение газа под высоким давлением в окружающую среду, смешиваясь с воздухом газы образуют облако взрывоопасной смеси;
- загазованность территории;

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П-III - зоны, расположенные вне зданий, сооружений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества.

Порядок действий в результате возникновения ЧС на магистральных газопроводах и меры по ликвидации проводятся в следующей организационно-технологической последовательности:

1. Сообщить немедленно о происшествии по связи диспетчеру ЛЛПУ МГ и в управление речпорта;
2. Принять все меры по остановке судов или других плавучих средств на реке через диспетчера речпорта.
3. Уточнить у источника информации характер, размеры и место аварии, время обнаружения, обстановку на местности и на реке;
4. Убедитесь в достоверности информации;
5. Немедленно оповестить об аварии: диспетчера ЦДС; диспетчера речпорта; руководство ЛПУ МГ
6. После перекрытия кранов береговой «гребенка», стравливания газа из аварийного участка. определения места и масштаба аварии, по усмотрению руководителя работ включается в работу неповрежденная нитка подводного перехода, газопровод заполняется и включается в работу.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		145

7. Определить способы и объемы восстановительных работ в русле реки с привлечением специализированных организаций, составить план производства восстановительных работ.

Класс возможного пожара по виду горючего вещества - пожары газов (С). Взрывоопасная зона 2-го класс - зона, в которой при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования.

К первичным средствам пожаротушения относятся переносные и передвижные огнетушители, оборудование пожарных кранов, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.). По виду применяемого огнетушащего вещества огнетушители подразделяют на:

- водные (ОВ);
- порошковые (ОП);
- пенные,
- газовые, которые подразделяются на:
 - а) углекислотные (ОУ);
 - б) хладоновые (ОХ); комбинированные.

Вывод по разделу

В данном разделе были проанализированы возможные вредные и опасные факторы, которые способны нанести ущерб здоровью человека и окружающей среде. Соблюдение необходимых мер безопасности позволит снизить влияние данных факторов на здоровье работника и предупредить возникновение ЧС. Также нужно особое внимание уделить вопросам экологической безопасности, так как в процессе ремонтно-восстановительных работ на газопроводе оказывается значительное влияние на окружающую среду.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		146

Работы по ремонту подводного перехода магистрального газопровода включают работу с источниками вредного и опасного воздействия на человека. К ним относятся повышенный уровень шума, повышенный уровень общей вибрации, производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего, запыленностью и загазованностью рабочей зоны, повреждениями в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися, движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования, а также факторы, связанные с электрическим током.

Категория помещения по электробезопасности согласно ПУЭ: 2-ая категория – помещения с повышенной опасностью.

- Повышенное содержание влаги в воздухе (свыше 75,0 %).
- Покрытие пола проводит электроток (железобетон, металл, земля и т.д.).

При использовании метода ремонта «труба в трубе» с разрушением старого трубопровода с напряжением питания 380 В относится к I категории согласно ПУЭ. В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу по электробезопасности не ниже III

По уровню энергозатрат категория работ по ремонту подводного перехода магистрального газопровода – III – работы, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П– III и взрывоопасной зоне 2-й класса.

Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009 – (А) Повышенная взрывопожаро-опасность. Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		147

более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.

С целью обеспечения безопасности сотрудника производится контроль за источниками негативного воздействия, за соблюдением основных правил и использованием индивидуальных и коллективных средств защиты. Также все сотрудники должны регулярно проходить проверку знаний правил безопасности и поведения в ЧС.

Наибольшее негативное воздействие на окружающую среду оказывается при разгерметизации газопровода и истечении газов 2 – класса опасности.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		148

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе были рассмотрены основные методы ремонта подводных переходов магистральных трубопроводов, их технология, достоинства и недостатки. На конкретном участке – подводный переход магистрального газопровода через р. Обь, отвод на г. Колпашево, рассмотрен комплекс мероприятий и специфика работ по восстановлению работоспособного состояния дюкера методом санации неклеевым полимерным рукавом Primus-Line.

Из преимуществ рассмотренного метода стоит отметить:

- короткий срок выполнения работ;
- отсутствие отрицательного воздействия на окружающую среду;
- возможность не прерывать движение судов;
- длительный (от 50 лет и выше) срок службы отремонтированного дюкера.

При выполнении дипломной работы были выполнены необходимые расчеты, учтены требования по охране окружающей среды, охране труда и безопасности жизнедеятельности. Проведен экономический анализ стоимости работ при строительстве нового дюкера и санации старого рукавом Primus-Line. Анализ показывает, что строительство нового дюкера обходится в несколько раз санации.

Следовательно, внедрение такой технологии восстановления старых трубопроводов позволит, как значительно повысить эффективность ремонта подводных переходов, так и снизить затраты на проведение организационно-технических мероприятий.

Рассматриваемые в данной работе методы ремонта подводных переходов могут быть использованы как для газопроводов, так и для нефтепроводов.

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	Панишев А.А.				Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Гончаров Н.В.						149	153
<i>Рук. ООП</i>	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

Список используемых источников

1. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / К.А. Забела, В.А. Красков, В.М. Москвич, А.Е. Сощенко – М.: «Недра – Бизнесцентр», 2001. -195 с.ВСН 006-89. «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Сварка». Миннефтегазстрой;
2. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В.А. Березин, К.Е. Рашепкин и др.- М.: Недра, 1978. -364 с.;
3. Нефтегазовое строительство/И.И.Мазур, В.Д.Шапиро – М.:Изд-во ОМЕГА-Л, 2005. – 774с.;
4. Нормативная инструкция Primus Line «Гибкий полимерный рукав для бестраншейного ремонта напорных трубопроводов»;
5. Проект производства работ «Санация дюкера через р.Обь»;
6. Результаты визита делегации менеджеров ООО «ТомскТрансГаз» фирмы «E.ON Ruhrgas AG»;
7. Санация дюкеров методом полимерного рукава/К.Фомин// «Строительный инжиниринг» - 2005. №5;
8. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин. - М.: Недра, 1995. – 246 с.;
9. Акт испытания образцов "гибкий полимерно-тканевый рукав" / Фрайбергский институт газовых технологий – 2004;
10. Магистральные нефтегазопроводы / Зубарев В.Г. – Тюмень 1998 г.;
11. Оценка безопасности состояния подводных магистральных трубопроводов/С.С. Медведев// «Газовая промышленность» – 2006, №4;
12. Эксплуатация подводных переходов магистральных газопроводов // «Газовая промышленность» – 2004, №12;

					Обеспечение работ по выполнению капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода через реку Обь на примере объекта, расположенного в Томской области					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	Список используемых источников					
<i>Разраб.</i>	Панишев А.А.							<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Гончаров Н.В.								150	153
<i>Рук. ООП</i>	Брусник О.В.							Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

13. Особенности диагностического обследования ППМГ /В.Н. Шалагин, А.Н. Дриллиантов// «Газовая промышленность» – 2005, №10;
14. Ремонтные камеры для устранения дефектов подводных трубопроводов /В.А. Александров// «Газовая промышленность» – 2005, №10;
15. Бестраншейная технология восстановления трубопроводов /В.Н. Белобородов, А.Н. Ли, В.Т. Савченко// «Газовая промышленность» – 2005, №8;
16. Подводные переходы МГ: диагностика и ремонт /В.В. Салюков// «Газовая промышленность» – 2004, №12;
17. Внутритрубное обследование неравнопроходных подводных переходов/ В.А. Александров, С.С. Фасенко, А.В. Мостовой, Р.Н. Хасанов// «Газовая промышленность» – 2004, №4;
18. Основные направления диагностического обследования магистральных газопроводов /В.Н. Дедешко, В.В.Салюков// «Газовая промышленность» - 2006, №8;
19. Правила эксплуатации МГ;
20. Справочник работника газовой промышленности;
21. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);
22. ГОСТ EN 894-1-2012 Безопасность машин. Эргономические требования к оформлению индикаторов и органов управления. Часть 1. Общие руководящие принципы при взаимодействии оператора с индикаторами и органами управления
23. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
24. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

25. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

26. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

27. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

28. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

29. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

30. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

31. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

32. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

33. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

34. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

35. Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 N 6 (ред. от 13.09.2018) «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей».

36. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»

37. СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» На основании Федерального закона от 30.03.1999 N 52-ФЗ "О санитарно-

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		152

эпидемиологическом благополучии населения" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, N 14, ст.

38. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (с изменениями на 26 июня 2021 года).

39. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

40. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

41. ГОСТ Р 53692-2009. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов.

42. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		153