

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»

УДК _ 622.691.4.053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Филиппов Максим Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Доктор экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты освоения ООП

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	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)
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	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)
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	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)
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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	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».
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	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».
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	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 нефтепродукто-перекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов».

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) _____ (Дата) Брусник О.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Филиппову Максиму Николаевичу

Тема работы:

Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(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.).</i>	Газопровод-отвод к ГРС -1 Томск. Основные характеристики: Протяженность-10км; Диаметр-530; Рабочее давление 5,4Мпа; Транспортируемая среда –природный газ.
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Провести аналитический обзор современных методов реконструкции газопровода и выбрать наиболее оптимальную технологию применительно к объекту исследования. Выбор трубопроводной продукции и оборудования. Рассмотреть основные работы по реконструкции магистрального газопровода, методом наклонно-направленного бурения. Рассчитать затраты на выполнение основных видов работ.</p>
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, таблицы.</p>
--	--------------------------

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Гасанов М. А.
«Социальная ответственность»	Мезенцева И.Л.

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</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	Рудаченко А.В.	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Филиппов Максим Николаевич		

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

Студенту:

Группа 3-2Б7А	ФИО Филиппову Максиму Николаевичу
-------------------------	---

Школа Уровень образования	ИШИТР Бакалавриат	Отделение (НОЦ) Направление/специальность	ОАР Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
-------------------------------------	-----------------------------	---	--

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Распределение сметной стоимости объема капитальных вложений Литературные источники;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Методические указания по разработке раздела;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Налоговый кодекс РФ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1. Затраты на оборудование 2. Расходы на оплату труда
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	1. Расчёт стоимости материалов 2. Расчёт оплаты труда 3. Расчет отчисления на социальные нужды 4. Расчет суммы амортизационных отчислений
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	1. Затраты на проведения организационно-технического мероприятия
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции	
2. SWOT-анализ	
3. Расчет материальных затрат НТИ	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Доктор экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Филиппов Максим Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Филиппов Максим Николаевич

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

Тема ВКР:

Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»

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> линейная часть магистрального газопровода. <i>Область применения:</i> газопровод-отвод к ГРС-1 г. Томска <i>Климатическая зона:</i> климат умеренно-континентальный, циклический. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> 1. газопровод-отвод к ГРС-1 г. Томска, Ø530x9 с рабочим давлением 5.5 МПа протяженность 11,5 км <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> очистка газопровода от изоляции, прокол под дорогой с применением установки горизонтального бурения.</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). ГОСТ 34027-2016 Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения. ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Нормы проектирования СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов. Техническое диагностирование.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>-Анализ выявленных опасных и вредных производственных факторов.</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; – Превышение уровней шума на рабочем месте – Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – Повреждения в результате контакта с насекомыми. – Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. <p>Взрывоопасность и пожароопасность</p>

	<p>Опасные факторы:</p> <p>1. 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).</p> <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>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на селитебную зону: отходы производства.</p> <p>Воздействие на литосферу: утечка вредных веществ в почву, нарушение правил утилизации отходов производства.</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы вредных паров веществ.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС: Пожары и взрывы; Аварии с выбросом взрывоопасных веществ;</p> <p>Наиболее типичная ЧС: аварии с выбросом взрывоопасных веществ в рабочую зону.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Филиппов Максим Николаевич		

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 (бакалавриат) 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 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи слушателем выполненной работы:	
---	--

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2021	<i>Введение</i>	5
26.02.2021	<i>Обзор литературы</i>	20
08.03.2021	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
24.03.2021	<i>Теоретические основы технологических расчетов на прочность</i>	15
29.04.2021	<i>Анализ документации по теме ВКР</i>	20
14.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2021	<i>Заключение</i>	5
10.06.2021	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рудаченко А.В.			

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 137 с., 30 рис., 18 табл., 48 источников.

Ключевые слова: газопровод, земляные работы, наклонно направленное бурение, огневые работы, очистка газопровода, гидравлическое испытание.

Объектом проектирования является капитальный ремонт линейной части магистрального газопровода.

Цель работы – проект капитального ремонта линейной части магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс».

Дан анализ существующих технологий бестраншейной прокладки трубопроводов для проектируемого участка ремонта обоснована технология с применением наклонно направленного бурения. Выполнены необходимые расчеты, подтверждающие надежность эксплуатации ремонтируемого газопровода, а также приведены разделы, необходимые для безопасного производства ремонта газопровода с обеспечением требуемого уровня надежности.

					Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Реферат		
<i>Разраб.</i>		Филиппов М.А.					
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						9	137
					Отделение нефтегазового дела Группа3-2Б7А		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие сокращения:

- ГО – газопровод-отвод;
- ГРС – газораспределительная станция;
- ГСМ – горюче-смазочные материалы;
- ИГЭ – инженерно-геологический элемент;
- КНВ – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода противвсплытия;
- ЛПУМГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов;
- ЛЧ – линейная часть;
- МГ – магистральный газопровод;
- МТН – микротоннелирования;
- МТР – материально-технические ресурсы;
- ННБ – наклонно-направленное бурение;
- НТД – нормативно-техническая документация;
- ПОС – проект организации строительства
- ПП – подводный переход;
- ППР – проект производства работ;
- СДТ – соединительные детали трубопроводов;
- ТТР – температура точки росы;
- УПР – унифицированные проектные решения по капитальному ремонту магистральных газопроводов ПАО «ГАЗПРОМ».

					Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Филиппов М.А.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					10	137
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа3-2Б7А		

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

- ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения.
- ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
- ГОСТ 33935-2016 Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Безопасные для здоровья человека условия. Микроклимат. Контроль.
- ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Нормы проектировании.
- ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
- ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов.
- ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность.
- МР 2.2.8.0017-10 Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года.
- СТО. Газпром 2-3.5-051-2010 Правила эксплуатации МГ.
- Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
- СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
- ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

- СанПиН 2.1.6.1032-01 Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.
- ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
- ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
- ГОСТ Р 53692-2009. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов.
- ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.
- ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
- СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов. Техническое диагностирование.
- ГОСТ 33935-2016 Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Безопасные для здоровья человека условия. Микроклимат. Контроль.
- Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).
- ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Оглавление

Введение.....	15
1 Общая часть	17
1.1 Основание для разработки проекта капитального ремонта газопровода.....	17
1.2 Краткая характеристика трассы газопровода-отвода и места производства ремонта	19
1.3 Отводимые земли.....	23
2 Анализ существующих технологий, техники и организации	25
3 Расчетная часть.....	35
3.1 Классификация трубопровода	35
3.2 Исходные данные для расчета.....	35
4 Технологическая часть.....	38
4.1 Технология и организация выполнения работ.....	38
4.2 Подготовка газопровода к ремонту.....	39
4.3 Демонтаж дефектных участков газопровода-отвода.....	42
4.4 Укладка газопровода-отвода.....	43
4.5 Производство работ по бестраншейной прокладке газопровода при пересечении с автомобильной и железной дорогой	45
4.6 Расчет параметров перехода при прокладке труб способом наклонно-направленного бурения.....	51
4.7 Исходные данные для расчета тягового усилия	52
4.8 Буровое оборудование.....	52
4.9 Буровой комплекс «Tidril 350».....	54
4.10 Производство огневых работ на линейной части магистрального газопровода	57
4.11 Подготовка линейной части газопроводов.....	60
4.12 Общие требования при проведении огневых работ	63
4.13 Огневые работы на линейной части газопроводов.....	65
4.14 Сварочно-монтажные работы	71
4.15 Завершающие работы	72
4.16 Очистка внутренней полости и гидроиспытание ремонтируемых участков газопровода-отвода.....	73

					Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Оглавление		
Разраб.		Филиппов М.А.					
Руковод.		Рудаченко А.В.					
Рук. ООП		Брусник О.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						13	137
					Отделение нефтегазового дела Группа3-2Б7А		

4.17	Изоляционные работы и противокоррозионная защита газопровода-отвода.....	80
4.18	Электрохимическая защита	81
4.19	Транспортные работы.....	82
5	Контроль за строительными работами, применяемыми материалами. Приемка в эксплуатацию капитально отремонтированного газопровода	84
5.1	Методы осуществления контроля за качеством работ.....	84
5.2	Контроль качества выполнения подготовительных работ	86
5.3	Контроль качества земляных работ	86
5.4	Контроль качества сварочных работ.....	87
5.5	Контроль качества изоляционных работ	91
6	Система АСУ, телемеханики и связи	93
6.1	Общие сведения о системе.....	93
6.2	Цели, назначение и области использования системы	93
6.3	Состав функций, реализуемых системой ТМ	95
6.4	Технологическая связь	97
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	99
7.1	Потенциальные потребители результатов исследования	99
7.2	Анализ конкурентных технических решений с позиции.....	100
7.4	SWOT – анализ.....	102
7.5	Планирование научно-исследовательских работ	103
7.6	Определение трудоемкости выполнения работ	103
7.7	Разработка графика проведения научного исследования	104
7.8	Бюджет научно-технического исследования	106
7.9	Основная заработная плата исполнителей темы	107
7.10	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	110
7.11	Накладные расходы	110
7.12	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	111
7.13	Определение ресурсоэффективности проекта	111
8	Социальная ответственность	115
	Заключение.....	131
	Список использованной литературы	132

Введение

Тысячи километров трубопроводов пересекают материки. Они проектируются, строятся и испытываются согласно с жесткими стандартами, строительными нормами и правилами. Очень важно сохранить в процессе эксплуатации необходимые характеристики и показатели, для того чтобы обеспечить безопасные и надежные поставки транспортируемого продукта.

Конструкции газопроводов, несмотря на кажущуюся простоту, находятся под действием комплекса нагрузок вероятностного характера, подвержены воздействиям окружающей среды. При эксплуатации газопроводов возможны экстремальные ситуации в результате изменения гидрогеологии, микроклимата и связанных с ними деформаций грунта и силовых воздействий. Бывают отклонения от необходимых требований при выполнении строительных работ и эксплуатации строительной техники. Все это приводит к нерасчетным напряжениям, возможным перегрузкам и недопустимым деформациям конструкции. Следует учесть, что согласно нормам, газопроводы рассчитывают на прочность по предельному состоянию, что существенно уменьшает запас прочности [1].

Магистральные газопроводы относятся к ответственным сооружениям, рассчитанным на сравнительно долгий срок службы. Выход таких конструкций из строя из-за разрушения в буквальном смысле этого слова является редким событием. Обычно потеря работоспособности газопровода – результат постепенного накопления повреждений, которые, достигнув определенного значения, начинают препятствовать нормальной эксплуатации газопровода с расчетными параметрами. Для предотвращения аварийных ситуаций приходится снижать давление в газопроводе, что приводит к уменьшению

					Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Филиппов М.А.			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					15	137
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

производительности и недополучению прибыли газотранспортными предприятиями [2].

Поэтому для выполнения плановых объемов поставки газа потребителям, поддержания магистральных газопроводов в работоспособном состоянии, снижения вероятности аварий необходимо своевременно выполнять плановые осмотры, диагностику и периодическое обслуживание газопроводов. При обнаружении повреждений изоляции, недопустимой коррозии стенок газопровода, выхода из строя запорной арматуры проводить капитальный ремонт линейной части газопровода с использованием современных материалов и оборудования.

В данной квалификационной работе содержатся проектные решения для капитального ремонта линейной части газопровода, основанные на правилах действующей нормативной документации, а также проведены основные расчеты на прочность, устойчивость и недопущение пластических деформаций подземного газопровода. Таким образом, капитальный ремонт подземного газопровода по данному проекту продлит срок его службы и обеспечит надежность эксплуатации.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

1 Общая часть

1.1 Основание для разработки проекта капитального ремонта газопровода

Газопровод-отвод к ГРС-1 г. Томска (Ду 500, $P_p=5,5$ МПа) входит в состав магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс». Газопровод-отвод к ГРС-1 был построен силами ООО «Томскгазстрой» в 1989 году. Для строительства были применены прямошовные трубы 530×6-17ГС ТУ 14-3-109-73, 530×7-17ГС ТУ 14-3-109-73 [3].

Дальнейшее старение трубопроводов, многократное повышение уровня требований к безопасности и надежности трубопроводного транспорта, современные научные представления и инженерные разработки создают сегодня предпосылки для совершенствования концептуальных подходов к вопросу предупреждений аварийных ситуаций на подводных переходах. Система технического обслуживания и ремонта магистральных газопроводов предусматривает организацию работ, обеспечивающую безопасность трубопроводов при надлежащем уровне контроля, выбор рациональных методов предупреждения аварийных ситуаций, а также готовность к их ликвидации. Капитальный ремонт газопроводов регламентируется следующими документами: СТО. Газпром 2-3.5-051-2010 Правила эксплуатации МГ, ГОСТ 34027-2016 Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Эксплуатация и техническое обслуживание [4]. Основные положения. При осуществлении капитального ремонта магистрального газопровода допускается повышение его категории, в том числе влекущее изменение зон с особыми условиями использования территории, установленных в связи с его размещением, при условии, что такое изменение не приводит к включению в

					Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Филиппов М.А.			Общая часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					17	137
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа3-2Б7А		

границы указанных зон территории, в отношении которой указанные зоны не были установлены до капитального ремонта данного магистрального газопровода.

При осуществлении капитального ремонта линейных объектов, являющихся магистральными газопроводами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, допускается повышение их категории, в том числе влекущее изменение охранных зон, установленных в связи с их размещением.

Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть I [5] и другими.

В месте пересечения газопровода-отвода с электрифицированной железной дорогой на расстоянии 15 метров от железной дороги протекает ручей. За время эксплуатации с 1989 по 2010 год ручей размыл газопровод на 8 метров (рисунок 1).



Рисунок 1 – Размыв участка газопровода – отвода к ГРС-1 г. Томска.

Касание трубы с патроном отсутствует, но футеровочная рейка сгнила. В 2010 году в 50-ти метрах от полотна железной дороги были обнаружены свищи и дефектные стыки, которые были отремонтированы путем вырезки [6].

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

В 2021 году ОАО «Газпром трансгаз Томск» провело исследование коррозионного состояния газопроводов – отводов к г. Томску комплексным методом. На газопроводе-отводе к ГРС-1 было выявлено 36 участков с повреждениями изоляции. Газопровод подвержен действию блуждающих токов, которые носят импульсный периодический характер.

В результате шурфования выявлены следующие повреждения

- наличие влаги под изоляцией;
- Коррозия более 10% от толщины стенки трубы;
- отсутствие адгезии защитного покрытия к металлу трубы.

Основанием для разработки проекта капитального ремонта газопровода-отвода к ГРС-1 являются результаты проверки состояния изоляции, технические условия на проектирование [7].

1.2 Краткая характеристика трассы газопровода-отвода и места производства ремонта

Район расположения сети МГ и газопроводов: районы Томской и Кемеровской области, расположенные в пределах одной из величайших в мире низменных равнин Западно-Сибирской в Среднеобской котловине (рисунок 2).



Рисунок 2 – Участок перехода газопровода – отвода к ГРС-1 через железную дорогу и реку Малая Киргизка

										Лист
										19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Общая часть					

Характер территории – равнинный, высотные отметки на данной местности не превосходят отметки в 150 м. Болотно-лесистая местность занимает огромную часть территории. На долю болот приходится до 40 % территории. Леса преимущественно елово-пихтово-кедровые. Среди почв можно выделить суглинки переменных консистенций, начиная от твёрдого до тугопластичного, реже мягкопластичного [8].

Проектом предусматривается капитальный ремонт газопровода-отвода к ГРС-1 г. Томска с заменой труб и выносом трассы на 200 м справа по ходу газа от существующего газопровода-отвода на участках трассы:

– переход через ручей Малая Киргизка на км 8,1 характеризуется асимметричной долиной, с крутым правым бортом, с отметкой 154,6 и более метров и сравнительно пологим – левым, с отметкой порядка 141 м. Ширина ручья по зеркалу воды 2,5-3,1 м, глубина 0,4-0,6 м. Левый берег обрывистый, правый относительно пологий. Превышение бровки левого берега над урезом воды 1,6 м, правого – 1,4 м. Разрез до 5 м представлен суглинками от тугопластичной и текучей консистенции. В русле ручья с линзой супеси пластичной с песком, гравием и галькой мощностью до 3,0 м. Грунты аллювиального происхождения верхнечетвертичного возраста. Подземные воды встречены в пойменной части на глубине 1,2 м. Уровень их гидравлически связан с уровнем воды в ручье;

– переход через железную дорогу Томск – Асино и через реку Малая Киргизка, 8,86*9,4 км, характеризуется значительным перепадом абсолютных отметок поверхности: от 131,5 м в пойме р. Киргизка до 156,7 м – на бортовой части его долины. Пойменная часть поросла березняком, сосняком и высокой травяной растительностью (рисунок 3).

Разрез до 5 м представлен аллювиальными суглинками верхнечетвертичного возраста, имеющих тугопластичную консистенцию на участках с высокими отметками (борта долины) и мягкопластичную до текучей в пойме ручья.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Разрез до 5 м представлен покровными суглинками верхнечетвертичного возраста от тугопластичной до текучепластичной и текучей консистенции с редкими линзами пластичной супеси. Грунтовые воды типа «верховодки» встречены вблизи полотна автодороги, на глубине 3,3-3,4 м. Максимально возможный подъем уровня до 1,5 м от установившегося;

Проектом предусмотрен демонтаж существующего газопровода-отвода на данных участках.

Проектом предусмотрено вскрытие, переизоляция и контроль сварных монтажных стыков радиографированием на прилегающих участках на км 8,1; км 8,86; км 10.

На ремонтируемых участках трасса газопровода пересекает:

- кабель связи на ПК 5+67,5;
- ВЛ 0,4 кВ; 10 кВ на ПК 8+76,69, ПК 10+16,4;
- газопровод Ø 530 на ПК 9+14,33.

Рельеф местности слабоволнистый. Грунты представлены суглинками полутвердыми, легкими, мягкопластичными, среднепучинистыми. Растительность представлена тальником, березой, сосной.

В основном трасса газопровода-отвода проходит по пашням и лугам.

Участок газопровода – отвода к ГРС-1 г. Томска км 8-10 км проходит по землям Томской области, Томского района.

В геоморфологическом отношении район работ расположен на водораздельном участке рек Обь и Томь, с колебанием абсолютных отметок поверхности, в пределах участка капитального ремонта, от 131 до 159,7 м.

В составе почвенного покрова ландшафтов, пересекаемых трассой, преобладают автоморфные и полугидроморфные почвы, площади полугидроморфных почв относительно невелики. Автоморфные почвы представлены – дерново-подзолистыми, темно-серыми, серыми и светло-серыми лесными почвами. В профилях перечисленных почв часто встречаются в той или иной степени выраженности вторые гумусовые горизонты.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Полугидроморфные и гидроморфные почвы представлены преимущественно черноземно-луговыми.

В химическом и физико-химическом отношениях все почвы, встречающиеся по трассе, характеризуются в верхней части слабо кислой реакцией среды, а в нижней – карбонатной, слабощелочной. Практически в течение всего года в таких почвах сохраняется окислительная обстановка. Из этого следует, что кальций, содержащийся в конструкциях (бетоне) выщелачиваться будет слабо, и такие конструкции будут длительное время устойчивыми. Черноземно-луговые почвы помимо слабокислой реакции среды характеризуются переменным окислительно-восстановительным режимом. Такой режим, усиленный действием органических кислот, содержащихся в почвах, способствует развитию коррозионных явлений. По этой причине железосодержащие конструкции будут разрушаться значительно быстрее, чем в предыдущем случае [10].

1.3 Отводимые земли

Капитальный ремонт газопровода-отвода к ГРС-1 г. Томска на участках перехода через ручей на км 8.1 и через р. Мал. Киргизка, железную дорогу и автодорогу на км 8.86-10.0 км приводит к изъятию земель в постоянное и временное пользование.

Общий отвод земель по всем видам угодий составляет 7.90 га, в том числе постоянный отвод – 0.001 га.

В постоянный отвод включаются площади под свечу – 0.001 га.

Во временный отвод включаются площади под полосы отвода для строительства и демонтажа газопровода и прокладки сопутствующих инженерных коммуникаций.

Для проведения предварительных гидроиспытаний во временное пользование отводятся площадки 5×5 м под наполнительно-опрессовочный агрегат и полоса временного отвода шириной 6 м для прокладки подземного

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

водовода Ø 50 протяженностью 100 м.

Согласно ГОСТ Р 55989-2014 ширина полосы временного отвода для газопровода Ду 500 составляет 33 м на землях сельскохозяйственного назначения и 23 м на прочих угодьях. При переходе через железную дорогу ширина полосы отвода увеличивается до 36 м. Это увеличение обосновано дополнительной срезкой грунта на косогоре для удобства прокладки трубопровода.

В соответствии с ВСН 14278 тм-т1 для кабельных линий электропередачи ширина полосы временного отвода составляет 6 м.

В процентном отношении отводимые земли по виду угодий имеют следующие показатели: пашня – 50%; луг – 40%; неудобица – 1%; кустарник – 2%; древесная растительность – 7%.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

2 Анализ существующих технологий, техники и организации

В связи с тем, что район производства работ расположен на участке со сложным рельефом, где колебание абсолютных отметок поверхности, в пределах участка капитального ремонта, составляет от 131 до 159,7 м, а также наличие пересечений с искусственными и естественными преградами:

- переход через ручей Малая Киргизка на км 8,1;
- переход через железную дорогу Томск – Асино и через реку Малая Киргизка, км 8,86 – км 9,4;
- переход через автомобильную дорогу IV категории, км 10.

На ремонтируемых участках трасса газопровода пересекает:

- кабель связи на ПК 5+67,5;
- ВЛ 0,4 кВ; 10 кВ на ПК 8+76,69, ПК 10+16,4;
- газопровод \varnothing 530 на ПК 9+14,33.

При прокладке трубопроводов под дорогами и другими препятствиями в принципе возможны два основных способа производства работ – открытый и закрытый.

При открытом требуется разрытие поперек дороги траншеи с повреждением дорожного покрытия и остановкой движения транспорта по ней на время прокладки труб. Все это, естественно, сопряжено с рядом неудобств для пассажиров, транспорта и, кроме того, влечет за собой удорожание работ, так как возникает необходимость восстановления дорожного покрытия и элементов благоустройства в месте перехода [11].

В технических условиях и согласованиях организаций эксплуатирующих железную и автомобильную дороги, воздушную линию электропередач 10кВ одним из условий согласования работ по капитальному

					Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Филиппов М.А.			Анализ существующих технологий, техники и организации	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					25	137
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа3-2Б7А		

ремонту газопровода является выполнение работ по пересечению этих коммуникаций бестраншейным способом. Рассмотрим существующие на сегодняшний день бестраншейные способы проходки:

К числу бестраншейных технологий относятся:

Прокол лучше применять для прокладки труб малых и средних диаметров (не более 400-500 мм) в глинистых и суглинистых (связных) грунтах. Ограничение диаметра прокалываемых труб обусловлено тем, что при этом способе массив грунта прокалывают трубой, оснащенной наконечником, без удаления грунта из скважины, вследствие чего для прокола требуются значительные усилия. В связи с этим и длина прокола труб не превышает 60-80 м (рисунок 4) [4], в котором а – общая схема работ; б – прокол установкой ГПУ-600; в – вибропрокол установкой УВВГП-400; г – прокол труб с помощью вибропробойников; 1 – наконечник; 2, 3 – прямки; 4 – прокалываемая труба; 5 – шпалы; 6 – направляющая рама; 7 – нажимной патрубок; 8 – гидродомкраты; 9 – упорный башмак; 10 – упорная стенка; 11 – насосная станция; 12 – маслопроводы; 13 – нажимная заглушка; 14, 16 – рабочий и приемный котлованы; 15 – обводной лоток; 17 – подвижный упор; 18 – нажимная плита на тележке; 19 – фиксатор; 20 – свая; 21 – лебедка; 22 – рама; 23 – планка; 24 – ударная приставка; 25 – направляющие стержни; 26 – вибрационный механизм; 27 – электродвигатель; 28 – электросварочный агрегат; 29 – причалка; 30 – отвес; 31 – пневмопробойник; 32 – сварка труб.

					Анализ существующих технологий, техники и организации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

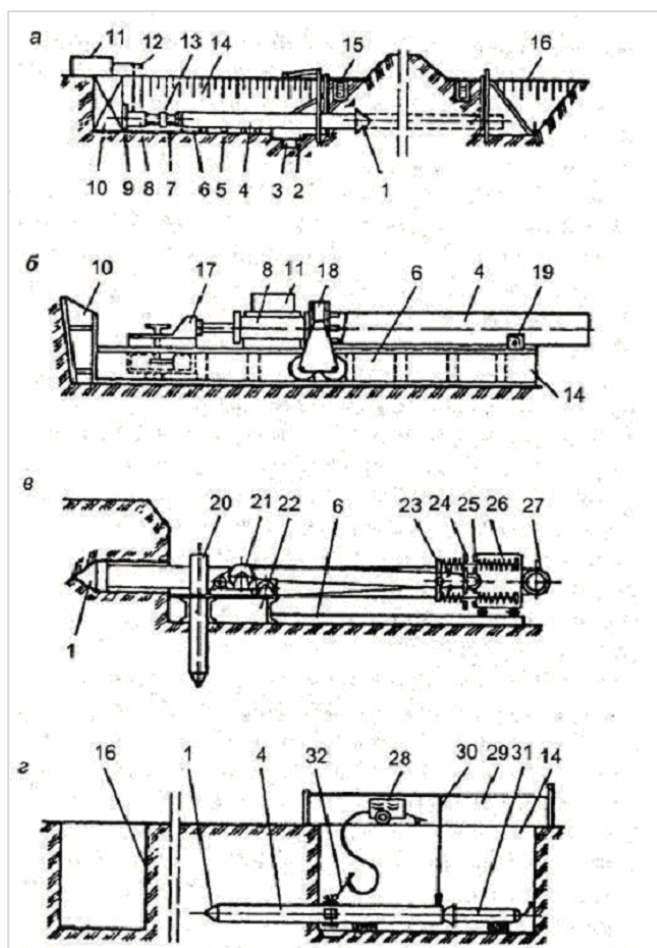


Рисунок 4 – Способы прокола труб

Способ продавливания с извлечением из трубы грунтовой пробки или керна можно применять практически в любых грунтах I-IV групп, он пригоден для труб диаметром 800-1720 мм при длине прокладки до 100 м (рисунок 5), в котором: а – продавливание с ручной разработкой грунта; б – продавливание установкой СКВ Главмосстроя с механизированной разработкой грунта; 1 – насосная станция; 2 – трубопровод; 3 – рабочий котлован; 4 – водоотводный поток; 5 – трубопровод (футляр); 6 – лобовая обделка (нож); 7 – приемный котлован; 8 – приямок для сварки труб; 9 – направляющая рама; 10 – нажимной патрубков; 11 – нажимная заглушка; 12 – гидродомкраты; 13 – башмак 14 – упорная стенка; 15, 18 – канаты; 16 – ролики; 17 – ковш; 19 – барабан-накопитель; 20 – уравниватель; 21 – нажимные штанги; 22 – траверса; 23 – поворотные фланцы; 24 – лебедка; 25 – шпалы направляющей рамы.

						Анализ существующих технологий, техники и организации	Лист 27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			

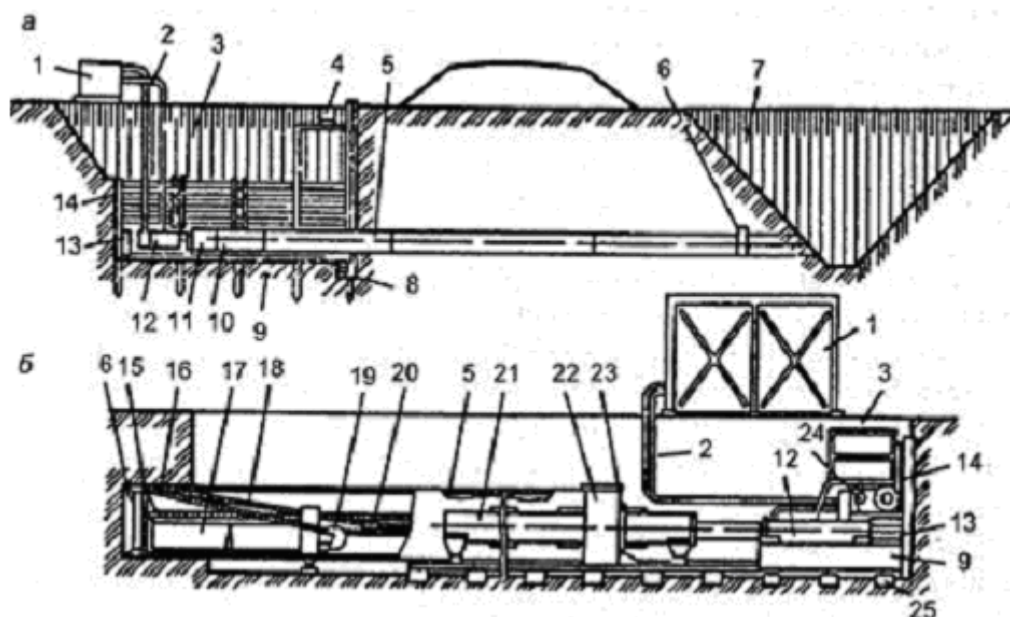


Рисунок 5 – Установки для прокладки труб методом продавливания

Горизонтальное бурение давно применяется для прокладки труб на прямолинейных участках трассы, не подлежащих раскопке. Оборудование позволяет делать проколы диаметром до 1,7 метров и протяженностью до 70 метров. Установка горизонтального бурения, перемещающаяся по специальным рельсам, установленным перед форсируемой преградой, с помощью выдвигающегося шнека бурит отверстие и проталкивает в пройденный участок туннеля металлическую трубу-кожух. Далее к внешнему (не находящемуся в туннеле) краю кожуха подваривается новая секция, и установка продолжает бурение. Эта процедура повторяется необходимое количество раз. Таким образом, проходится весь форсируемый отрезок трассы. Рисунок 6 [5], рисунок 7 [13].

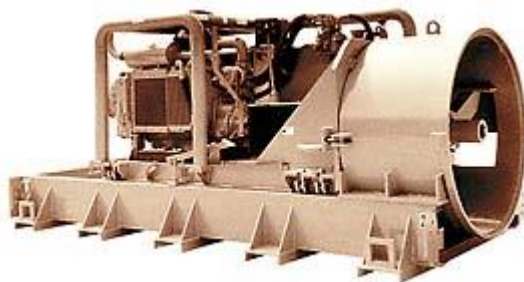


Рисунок 6 – Установка для горизонтального бурения

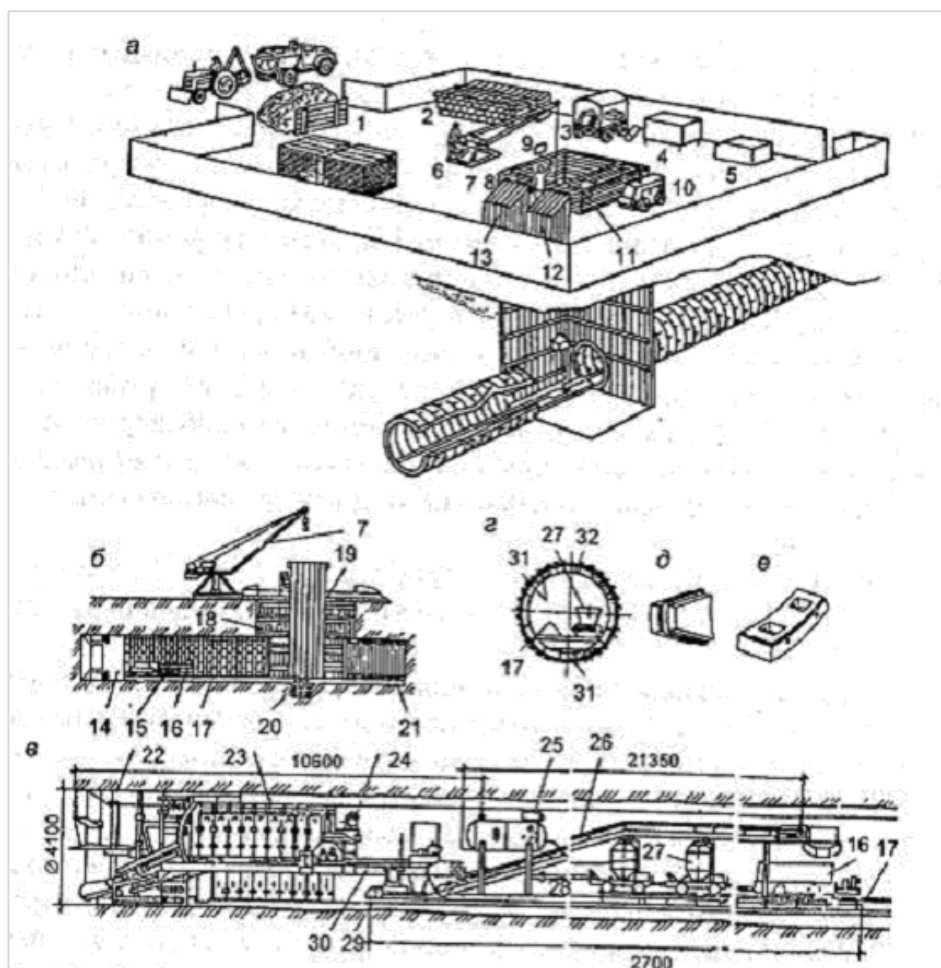


Рисунок 8 – Схемы организации площадки при щитовой проходке тоннеля (коллектора) и щитопроходческих работах:

а – организация стройплощадки; б – проходка немеханизированным щитом с ручной разработкой грунта; в – проходка коллектора диаметром 4,1 м механизированным щитовым комплексом с обделкой из монолитного пресс-бетона; г – монтаж обделки коллектора; д – трапециевидные блоки; е – железобетонные тубинги; 7 – отвал грунта; 2 – складирование тубингов; 3 – растворосмеситель; 4 – бак для воды; 5 – емкость для цемента; 6 – рабочее место крановщика; 7 – кран; 8 – место сигнальщика; 9 – табличка с перечнем установленных сигналов; 10 – компрессор; 11 – доска замера газа; 12 – пункт электропитания; 13 – вентиляционная установка; 14 – немеханизированный щит; 15 – вагонетка с бадьями; 16 – электровоз; 17 –рельсовый путь; 18 – насосная установка для откачки воды; 19 – шахта; 20 – приямок; 21 – камера; 22 – механизированный щит; 23 – секция опалубки; 24 – механизм перемещения опалубки; 25 – цистерна; 26 – транспортер выдачи грунта; 27 – вагонетки бункерного типа для загрузки с транспортера; 28 – бетонопровод; 29 – механизм передвижения платформы; 30 – транспортерный мост; 31 – блоки обделки; 32 – замковый блок

Микротуннелирование – очень точный, направляемый лазером метод прокладки труб в различных грунтах, от мягких и сыпучих до скальных пород. Системы применяются также для работы ниже горизонта грунтовых вод и в водоносных породах без осушения. Этот метод похож на горизонтальное

бурение. Однако установка для микротуннелирования перемещается не перед форсируемой преградой, как в случае горизонтального бурения, а непосредственно в пробиваемом ею самой туннеле. За счёт этого длина её перемещения, а соответственно, и длина делаемого ею туннеля, существенно больше. Кроме того, прокладываемые с её помощью туннели могут иметь значительно большие, по сравнению с другими методами прокладки туннелей, диаметры. Таким образом, диаметр трубы может достигать 2,5 метров, а длина одной проходки сегодня составляет порядка 300 метров. Общая длина трассы, прокладываемой методом микротуннелирования, практически не ограничена. Рисунок 9 [14].



Рисунок 9 – Установка для микротуннелирования

Наклонно направленное бурение позволяет преодолевать более протяженные преграды. Диаметры трубопроводов в этом случае, как правило, не превышают 1400мм, а длина проходки может достигать 5км. Сначала буром, закреплённом на гибкой штанге, позволяющей управлять направлением движения бура, делается узкий туннель, имеющий заданную траекторию. Затем на трубу, подготовленную к протаскиванию в туннель, надевается специальная насадка-расширитель, конец которого крепится к гибкой штанге с буром. Гибкая штанга начинает движение в обратную сторону, таща за собой трубу.

Закреплённый на конце трубы расширитель с помощью подаваемой под давлением воды увеличивает размер туннеля до нужного диаметра. Таким образом, труба протаскивается через весь сделанный ранее туннель. При протаскивании трубы изоляция труб подвергается чрезвычайно высоким нагрузкам со стороны сил трения. Технология выполнения наклонно направленного бурения показано на рисунке 10, 11, 12 [15].

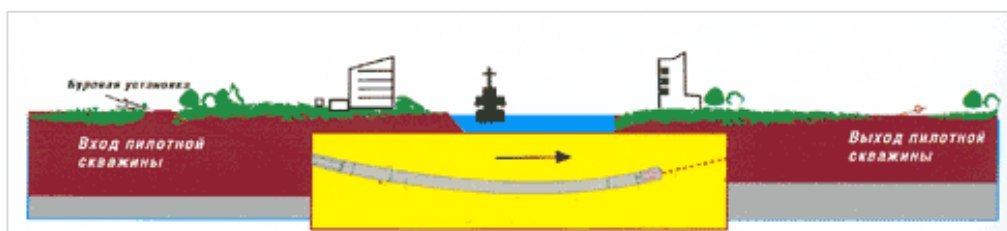


Рисунок 10 – Бурение пилотной (лидерной) скважины.

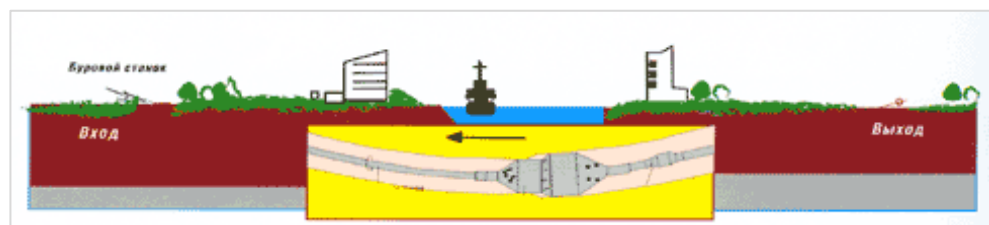


Рисунок 11 – Расширение скважины.

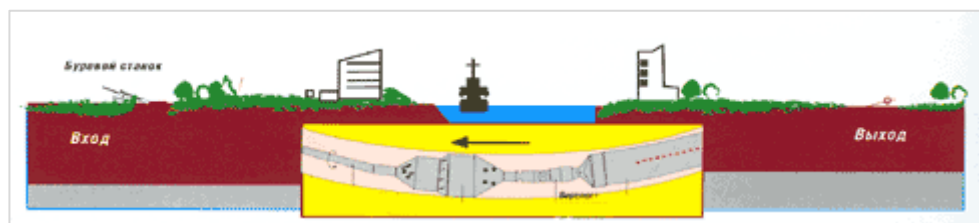


Рисунок 12 – Протаскивание трубопровода.

Гидровакуумные экскаваторы применяются при подготовке траншей и колодцев при прокладке коммуникаций и труб малого диаметра, а также доступ к ним в труднодоступных для строительной техники местах, в местах, в которых уже проложены линии коммуникаций или трубы, а также для локальных раскопов. Принцип действия гидровакуумного экскаватора напоминает моющий пылесос. Из закреплённой на тягаче цистерны через специальный гибкий шланг в место раскопа под давлением подается вода, размывающая грунт, но не повреждающая при этом расположенные в этом

месте коммуникационные линии и трубы. Одновременно происходит откачивание воды, размываемого ею грунта и камней. Так образуется траншея или локальный раскоп (рисунок 13) [16].



Рисунок 13 – Гидровакуумный экскаватор

Выбор бестраншейного способа прокладки труб зависит от диаметра и длины трубопровода, физико-механических свойств и гидрогеологических условий разрабатываемых грунтов. Выбор способа также зависит от наличия в строительных организациях, соответствующих трубопрокалывающих, продавливающих и бурильных агрегатов, установок и оборудования. Для облегчения выбора можно воспользоваться рекомендациями, приведенными в таблице 1 [17].

Таблица 1 – Рекомендуемые способы бестраншейной прокладки трубопроводов

Способ	Трубопровод		Наилучшие грунтовые условия применения	Скорость проходки, м/ч	Необходимое усилие вдавливания, кН	Ограничения к применению способа
	диаметр, мм	длина, м				
Прокол: механический с помощью домкратов	50-500	80	Песчаные и глинистые без твёрдых включений	3-6	148-2450	В скальных и кремнистых грунтах не применяется
гидропроколом	100-200 400-500	30-40 20	Песчаные и супесчаные	1,6-14	250-1600	Способ возможен при наличии источников воды и мест для сброса пульпы

Продолжение таблицы 1

вибропроколом	500	60	Несвязные песчаные, супесчаные и плывуны	3,5-8	5-7,5	В твердых и скальных грунтах не применяются
грунтопро- кальвателями	89-108	50-60	Глинистые	2,5-2	---	То же
пневмопро- бойниками	300-400	40-50	Мягкие грунты до III группы	30-40 (без расширите лей)	0,75-25	В грунтах с повышенным водонасыщением и с малым сцеплением не применяется
Продавливание	400-2000	70-80	В грунтах I-III групп	0,2-1,5	4500	В плывунных грунтах способ не применим. В твёрдых породах может быть применим лишь для продавливания труб максимального диаметра.
Горизонтальное бурение	325-1720	40-70	В песчаных и глинистых грунтах	1,5-19		При наличии грунтовых вод способ не применяется
Микротунне- лирование	До 2500	300(300 0)	В различных грунтах			
Наклонно направленное бурение	50-1400	5000	В песчаных и глинистых грунтах	В зависимос ти от типа грунта	4000	-- В гравийных грунтах с повышенным водонасыщением, включениями валунов не применяются

Эти технологии помимо технологических преимуществ позволяют снизить воздействие строительного процесса на окружающую среду.

3 Расчетная часть

3.1 Классификация трубопровода

Ремонтируемый газопровод – отвод к ГРС-1 г. Томска в соответствии с п. 2.1 СНиП 2.05.06-85* относится к I классу. В соответствии с п 2.5 табл.3* СНиП 2.05.06-85* имеются следующие категории участков газопровода, подлежащие ремонту:

- участок -категории на переходе через р. Киргизка;
- участки I-категории и на переходе через железную дорогу и автомобильную дорогу IV категории;
- участки III-категории при проходе по пахотным землям.

Выбор труб для замены участков линейной части газопровода-отвода выполнен на основании:

- данных по климату в районе строительства;
- расчета труб на прочность;
- требований СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»,
СТО Газпром 2-4.1-971-2015 «Инструкции по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности.

3.2 Исходные данные для расчета

Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
Разраб.		Филиппов М.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					35	137
Рук. ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа3-2Б7А		

- 530x7 – 17Г1С-У ТУ 14-3-1573-99 – для участков III категории;
- 530x8 – 17Г1С-У ТУ 14-3-1573-99 – для участков I категории;
- 530x9 – 17Г1С-У ТУ 14-3-1573-99 – для участков В-категории и на переходе через р. Киргизка;

Сборка и сварка, контроль качества сварных соединений газопровода-отвода должны выполняться в соответствии с требованиями,

СП 86.133330.2014, СТО Газпром 2-2.4-083-2006

При монтаже заглушек, вварке плетей предусматривается 100% радиографический контроль сварных монтажных стыков и дублирующий контроль ультразвуковым методом.

Сварные монтажные соединения, выполненные при монтаже заглушек, вварке плетей должны быть выполнены с соблюдением требований, предъявляемым к гарантийным сварным стыкам в соответствии с «Правилами безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов» (п.8.32 ÷ 8.40) [18].

Проектом предусмотрен 100% радиографический контроль сварных монтажных стыков участков газопровода-отвода В и I категории и 10% радиографический контроль сварных монтажных стыков участков газопровода III категории, остальных ультразвуковым методом.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

4 Технологическая часть

4.1 Технология и организация выполнения работ

Технология и организация капитального ремонта газопровода и его сооружений осуществляется в два периода:

- подготовительный;
- основной.

Подготовительный период следует выполнять в три этапа:

- организационный;
- мобилизационный;
- подготовительно-технологический.

На организационном этапе рассматривается и согласовывается проектно-сметная документация, необходимая для начала капитального ремонта газопровода, производится отвод земель во временное и постоянное пользование, прорабатываются вопросы комплектации и социального развития.

На мобилизационном этапе выполняются вне трассовые подготовительные работы, включающие в себя обустройство временных жилых городков, монтаж сварочно-изоляционных баз, создание текущих, сезонных запасов труб и др.

На подготовительно-технологическом этапе выполняются вдоль трассовой подготовительной работы включающие:

- разбивку и закрепление пикетажа.
- расчистку строительной полосы от мелколесья.
- планировку строительной полосы.
- строительство временных дорог и технологических проездов.

					Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Филиппов М.А.			Технологическая часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					38	137
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа3-2Б7А		

После выполнения всех подготовительных работ приступают к основному периоду, т.е. к капитальному ремонту участка газопровода.

4.2 Подготовка газопровода к ремонту

Подготовка к ремонту газопровода должна включать комплекс организационно-технических мероприятий и инженерную подготовку газопровода и вдольтрассовых объектов.

При организационно-технической подготовке инженерно-техническим персоналом должна быть изучена проектно-сметная документация, разработан план производства работ с разработкой генерального плана ремонта газопровода, планов и графиков производства ремонта, графиков поступления труб, арматуры, материалов, необходимых для ремонта, разработкой транспортной схемы доставки грузов, технологических карт на сложные работы, инструкций на заполнение, очистку, испытание на прочность, проверку на герметичность, вытеснение воды и др. работы. Все подготовительные работы при ремонте МГ «Парабель-Кузбасс» газопровод отвод к ГРС-1, 8-10 км и их организация, а также величины охранных зон должны соответствовать требованиям «Правил охраны магистральных трубопроводов», «Инструкции по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов» СТО Газпром 2-2.3-231-2008, «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части».

До начала производства основных работ по вскрытию, освидетельствованию и ремонту дефектов должен быть выполнен комплекс подготовительного периода, в состав которого входят:

- Оформить Акт приемки-передачи в капитальный ремонт участка газопровода СТО Газпром 2-2.3-231-2008 форма Ф1 (сбросить давление, отсечь ремонтируемые участки, провести дегазацию);
- Согласовать в установленном порядке ППР;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

- Получение разрешения на начало ремонтных работ в ВСГТЦ ООО «Газнадзор»;
- Получение разрешения на производство работ в Томском ЛПУ ООО «Томсктрансгаз»;
- Оформление разрешения на производство работ в охранных зонах действующих коммуникаций. Оформляется генподрядной организацией в организациях, эксплуатирующих коммуникации;
- Определение участков с дефектами, разметка и закрепление их на местности, производится силами ООО «Томсктрансгаз»;
- ООО «Томсктрансгаз» для координации работ по выполнению комплекса ремонтных работ, включая стравливание газа, шурфовку и ремонт на газопроводе, назначает ответственного руководителя комплекса работ;
- Приказом по ООО «Томсктрансгаз» должна быть назначена комиссия по обследованию дефектов и принятию решений по производству ремонта, включающая в себя представителей: ООО «Томсктрансгаз» и ее специализированных подразделений, ВСГТЦ ООО «Газнадзор». В комиссию включается представитель генподрядной организации;
- Приказом по генподрядной организации ответственное лицо за производство и обеспечение безопасности, а также ответственных лиц по каждому виду работ;

В процессе инженерной подготовки к ремонту газопровода и вдоль-трассовых объектов необходимо [19]:

- Обозначить на местности, как сам ремонтируемый газопровод, так и пересечения со всеми коммуникациями, сближения со всеми коммуникациями, проложенными в охранной зоне газопровода-отвода, положение газопровода определяют трассоискателями или шурфованием. Результаты измерений фактической глубины заложения трубопровода (от поверхности земли до верхней образующей трубы) наносят на вешки высотой 1,5-2,0 метра, забиваемые по оси трубопровода через каждые 50 метров, а при неровном

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

рельефе и уменьшения глубины заложения – через 25 метров. Вешки также следует устанавливать в местах изменения рельефа, в вершинах углов поворота трассы и в местах пересечения с другими подземными коммуникациями;

– Сдача трассы трубопровода производится заказчиком подрядчику после выполнения подготовительных работ, и оформляется актом приема передачи до начала ремонтных работ (СТО Газпром 2-2.3-231-2008 Приложение 1, форма №1).

– Для осуществления перевозок вдоль трассы газопровода, прохода и работы потока, предназначен вдольтрассовый проезд, предусмотренный в полосе строительства. В состав работ по устройству проезда входит сооружение переездов через реки, ручьи, канавы, трубопроводы, кабели. Планировка проезда, срезка косогоров и бугров и оврагов и подсыпка низинных мест производится в составе общих планировочных работ по всей строительной полосе;

– Построить временные подъезды к трассе газопровода, полевым городкам, местам стоянки и ремонта техники, хранения материалов;

– Места переездов через действующие газопроводы согласовываются с руководством Томского ЛПУ МГ ООО «Томсктрансгаз»;

– Произвести очистку внутренней полости газопровода с удалением влаги и конденсата;

– Освободить ремонтируемый участок км 0-16,9 км от газа с предварительным снижением давления газа, установкой силовых заглушек и выполнением мероприятий, исключающих возможность открытия запорной арматуры в процессе производства ремонтных работ;

– Отключить станции катодной и дренажной защиты газопровода;

– Обеспечить связью ремонтно-строительные бригады с диспетчерской службой Томского ЛПУ МГ ООО «Томсктрансгаз»;

– Выполнить строительство временных коммуникаций для обеспечения полевых городков, пунктов технического обслуживания техники и др.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

электроэнергией, водой, связью;

– Соорудить временные земляные амбары для слива воды после предварительных гидроиспытаний на переходах через автодорогу IV категории, железную дорогу, водные преграды – р. Киргизка.

Перед началом ремонтных работ на газопроводе-отводе к ГРС-1 г. Томска необходимо провести подготовительные работы:

– снизить давление газа на 30% от разрешенного рабочего давления в газопроводе-отводе;

– закрыть кран № 72.7 узла подключения газопровода-отвода и краны байпасной линии № 72.1, № 72.2;

– выработать газ через ГРС-1 г. Томска до давления 6 кгс/см²;

– закрыть охранный кран № 14 ГРС-1 г. Томска, кран узла подключения № 10Г газопровода-отвода к ГРС ТНХК;

– произвести сброс газа из газопровода-отвода к ГРС-1 г. Томска через кран № 72.2 и продувочную свечу № 72.3 до давления в газопроводе-отводе не выше 10-40 мм вод. ст.;

– вырезать катушки на границах ремонтируемых участков и перед узлом подключения газопровода-отвода к ГРС ТНХК, и установить заглушки на открытых концах газопроводов-отводов [20].

4.3 Демонтаж дефектных участков газопровода-отвода

После проведения подготовительных работ производится вскрытие газопровода и демонтаж ремонтируемых участков (рисунок 14).

Разработка траншей перед демонтажем на равнинных и холмистых участках предусмотрена экскаватором, на обводненных участках – экскаватором-драглайном. Демонтированные трубы, армобетонные грузы, старая полимерная изоляция транспортируются на базу ЛЭС Томского ЛПУ.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Ø 720x11, укладываемой бестраншейным способом (наклонно направленным бурением). Концы футляра на переходах через автомобильную дорогу выведены на 25 м от бровок земляного полотна в обе стороны от дороги. Концы футляра на переходе через железную дорогу выводятся на 50 м от края подошвы насыпи железнодорожного полотна в обе стороны от дороги. На одном из концов футляра на переходе через автодороги устанавливается вытяжная свеча Ду 50 высотой 5 м на расстоянии не менее 25 м от подошвы земляного полотна автодороги [21].

На переходе через железную дорогу на защитном футляре устанавливается вытяжная свеча Ду 50 высотой 5 м на расстоянии 50 м от края подошвы насыпи.

Для предотвращения всплытия газопровода на обводненных и затопляемых участках трассы проектом предусмотрена балластировка утяжелителями УБО-М-720 (масса 3,378 т, объём 1,47 м³) с шагом 6,5 м и УБО-М-530 с шагом установки 2,9 м. Согласно главы 12.4 СП 36.13330.2012

Переходы газопровода через р. Киргизка предусмотрены подземно с заглублением на 0,5 м ниже линии прогнозируемого предельного размыва русла в течение 25 лет после окончания строительства, с учетом меандрирования русла и не менее 1,0 м от естественных отметок дна. Укладка газопровода предусматривается с бровки траншеи. Засыпка подводных траншей предусмотрена экскаваторами. Проектом предусмотрено устройство глиняных перемычек на склонах. Для снижения продольных деформаций, возникающих при изменении температуры и давления газа при эксплуатации, замыкание газопровода в нитку необходимо выполнить при температуре стенки трубы не ниже минус 20°С.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

4.5 Производство работ по бестраншейной прокладке газопровода при пересечении с автомобильной и железной дорогой

В связи с тем, что район производства работ расположен на участке со сложным рельефом, где колебание абсолютных отметок поверхности, в пределах участка капитального ремонта, составляет от 131 до 159,7 м, а также наличие пересечений с искусственными преградами как-то:

- переход через железную дорогу Томск – Асино и через реку Малая Киргизка, км 8,86-9,4 км;
- переход через автомобильную дорогу IV категории, км 10.

В технических условиях и согласованиях организаций эксплуатирующих железную и автомобильную дороги, одним из условий согласования работ по капитальному ремонту газопровода является выполнение работ по пересечению этих коммуникаций бестраншейным способом. До проведения строительно-монтажных работ на переходах необходимо:

- проверить и откорректировать проектные данные, включая данные технологического проектирования, в соответствии с действительными условиями на переходах;
- уточнить грунтовые параметры;
- выполнить непредвиденные проектом подготовительные и скрытые работы;
- провести восстановление нарушенных геодезических знаков, закрепить на местности наличие подземных коммуникаций, а также провести размещение на строительной площадке технологического оборудования, отстойников бурового раствора и т.п.;
- выполнить контрольную нивелировку основных и привязку к ним временных реперов;
- уточнить ширину автомобильной и железной дорог и длину бестраншейной прокладки.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Строительная площадка должна быть защищена от стока поверхностных вод.

Бестраншейная прокладка перехода трубопровода осуществляется в зависимости от рельефа местности и стесненности территории.

Прокладку рабочего трубопровода производят в криволинейную грунтовую скважину или проложенный защитный кожух под железной дорогой путем последовательного разбуривания грунта за несколько проходов специальными расширителями с образованием скважины проектного диаметра.

Строительно-монтажные работы ведут одновременно на строительных площадках, расположенных по обеим сторонам железной дороги. С высокой стороны ведут работы побурений пионерной скважины при помощи инвентарной бурильной колонны с выходом в заданную точку на противоположной стороне. Затем последовательно расширяют полученную скважину до необходимого диаметра путем протаскивания сквозь нее специальных расширителей. На завершающем этапе протаскивают в расширенную скважину рабочий трубопровод (или защитный кожух, а уже потом внутри него – рабочий трубопровод), собранный на противоположном берегу. Протаскивание рабочего трубопровода (или кожуха) производится непосредственно за расширителем с приложением тянущего усилия через извлекаемую («на себя») бурильную колонну.

На противоположной стороне перехода через железную и автомобильную дороги заранее подготавливают рабочий трубопровод и кожух к протаскиванию в готовую скважину (рисунок 15).

Рабочий трубопровод можно протаскивать сразу на всю длину прохода или последовательно: потрубно или плетями.

- расширение пионерной скважины с одновременной прокладкой защитного кожуха;
- протаскивание и размещение в грунтовой скважине или защитном кожухе рабочего трубопровода;
- контроль сплошности изоляционного покрытия проложенного рабочего трубопровода;
- предварительное гидравлическое испытание участка трубопровода, проходящего под железной дорогой (II этап);
- присоединение рабочего трубопровода к трубопроводу участка перехода с установкой сальниковых уплотнителей, вытяжных свечей;
- окончательное гидравлическое испытание проходящего под железной дорогой и прилегающих участков перехода трубопровода (III этап);
- демонтаж проходческой буровой установки и вспомогательного технологического оборудования.

Размеры основания под установку оборудования устанавливаются расчетом на стадии технологического проектирования в зависимости от действующей нагрузки и грунтовых условий.

Необходимо провести земляные работы по обустройству устья скважины и стартовой площадки.

Устье скважины должно обустроиваться за пределами призмы сползания грунтового массива откоса. Расстояние от основания откоса до точки забуривания бурильной колонны зависит от грунтовых условий и крутизны откоса и определяется расчетом на стадии технологического проектирования.

Для производства работ организуется две монтажные площадки.

Монтажная площадка буровой установки расположена на высокой части склона перехода через железную дорогу в точке входа бура. Ее размеры – 50x35 м. На площадке размещается следующее оборудование и сооружения:

1. Буровая установка;
2. Установка приготовления бурового раствора;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Связь между монтажными площадками осуществляется с помощью радиостанций. Для работы в темное время суток площадки освещаются прожекторными мачтами [23].

4.6 Расчет параметров перехода при прокладке труб способом наклонно-направленного бурения

В зависимости от соотношения ширины преграды с крутизной ее берегов и глубиной следует принимать профиль бестраншейного подземного перехода трубопровода как часть окружности радиуса, равного или большего, чем радиус допускаемого упругого изгиба прокладываемого трубопровода, или как сочетание сопрягаемых дуг таких окружностей с прямолинейными отрезками. При этом согласно СП 86.13330.2014 допустимые радиусы упругого изгиба составляют:

$$R = 1000 \cdot D_n, \quad (1)$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода.

Основными параметрами строительства бестраншейных переходов трубопроводов являются длина или протяженность бестраншейной проходки, диаметр трубопровода, а также силовые показатели, необходимые для образования в грунте горизонтальной выработки и размещения в ней рабочего трубопровода.

В соответствии с СП 42-101-2003 раздел Л.4 общее усилие протаскивания P определяется как сумма всех видов сопротивления движению газопровода и расширителя в буровом канале:

$$P = P_p + P_n^* + P_{гп}, \quad (2)$$

где P – общее усилие протаскивания;

P_p – лобовое сопротивление движению расширителя;

P_n^* – усилие перемещению буровых штанг;

$P_{гп}$ – усилие протаскивания газопровода, которое рассчитывается по формуле:

										Лист
										51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$P_{\text{гп}} = \sum_{i=1}^7 P_i = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8, \quad (3)$$

где P_2 – сила трения от веса газопровода в (буровом канале);

P_3 – сила трения от силы тяжести грунта зоны естественного свода равновесия;

P_4 – увеличение силы трения от наличия на трубе газопровода выступов за пределы наружного диаметра;

P_5 – дополнительная сила трения от опорных реакций, изгибающих колонну, и вызываемые им дополнительные силы трения;

P_6 – усилие сопротивления перемещению газопровода в зоне заглубления в буровой канал;

P_7 – увеличенное сопротивление перемещению при переходе от прямолинейного движения к криволинейному;

P_8 – сила трения от веса газопровода, находящегося вне бурового канала.

4.7 Исходные данные для расчета тягового усилия

Исходные данные для расчета тягового усилия представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные

Диаметр наружный мм	720
Диаметр внутренний мм	698
Удельный вес материала трубы кг/дм ³	7,8
Собственный вес трубы кг/м	210
Удельный вес пульпы кг/л	1,05
Длина перехода м	450

4.8 Буровое оборудование

Грунторазрабатывающее устройство гидромониторного типа с эвакуацией пульпы внутри проходческой колонны предназначено для размыва грунта на забое высоконапорными струями воды через центральное и

периферийные сопла и резания грунта стальными ребрами [24]. При этом грунт, проникший между ребрами в камеру смешивания, между ребрами дополнительно размывается радиальными струями, вылетающими из отверстий в центральной трубе и расположенных по винтовой линии. Периферийные сопла направлены на ребра для гарантированного проникновения грунта в камеру смешивания (рисунок 17, 18). Система эвакуации пульпы предусматривает подачу воды на эжектор, обеспечивающий засасывание пульпы в пульпопровод и транспортирование ее к устью скважины [25].



Рисунок 17 – Расширитель для мягких пород

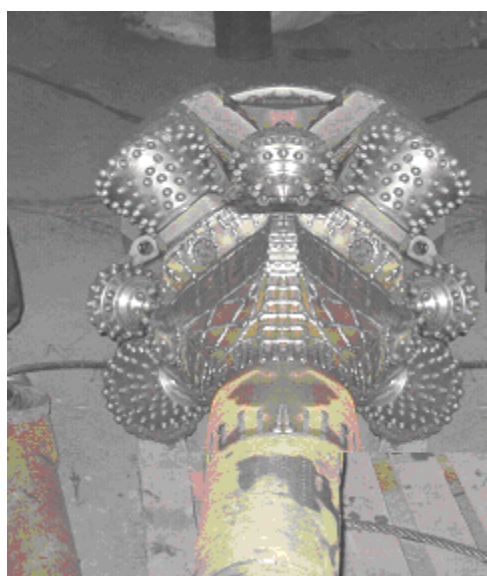


Рисунок 18 – Расширитель для скальных пород

4.9 Буровой комплекс «Tidril 350»

Назначение

Буровой комплекс предназначен для строительства переходов методом горизонтально-направленного бурения под реками или другими преградами. Области применения: прокладка нефтепроводов, газопроводов, водопроводов, электрических и телефонных кабелей, канализации под водными преградами, железными дорогами, взлетно-посадочными полосами аэропортов, действующими трубопроводами, теснозастроенными зданиями и сооружениями, охранно-природными зонами.

Снижение затрат по сравнению с другими методами прокладки трубопроводов; Обеспечение нормативных требований к экологии окружающей среды. Достижение оптимальной глубины залегания под препятствием. Наилучшая защита от повреждений. Сокращение эксплуатационных расходов. Сокращение сроков строительства.

Краткое описание технологии бурения

В проектируемой точке начала подземного перехода ставится установка, которая по заданной траектории бурит пилотную скважину и выходит с высокой точностью в нужной точке на другой стороне препятствия. В зависимости от требуемого диаметра скважины протяжка рабочих труб, выполняется в один или несколько этапов, путем расширения пилотной скважины. В полученную скважину устанавливаются нужные трубы [26].

Технические характеристики: модель – TIDRIL-350; усилие толкающее максимальное – 68 тонн; усилие тяговое максимальное – 68 тонн; усилие тяговое с дополнительным тяговым устройством – 159 тонн (зависит от мощности лебедки/тягового устройства); крутящий момент шпинделя при 32 об/мин – 54 кН·м; крутящий момент шпинделя при 56 об/мин – 27 кН·м; усилие зажима тисков – 600 кН; максимальный диаметр буровой трубы – 355 мм; угол забуривания до 20°; длина стрелы – 13,5 м; длина рамы стрелы – 12 м; масса стрелы с рамой и кареткой – 29200 кг; привод на вращение и тягово-толкающее

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологическая часть					54

усилие – гидравлический; энергообеспечение – автономное от дизель-генератора; двигатель внутреннего сгорания – «Катерпиллар»; фундамент станка (анкер) – свайный, длина – 5,8 м ширина – 2,3 м; монтажеспособность – модульная [27].

Устройство бурового комплекса

На рисунке 19 представлен буровой комплекс.



Рисунок 19 – Буровой комплекс «Tidril 350»

Буровой комплекс «Tidril 350» изготовлен фирмой «Tidril» корпорации «Cherrington» США.

В состав бурового комплекса входят следующее основное оборудование:

1. Модуль ДЭС (дизельэлектростанция), предназначен для обеспечения электроэнергией и автономного режима работы. Привод от ДВС «Катерпиллар модель 3406».

2. Модуль гидравлический, предназначен для создания гидравлической мощности. Привод от ДВС «Катерпиллар модель 3406».

3. Стрела, модель предназначена для проведения спускоподъемных операций и создания вращения. Имеет возможность задавать угол наклона оси бурения до 20°.

Каретка, имеет распределительный редуктор, гидромоторы для передачи движения и вращения каретки по стреле, шпиндель вращения и гирлянду коммуникаций [28].

Каретка и стрела имеет возможность монтажа роликов полиспаста, и лебедки для создания дополнительного тягового усилия.

Тиски, предназначены для раскрепления бурильных труб. Монтируются на конце стрелы и имеют также гидравлический привод.

4. Модуль привода бурового насоса, предназначен для создания кинематической мощности бурового насоса. Привод от ДВС «Катерпиллар модель 3406».

5. Модуль бурового насоса «OFM», предназначен для прокачки бурового раствора. Максимальное создаваемое давление 10 МПа, производительность 480 ÷ 2940 л/мин.

6. Блок центробежных насосов, модель 3×2500, предназначен для подачи бурового раствора на Блок регенерации раствора «Derrick», на инжекторный смеситель бурового раствора и для подачи с целью создания подпора буровому насосу «OFM». Блок состоит из 3-х центробежных насосов «HALKO», модели H6401600290, с размером 6×5×14, и с приводом от электродвигателя 1475 RPM и мощностью 35 кВт.

7. Модуль Блока приготовления раствора, предназначен для приготовления и обработки бурового раствора. Состоит из емкости объемом 11 м³ и инжекторного смесителя. Емкость имеет паропровод для работы при минусовых температурах.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

8. Модуль Блока регенерации раствора «BRAND», предназначен для очистки бурового раствора. Состоит из 2-х танков, общей емкостью 14м³, двух вибросит. Вибросита модель «COBRA MC 16/2 970008» имеет два циклона пескоотделителя и шестнадцать циклонов илоотделителя. Вторые вибросита модели «Cobra 97009332». Емкость имеет паропровод для работы при минусовых температурах [29].

9. В состав бурового комплекса входит также дополнительное оборудование, такое как вертикальный шламовый насос, цепной ключ «Petol Drill 8184», гидравлический трубный ключ «Scorpion 2000» и пр.

4.10 Производство огневых работ на линейной части магистрального газопровода

При выполнении огневых работ на линейной части магистрального газопровода необходимо руководствоваться следующими нормативными документами:

- «Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах», утвержденной Госгортехнадзором России 23 июня 2000г.;
- «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- «Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов» СТО Газпром 2-3.5-454-2010;
- «Правилами безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов», утвержденных Министерством газовой промышленности 16 марта 1984г.;
- «Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации» Постановление 1479;
- «Правилами пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности» ВППБ 01-04-98;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

- «Типовой инструкцией по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «ГАЗПРОМ»».

Огневые работы на линейной части магистрального газопровода при производстве капитального ремонта проводятся по наряду – допуску и плану организации и проведения огневых работ который включает в себя [30]:

- Наименование объекта, места проведения работ, цель выполняемых работ, даты, расчетное время выполнения работ.

- Краткие технические и конструктивные требования к используемым трубам, деталям, запорной арматуре, электродам и т.д., а также к производству всех видов специальных работ со ссылкой на нормативные документы.

- Указания о материальном обеспечении работ.

- Расстановку оборудования, механизмов, средств связи, охранных постов, пунктов отдыха и приема пищи, а также списочный состав персонала, участвующего в работах, с указанием фамилий и должностей лиц, ответственных за проведение работ.

- Порядок и последовательность осуществляемых переключений (отключений, включений) участков трубопроводов, технологического оборудования, средств электрохимической защиты и другого оборудования.

- Технологическую и ситуационную схему участка газопровода, на котором производятся огневые работы.

- Технологическую последовательность операций при выполнении огневых работ и испытаний отремонтированного участка газопровода.

- Требования безопасности при выполнении огневых работ.

Порядок составления, согласования и утверждения планов организации и проведения огневых работ устанавливается руководством филиала. Утвержденный план организации и проведения огневых работ регистрируется в специальном журнале, хранящемся у диспетчера филиала.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Наряд-допуск на проведение огневых работ разрабатывается в двух экземплярах. Оба экземпляра оформляются ответственным за проведение огневых работ и подписываются начальником ЛЭС филиала, на газопроводах которого будут проводиться огневые работы [32].

Наряд-допуск утверждается техническим руководителем филиала.

Выдаваемые наряды-допуски на проведение огневых работ регистрируются в «Журнале учета огневых и газоопасных работ», хранящемся у диспетчера филиала. Один экземпляр утвержденного наряда-допуска передается ответственному за подготовительные работы, второй – лицу, ответственному за проведение огневых работ.

После завершения подготовительных работ оба экземпляра наряда-допуска подписываются ответственным за подготовительные работы, ответственным за проведение огневых работ и начальником ЛЭС.

В случае удаленности района проведения работ от места дислокации филиала допускается непосредственная приемка – передача подготовительных работ на месте с оформлением наряда – допуска и подтверждением подписями ответственных за подготовку и за проведение огневых работ с извещением об этом диспетчера филиала с помощью средств связи. Диспетчер должен зафиксировать этот факт в оперативном журнале.

В процессе проведения огневых работ, связанных с отключением и выводом из работы газопровода, ответственный за ее выполнение обязан иметь двухстороннюю связь и лично не более чем каждые 2 часа через диспетчера филиала, докладывать о ходе работ [33].

По завершении огневых работ их выполнение и приемка места работ подтверждается подписями в наряде-допуске ответственного за проведение огневых работ, начальника ЛЭС, на газопроводах которого они проводились и подписью лица, регистрирующего наряд-допуск, в журнале учета огневых и газоопасных работ с указанием времени окончания работ. Один экземпляр

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

течение последнего года эксплуатации. При наличии коррозионных повреждений (по результатам внутритрубной дефектоскопии) выше 30 % от толщины стенки трубы, давление в газопроводе должно быть сброшено полностью [35].

Организация земляных работ по вскрытию подземных газопроводов для выполнения огневых работ должна соответствовать требованиям «Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов».

Размер котлована (траншеи) определяется условиями безопасного выполнения огневых работ. Машины и механизмы, с помощью которых проводятся работы, могут располагаться, исходя из удобства и безопасности выполнения огневых работ, как на бровке траншеи, так и в котловане.

Котлован должен иметь не менее двух выходов в противоположные стороны – по одному с каждой стороны трубопровода диаметром менее 800 мм.

Для газопроводов диаметром 800 мм и выше котлован должен иметь не менее четырех выходов, расположенных по два с каждой стороны газопровода.

При притоке грунтовых (ливневых, паводковых) вод в котловане (траншее) для сбора и откачки воды выкапывается приямок. В болотистой местности и при наличии плывуна грунт может разрабатываться с применением шпунтовых свай, необходимо предусматривать меры по понижению уровня грунтовых вод, в том числе применение приспособлений для ограничения поступления воды к месту работы и предохранения от обвала стенок котлована (траншеи).

В случае попадания в котлован (траншею) газоконденсата и других ЛВЖ их следует удалить вместе с пропитанным грунтом в безопасное место, а очищенную поверхность засыпать (присыпать) песком (грунтом) [36].

При вскрытии протяженных участков следует принять меры по предотвращению провисания газопровода и возникновения в нем дополнительных напряжений (рисунок 20).

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

исправность и готовность к применению противогазов, спасательных поясов, веревок, теплоотражающих костюмов и противопожарных средств.

Входить и въезжать в рабочую зону следует с разрешения ответственного за проведение огневых работ.

Огневые работы могут выполняться при содержании газа в воздухе рабочей зоны не выше 20% от НКПВ. При повышении концентрации газа более 20% от НКПВ огневые работы необходимо немедленно прекратить, а людей вывести из опасной зоны. При производстве огневых работ рабочая зона должна контролироваться на загазованность переносными газоанализаторами с периодичностью, определенной ответственным за проведение огневых работ, но не реже чем через 30 минут.

Перед проведением огневых работ необходимо убедиться в отсутствии конденсата, горючих материалов в котловане, в полости трубы, сосуде, других узлах и при их наличии принять меры по удалению.

Сварочные работы при дожде, снегопаде, сильном ветре должны проводиться под специальным укрытием.

Стравливание газа и нахождение людей у линейных кранов и вблизи продувочных свечей во время грозы запрещается.

Ответственный за проведение огневых работ обязан немедленно прекратить их в случае обнаружения отступлений от требований Типовой инструкции, нарушения мер безопасности ведения работы, предусмотренных нарядом-допуском, планом организации и проведения огневых работ, нарушения технологии производства работ, а также при возникновении в рабочей или опасной зоне взрывопожароопасной ситуации.

Огневые работы должны быть также немедленно прекращены:

При возникновении аварийной ситуации на объекте, расположенном в опасной зоне [39].

При внезапном резком (негативном) изменении организационных, технических, технологических и погодных условий выполнения огневых работ.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

В случае возникновения взрывопожароопасной ситуации необходимо заглушить ДВС механизмов, спецоборудования и транспортных средств, а также отключить электроснабжение сварочных аппаратов и других токоприемников, расположенных в рабочей зоне. Работники должны быть удалены из опасной зоны, после чего должны быть приняты меры по выявлению и ликвидации причин возникновения аварийной ситуации.

Огневые работы следует возобновлять по распоряжению ответственного за проведение огневых работ после полного восстановления безопасных условий работы [40].

Сообщение о нарушениях, изменении, прекращении и возобновления огневых работ и принятых мерах необходимо передать диспетчеру филиала.

Проведение двух и более огневых работ на участках, не разделенных запорной арматурой должно производиться последовательно, т.е. каждая последующая работа выполняется после полного завершения предыдущей.

Открытие и закрытие запорной арматуры во время огневых работ необходимо производить согласно плану организации и проведения работ по распоряжению ответственного за проведение огневых работ. В непредвиденных случаях он имеет право изменить положение арматуры, предусмотренное планом организации работ, по согласованию с производственно-диспетчерской службой филиала. Перед этой операцией огневые работы следует прекратить, а участников вывести из опасной зоны.

Баллоны с ацетиленом, кислородом и сжиженными углеводородными газами следует располагать от места огневых работ не ближе 10 м.

4.13 Огневые работы на линейной части газопроводов

Огневые работы на линейной части газопроводов состоят из четырех основных этапов:

- вырезка технологических отверстий, люков с установкой ВГУ;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

При проведении огневых работ, связанных с разъединением газопровода, черновые резы производятся после локализации места работ ВГУ. До установки ВГУ проверяется срок их годности (хранения) и герметичность.

ВГУ устанавливаются в газопроводе на расстоянии не менее 8-10 м в обе стороны от места выполнения огневых работ (местом реза) между технологическими отверстиями и местом работы. Помещенное в газопровод ВГУ накачивается воздухом или инертным газом до давления, установленного изготовителем и обозначенного на ВГУ или в его паспорте. ВГУ должно плотно прилегать к внутренней поверхности трубы. За состоянием и давлением внутри ВГУ необходимо осуществлять регулярный контроль с записью в журнале значений давления. Периодичность и порядок регистрации давления определяет ответственный за проведение огневых работ. Персонал, на который возложен контроль за состоянием ВГУ, к выполнению других видов работ не привлекается. В случае снижения давления в каком-либо из ВГУ необходимо немедленно приостановить огневые работы, подкачать ВГУ, проверить дальнейшее изменение давления в нем. Если давление снижается медленно, то через определенный интервал времени производить его подкачку до заданного давления. В случае быстрого снижения давления дефектное ВГУ подлежит замене [43].

Контроль за давлением внутри ВГУ осуществляется по манометрам.

При огневых работах на газопроводах диаметром до 300 мм включительно допускается отключать место работы временными глиняными пробками.

Порядок выполнения технологических операций по разъединению газопровода, количество технологических отверстий и устанавливаемых ВГУ определяется планом организации и проведения огневых работ.

Разъединение газопроводов и освобождение ремонтного участка от газа может осуществляться, по усмотрению каждой конкретной организации, проводящей огневые работы, различными способами.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

г) Вырезка черновой катушки (рисунок 25).

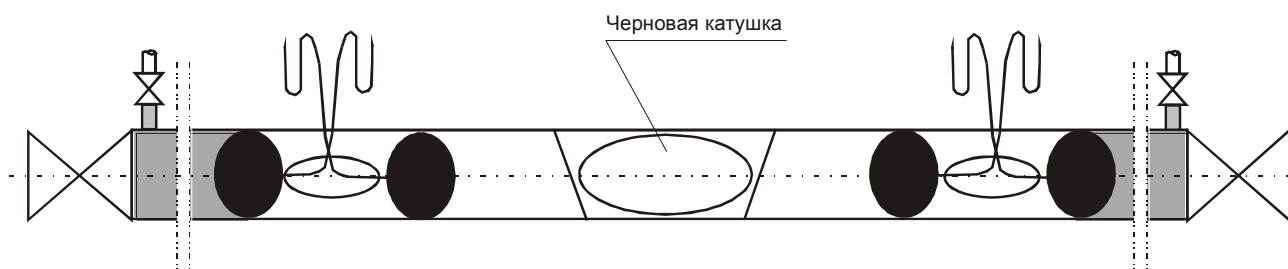


Рисунок 25 – Вырезка черновой катушки

д) Выполнение сварочно-монтажных работ,

е) Удаление ВГУ:

– выпустить воздух из ВГУ в соответствии с требованиями инструкции по их эксплуатации;

– извлечь ВГУ через технологическое отверстие.

ж) Герметизация (заварка) технологических отверстий.

Сварные соединения, выполненные в процессе огневых работ, относятся к категории гарантийных сварных соединений.

Сборка и сварка гарантийных стыков производится в соответствии с РД 558-97 под руководством специалиста сварочного производства, имеющего практический опыт по сварочно-монтажным работам на газопроводах не менее 3 лет и аттестованного в соответствии с требованиями «Правил аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства» ПБ 03-273-99 Госгортехнадзора России.

Каждое гарантийное сварное соединение должно быть подвергнуто двойному контролю: радиографическому ультразвуковому (по ГОСТ 7512-82, СТО Газпром 2-2.4-083-2006).

На каждое гарантийное сварное соединение составляется акт установленной формы.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

4.14 Сварочно-монтажные работы

Перед монтажом труб необходимо:

- произвести техническое освидетельствование труб в соответствии с разделом 4СТО Газпром 2-2.2-136-2007.
- произвести визуальный осмотр труб;
- очистить внутреннюю полость труб от попавшего внутрь грунта, грязи, снега;
- выправить или обрезать деформированные концы и повреждения поверхности труб;
- очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 10 мм.

Непосредственное соединение на трассе разнотолщинных труб допускается при условии, если разность толщин стенок стыкуемых труб (максимальная из которых 11 мм) не превышает 2,5 мм. Соединение труб с большей разностью толщин стенок осуществляется путем сварки вставок промежуточной толщины длина которых должна быть не менее 250 мм.

Стыки газопровода выполняются ручной электродуговой сваркой в соответствии СТО газпром 2-2.2-136-2007. Все сварные соединения подвергаются 100% контролю радиографическим методом, дополнительно - дублирующий контроль ультразвуковым методом проверяются стыки фасонных деталей, арматуры, переходных патрубков и монтажных захлестов.

Сварку труб в звенья производят вдоль трассы ремонтируемого газопровода. Сборка стыков в нитку производится с использованием внутреннего центриатора ЦВ 5Н, и наружного ЦЗ – 51 на захлестах и катушках (рисунок 26).

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71



Рисунок 26 – Сборка труб при помощи наружного центратора

4.15 Завершающие работы

После получения положительных результатов контроля сварных соединений, проводится комплекс завершающих работ, при выполнении которых меры безопасности и технология определяются соответствующими инструкциями [44].

Проводятся изоляционные, земляные работы по подбивке грунта под трубу и ее засыпке, кроме мест, где были предусмотрены технологические отверстия, а также вытеснение газовой смеси.

При этом дополнительно необходимо учесть следующее.

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

Перед вытеснением газовой смеси и заполнением газопровода газом весь персонал и техника должны быть удалены за пределы опасной зоны.

Вытеснять воздух из газопровода, сосуда (аппарата, емкости) следует природным газом давлением не более 0,1 МПа (1 кгс/см²) или азотом давлением не более 0,15 МПа (1,5 кгс/см²) в месте подачи. Вытеснение считается законченным, если содержание кислорода в выходящей газовой смеси не будет превышать 2% (по объему).

Заварка технологических отверстий производится после вытеснения газовой смеси в соответствии с «Руководящим документом по технологии сварки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах» (РД 558-97). На заварку технологических отверстий составляется акт.

После получения положительных результатов контроля сварных соединений заварки технологических отверстий, производится их изоляция и засыпка.

Из опасной зоны удаляются работники и техника, участвовавшие в заварке, изоляции и засыпке технологических отверстий, после чего газопровод заполняется газом.

Заполнение должно осуществляться ступенчато. До давления 20 кгс/см² – непрерывно. Затем заполнение газом временно прекращается. По истечении часа проводится осмотр места проведения работ. Заполнение продолжается до достижения проходного давления. Окончательный осмотр и проверка герметичности проводятся не менее чем через 2 часа.

4.16 Очистка внутренней полости и гидроиспытание ремонтируемых участков газопровода-отвода

Очистка внутренней полости участков газопровода-отвода предусмотрена протягиванием очистных устройств в процессе монтажа. Работы

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

по очистке должны быть проведены с обязательным контролем качества и оформлением соответствующего акта.

На участке ПК 6+08,6 ÷ ПК 62+00 очистка внутренней полости предусмотрена промывкой с пропуском разделителя, совмещаемой с заполнением водой (рисунок 27).



Рисунок 27 – Очистка внутренней полости газопровода с пропуском разделителя

Предварительному гидроиспытанию на прочность и проверке на герметичность подлежат:

– переход через р. Киргизка ПК 1+01,6 – ПК 2+50 после укладки, до засыпки, на прочность давлением 114 кгс/см^2 с выдержкой в течение 12 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/см^2 с выдержкой в течение 12 часов, после укладки до засыпки;

– переход через автодорогу IV категории (участок I категории) п. Светлый – с. Киргизка, до укладки, на прочность давлением 101 кгс/см^2 с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/см^2 с выдержкой в течение 12 часов;

– переход через железную дорогу Томск – Асино в 2 этапа: 1 этап – участок категории «В» до укладки засыпки испытание на прочность давлением 114 кгс/см^2 с выдержкой в течение 24 часов, проверка на герметичность давлением 55 кгс/см^2 с выдержкой в течение 12 часов;

										Лист
										74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

– проверка на герметичность.

Технологические процессы поднятия давления и выдержки трубопровода при испытательном давлении должны быть зафиксированы в журнале испытаний.

В процессе выдержки трубопровода под испытательным давлением обеспечивается наблюдение за показаниями приборов контроля давления с записью в журналах наблюдений, находящихся на постах наблюдений. Данные показания приборов фиксируются в рабочих журналах наблюдений через каждый час. В рабочих журналах фиксируются также все моменты (периоды) снижения (повышения) давления.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление осталось неизменным, а при проверке на герметичность не обнаружены утечки. Результаты испытаний оформляются актом.

В случае возникновения отказа, т.е. нарушение герметичности испытываемого участка трубопровода, вызванного разрушением труб, сварных соединений, деталей трубопроводов, запорной и распределительной арматуры, производится техническое расследование причин отказа. После выяснения причин отказа поврежденный участок трубопровода подлежит ремонту, повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Техническое расследование отказов осуществляет комиссия, назначенная приказом вышестоящей организации. По результатам технического расследования комиссия составляет акт, содержащий: характеристику объекта, описание места отказа, данные об очаге отказа, обоснование и указание причин отказа, сведения о потерях в результате отказа, выводы и предложения по предупреждению отказов. При необходимости дополнительных исследований металла и других материалов, проведения поверочных расчетов и прочих исследований в акте должны быть указаны соответствующие организации, которым поручается проведение этих работ.

					Технологическая часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Объём вытесняемой воды на участке, равен объёму, поступающему на данный участок.

Вытеснение воды из полости трубопровода осуществляется сжатым воздухом [46].

Испытание на прочность и проверка на герметичность выполняется наполнительно-опрессовочным агрегатом «Азинмаш-32», согласно СП–86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы».

Наполнительно-опрессовочный агрегат устанавливается на плите по щебеночной подготовке с высотой слоя не менее 100 мм.

Обвязочные трубопроводы из стальных труб прокладываются надземно, по низким опорам. На всасывающей линии насоса устанавливается стальная задвижка, а на напорной – стальная задвижка, обратный клапан и манометры (приложение графические материалы гидроиспытания).

Перед врезкой в газопровод, на напорном водоводе предусматривается установка манометра и запорной арматуры.

По окончании испытания газопроводов и их опорожнении, единовременные трубопроводы демонтируются, а на место их врезки привариваются постоянные заглушки.

Для проведения предварительных гидроиспытаний участков газопровода планируется использовать привозную воду со скважины промышленной площадки Томской ЛЭС. После гидроиспытаний используемая вода будет доставляться на промышленную площадку Томской ЛЭС.

По окончании работ временные сооружения ликвидируются, а площадки рекультивируются.

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

4.17 Изоляционные работы и противокоррозионная защита газопровода-отвода

Проектом предусмотрена укладка труб с заводской противокоррозионной изоляцией по ТУ 1394-012-17213088-03 конструкция № 1 по ГОСТ Р 51164-98. Изоляция зон сварных стыков предусматривается термоусаживающимися манжетами Терма-СТМП 450x2,4 с замком Терма-ЛКА 450x150 ТУ 2245-003-44271562-02. Перед нанесением изоляции трубопровод должен быть очищен от ржавчины, пыли, наледи, окалины и других загрязнений, а при необходимости высушен. Очищенная поверхность трубопровода должна быть покрыта ровным слоем клеевой грунтовки без пропусков, подтеков и пузырей. Операционная карта на изоляцию (см. приложение).

Для защиты изоляционного покрытия труб:

- укладываемым протаскиванием предусматривается футеровка газопровода деревянной антисептированной рейкой;
- при балластировке утяжелителями УБО-М-720 укладкой защитных ковриков (футеровочных матов);
- для механической защиты изоляционного покрытия трубопровода на переходах через автодороги и железную дорогу предусмотрены детали конструкции по ТУ 51-19-2000 (технические условия «Спейсер») ОАО «Метафракс» Пермская область, г. Губаха (рисунок 28).

Конструкция перехода «Спейсер» состоит из:

- колец предохранительных;
- манжет герметизирующих (по ТУ 2531-005-0129858-2000);
- хомутов-стяжек;
- крепежных деталей.

Наземная часть свечей покрывается перхлорвиниловой эмалью в 2 слоя по двухслойной фенольно-формальдегидной грунтовке ФЛ-013 с последующим нанесением предупредительных колец согласно ГОСТ 14202-69.

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

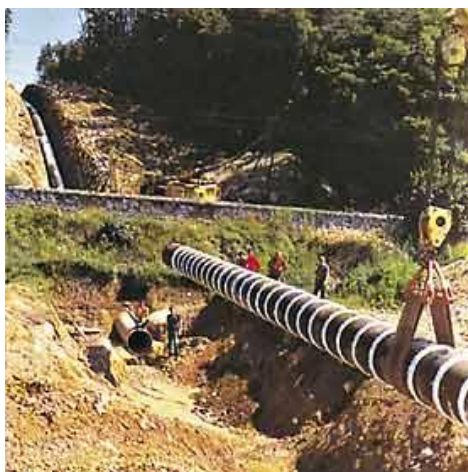


Рисунок 28 – Газопровод с установленными кольцами подготовленный к протягиванию в футляр

4.18 Электрохимическая защита

В химическом и физико-химическом отношении все почвы, встречающиеся по трассе, характеризуются в верхней части слабо кислой реакцией среды, а в нижней – карбонатной, слабощелочной. Практически в течение всего года в таких почвах сохраняется окислительная обстановка. Из этого следует, что кальций, содержащийся в конструкциях (бетоне) выщелачиваться будет слабо, и такие конструкции будут длительное время устойчивыми.

Черноземно-луговые почвы помимо слабокислой реакции среды характеризуются переменным окислительно-восстановительным режимом. Такой режим, усиленный действием органических кислот, содержащихся в почвах, способствует развитию коррозионных явлений. По этой причине железосодержащие конструкции будут разрушаться значительно быстрее, чем в предыдущем случае [47].

Проектом предусмотрена электрохимическая защита участков газопровода 500 общей протяженностью 3,2 км.

На пересечении с железной дорогой на перегоне Томск-Асино, электрифицированной на постоянном токе, выполнена дренажная защита

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

газопровода от существующей дренажной установки, установленной по старой трассе газопровода на км 95, 520 по железной дороге.

Дренажный кабель принимаем марки ААБнлГ 3х70.

Для контроля защитного потенциала проектом предусмотрена установка контрольно-измерительных пунктов (КИПов) на пересечении с ручьем, газопроводом, автомобильной дорогой и железной дорогой. Все контрольно-измерительные пункты оборудованы медносульфатными электродами сравнения ЭНЕС-1.

В проекте выполнена совместная защита проектируемого газопровода и существующего газопровода, защитных кожухов и кабеля связи.

4.19 Транспортные работы

Транспортные работы следует выполнять в соответствии со СНиП III-42-80*, РД 39-132-94, «Правил дорожного движения» и раздела 14 СП 34-116-97.

Работы по подъему, складированию, погрузке и разгрузке труб разрешается производить только в присутствии лица, ответственного за производство работ.

При погрузке и разгрузке труб кранами и трубоукладчиками применять мягкие канаты, мягкие полотенца, траверсы, с торцевыми захватами. Для исключения повреждения торцов труб низ крюка должен быть снабжен вкладышами из мягкого материала.

Перекатку труб и трубных секций разрешается производить только по лагам.

Перемещение труб и трубных секций волоком запрещается.

Типы транспортных средств выбирают в зависимости от условий перевозок в соответствии с проектом производства работ.

При складировании труб запрещается:

- укладывать в один штабель трубы разного диаметра;

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

- производить укладку труб верхнего ряда до закрепления труб нижнего ряда;
- складировать вместе изолированные и неизолированные трубы, укладывать трубы в наклонном положении с опиранием одной стороны труб на нижележащие трубы.

Транспортировка трубных секций на трассе производится трубоукладчиками (рисунок 29).



Рисунок 29 – Транспортировка трубных секций трубоукладчиками

Раскладка по трассе производится трубоукладчиками, оснащенными мягкими стропами. Раскладка производится на лежки с мягкими накладками. При раскладке вдоль траншеи труб и секций их следует размещать на расстоянии 1,5-2м от бровки траншеи.

Приемка труб грузополучателем производится согласно требованиям, изложенным в данной пояснительной записке в разделе 5. «Контроль строительными работами, применяемыми материалами. Приемка в эксплуатацию капитально отремонтированного газопровода».

5 Контроль за строительными работами, применяемыми материалами. Приемка в эксплуатацию капитально отремонтированного газопровода

5.1 Методы осуществления контроля за качеством работ

В соответствии с этапами технологического процесса строительства трубопроводов постоянно выполняется производственный контроль качества работ, включающий в себя входной, операционный, приемочный (СТО Газпром 2-2.4-083-2006).

Входной контроль качества материалов, оборудования, конструкций, изделий, предназначенных для использования в строительстве, осуществляется работниками службы снабжения, инженерно-техническими работниками линейных технологических потоков и специалистами отдела контроля качества строительства.

Операционный контроль технологических процессов осуществляют бригадиры линейных бригад и инженерно-технические работники линейного технологического потока на всех стадиях строительства линейной части газопровода, а специалисты службы контроля качества производят выборочный операционный контроль.

Приемочный контроль осуществляется после завершения определенных этапов работ. Этот вид контроля выполняется инженерно-техническими работниками линейного потока и специалистами отдела контроля качества строительства генподрядчика.

Завершающим этапом деятельности по обеспечению качества строительных работ и эксплуатационной надежности объекта строительства является комплекс испытаний перед сдачей объекта в эксплуатацию.

					Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Филиппов М.А.			Контроль за строительными работами, применяемыми материалами. Приемка в эксплуатацию капитально отремонтированного газопровода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					84	137
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

Подрядчик должен обладать необходимым оборудованием, приборами и инвентарными приспособлениями для всех видов испытания магистральных трубопроводов.

Прием в эксплуатацию трубопровода проводится приемочной комиссией, назначенной заказчиком. До предъявления трубопровода приемочной комиссии, проводится прием трубопровода рабочей комиссией, назначенной заказчиком.

Приемку в эксплуатацию законченных строительством трубопроводов необходимо производить в соответствии с требованиями СП 34-112.-97 и раздела 28 СП 34-116-97 [48].

Приемка в эксплуатацию трубопроводов запрещается, если не полностью (согласно проекту) закончены строительством сопутствующие объекты, обеспечивающие безопасность людей, защиту окружающей среды и пожарную безопасность.

Приемка производится после окончания строительства в соответствии с проектом, устранения недоделок

Наряду с производственным контролем, осуществляемым работниками строительной организации, выполняется авторский и инспекционный надзор.

Инспекционный надзор проводится представителями служб технадзора Заказчика и территориальных органов надзора.

Контроль качества строительно-монтажных работ включает в себя:

- контроль качества выполнения подготовительных работ;
- контроль качества земляных работ;
- контроль качества сварочных работ;
- контроль качества изоляционно-укладочных работ.

Схемы операционного контроля качества по некоторым видам работ приведены в технологических картах данного проекта.

					Контроль за строительно-монтажными работами, применяемыми материалами. Приемка в эксплуатацию капитально отремонтированного газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

5.2 Контроль качества выполнения подготовительных работ

Контроль качества подготовительных работ следует осуществлять путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации, СП 86.133330.2014 «Геодезические работы в строительстве».

В процессе подготовительных работ исполнителями в числе прочих работ, контролируется:

- правильность закрепления трассы;
- соответствие фактических отметок и ширины планируемой полосы требованиям проекта, особенно в зоне разработки траншей;
- величину уклонов.

Контроль осуществляется визуально, а также с помощью теодолита, нивелира, мерной ленты. Перед началом строительства генподрядная строительной-монтажная организация должна произвести контроль геодезической разбивки трассы, принять трассу от заказчика по акту.

5.3 Контроль качества земляных работ

Контроль качества земляных работ осуществляется в соответствии с требованиями, СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Земляные сооружения. Правила производства и приемки работ», СП 86.133330.2014 «Магистральные трубопроводы» (глава 3 табл. 2).

Земляные работы должны производиться с обеспечением качества и с обязательным операционным контролем, который заключается в систематическом наблюдении и проверке соответствия выполняемых работ требованиям проекта и НТД. Операционный контроль выполняется производителем работ визуально, а также с использованием теодолита, нивелира, мерной ленты, металлического щупа, шаблонов. Выявленные в процессе контроля дефекты, отклонения от проектов и требований

					Контроль за строительными-монтажными работами, применяемыми материалами. Приемка в эксплуатацию капитально отремонтированного газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

строительных норм и правил или технологических карт должны быть исправлены до начала следующих работ.

Приемку законченных земляных работ осуществляет служба контроля качества. По мере выполнения отдельных видов работ составляются документы на их приемку (ВСН 012-88 ч. 2).

Способы производства земляных работ определяются проектным решением и должны выполняться в соответствии с отраслевыми нормативными документами.

В процессе земляных работ должны контролироваться отклонения оси вырытой траншеи от разбивочной, фактическая отметка дна траншеи, высота валика, засыпки, отклонения размеров насыпи.

Все скрытые работы должен принять заказчик, о чем составляют акт, в котором делают отметку о разрешении выполнять работы.

Для приемки скрытых работ подрядчик обязан вызвать представителя заказчика. Если представитель заказчика не явился в указанный подрядчиком срок, то последний составляет односторонний акт.

5.4 Контроль качества сварочных работ

Действия, направленные на обеспечение требуемого уровня качества сварных соединений трубопроводов, регламентированы разделом 16 СП 34-116-97.

Перед началом работ организацией-получателем в присутствии поставщика производится приемка, отбраковка и освидетельствование труб, деталей трубопроводов и запорной арматуры согласно ВСН 012-88.

Приемка и отбраковка материалов выполняется визуальным контролем и инструментальным контролем с помощью рулетки, штангенциркуля, ультразвукового толщиномера, набора шаблонов. В случае необходимости отдельные трубы подвергаются ремонту в соответствии с требованиями ВСН

					Контроль за строительными работами, применяемыми материалами. Приемка в эксплуатацию капитально отремонтированного газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

012-88 ч. 1. Проведение ремонта и заключение о пригодности труб к дальнейшему использованию оформляется актом установленной формы.

По результатам освидетельствования принимаемых материалов составляется акт.

Для обеспечения требуемого уровня качества сварочных работ необходимо производить:

– Проверку квалификации сварщиков, которую осуществляет постояннодействующая комиссия генподрядчика в объеме и с использованием методик, определяемых требованиями «Сварка ВСН 006-89».

– Контроль исходных материалов, труб и трубных заготовок, запорной и распределительной арматуры (входной контроль, согласно требований ВСН 012-88, ВСН 006-89). При определении качества сварочных материалов устанавливают наличие сертификатов на каждую партию и марку материалов, состояние поверхности покрытий электродов, сварочной проволоки. Сварочные материалы, которые по результатам контроля не соответствуют требованиям нормативных документов, признают некачественными и на них составляется акт в соответствии с положением ВСН 006-89, и с объекта убираются.

– Систематический операционный контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки мастерами и производителями работ. При операционном контроле в процессе сварки осуществляется наблюдение за строгим соблюдением режимов сварки, порядка наложения слоев и их количеством.

– Визуальный контроль и обмер сварных соединений осуществляется мастерами и производителями работ, и работниками службы контроля с учетом требований ВСН 012-88. Обнаруженные при внешнем осмотре недопустимые дефекты должны устраняться до проведения контроля неразрушающими методами.

					Контроль за строительными работами, применяемыми материалами. Приемка в эксплуатацию капитально отремонтированного газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

– Радиографический контроль в объеме 100% сварных стыков с учетом требований ВСН 012-88, СНиП III-42-80, ВСН 006-89 с применением рентгеновских аппаратов. Энергию рентгеновского излучения, тип радиографической пленки, схему зарядки кассет и схему просвечивания выбирают в зависимости от геометрических размеров контролируемого изделия таким образом, чтобы обеспечить требуемую чувствительность контроля.

Результаты контроля оформляются документально по ВСН 012-88.

К работе с аппаратурой по физическим методам контроля качества сварных стыков (магнитография, ультразвук, рентгенодефектоскопия, гамма-дефектоскопия) допускаются лица не моложе 18 лет, окончившие специальные курсы, и имеющие квалификационные удостоверения, обученные безопасным способам работы и прошедшие инструктаж по технике безопасности.

При работе с радиоактивными изотопами, применяемыми для просвечивания сварных швов трубопроводов, необходимо соблюдать «Санитарные правила по радиоизотопной дефектоскопии» (М., изд. Минздрава РФ, 1986), «Правила безопасности при транспортировании радиоактивных веществ», «Инструкцию по безопасному проведению работ при радиоизотопной и рентгеновской дефектоскопии в организациях и на предприятиях Миннефтегазстроя» (ВСН 88-84 Миннефтегазстроя, М., 1985).

Общий контроль за соблюдением правил радиационной безопасности обязаны осуществлять главные инженеры и инженеры по технике безопасности организаций, а непосредственный контроль начальники полевых испытательных лабораторий (ПИЛ), работники полевых испытательных лабораторий (ЦПИЛ) и работники радиационной безопасности (дозиметристы и др.). Администрация строительно-монтажных управлений и трестов обязаны обеспечить условия безопасной работы с радиоактивными изотопами, предусмотренными правилами.

Приказом по строительно-монтажной организации должно быть назначено ответственное лицо по приемке и учету источников излучения.

					Контроль за строительно-монтажными работами, применяемыми материалами. Приемка в эксплуатацию капитально отремонтированного газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Таким лицом следует назначать начальника или инженера ПИЛ, обязанных знать физико-химические и токсические свойства гамма-источников.

Перед проведением работ с применением источников ионизирующего излучения необходимо поставить в известность (в письменной форме) органы государственного СЭН по Томской области.

Приказом по организации гамма-дефектоскопы должны быть закреплены за дефектоскопистами, выполняющими работы по просвечиванию сварных стыков труб на монтажных участках. Дефектоскописты несут ответственность за транспортировку и эксплуатацию гамма-дефектоскопов.

Ответственное лицо по приемке и учету источников излучения должно выдавать гамма-дефектоскопы на участки дефектоскопистам только под расписку в специальном журнале и в приходно-расходном журнале регулярно вести учет источников излучения.

Ответственность за соблюдение ремонтных работ и составление исполнительной документации несет инженерно-технический персонал, назначенный соответствующим приказом организации, производящей работы по ремонту участка газопровода.

Сдача отремонтированного участка магистрального газопровода заказчику должна производиться после полной готовности участка (засыпки, подключению новых участков), проведения контроля состояния изоляции методом катодной поляризации, проверки на прочность и герметичность, а также работ по рекультивации в соответствии с рабочим проектом и установки знаков.

Подключение законченного строительством участка газопровода производится после его приемки комиссией в комплексное опробование и получения разрешения на подключение (подачу газа) от ВСГТЦ ОАО «Газнадзор» и ПДС ООО «Газпром трансгаз Томск».

					Контроль за строительно-монтажными работами, применяемыми материалами. Приемка в эксплуатацию капитально отремонтированного газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Приемка отремонтированного участка газопровода осуществляется приемочной комиссией, назначенной руководителем предприятия-заказчика.

Приемка отремонтированного участка газопровода осуществляется в соответствии с требованиями действующих норм и правил: СНиП 3.01.04-87, ВСН 012-88 ч. II, СНиП 2.05.06-85*, СНиП III-42-80*, ВРД 39-1.10-006-2000, ВСН 51-1-97.

5.5 Контроль качества изоляционных работ

При контроле качества изоляционных работ руководствоваться требованиями ВСН 008-88, ГОСТ Р 51164-98, СНиП 3.01.01-85. Материалы, применяемые для противокоррозионной защиты (включая импортные), должны иметь технические паспорта и сертификаты. При выполнении изоляционных работ проводится контроль качества применяемых материалов, операционный контроль качества изоляционных работ и контроль качества готового покрытия. Если при контроле изоляции установлено ее неудовлетворительное состояние, то необходимо:

- найти места повреждений и провести ремонт;
- повторно испытать изоляцию.

При нанесении защитных покрытий необходимо проводить визуальный контроль качества изоляционных работ: очистки изолируемой поверхности, нанесения грунтовки, нанесения изоляционного покрытия и следить за сохранностью покрытия при укладке трубопровода.

Методы, показатели и последовательность контроля качества изоляционных материалов и противокоррозионных покрытий трубопроводов приведены в Приложении 6 ВСН 008-88, ГОСТ Р 51164-98.

При использовании труб с заводской изоляцией проверяется на каждую партию наличие сертификата и соответствие труб сертификатам, проверка качества покрытия (толщин, адгезии, сплошности, прочности, качества).

					Контроль за строительными работами, применяемыми материалами. Приемка в эксплуатацию капитально отремонтированного газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

При использовании термоусадочной муфты проверяется наличие сертификата и соответствие муфты сертификату, целостность муфт. При установке контролируется технологическая последовательность и условия установки, предписываемые ТУ на муфту. После установки муфта должна обеспечивать равномерное и плотное обжатие поверхности сварного соединения нахлест на заводское покрытие не менее 10 см, из-под нахлеста муфты на заводское покрытие должен выступить клей. Контроль заводской изоляции труб и установленной муфты выполняется аналогично контролю основного изоляционного слоя, нанесенного в полевых условиях. Результаты контроля оформляются документально по ВСН 012-88, ГОСТ Р 51164-98.

					Контроль за строительно-монтажными работами, применяемыми материалами. Приемка в эксплуатацию капитально отремонтированного газопровода	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

6 Система АСУ, телемеханики и связи

6.1 Общие сведения о системе

Система телемеханики (ТМ) предназначены для дистанционного контроля за работой и управления кранами магистрального газопровода (МГ) и оборудованием газораспределительных станций (ГРС). Система ТМ включает в себя:

- оборудование пункта управления (монитор, системный блок, сервер, принтер и т.п.);
- оборудование телемеханики (контроллер, источник питания, модули и т.п.);
- оборудование КИП (датчики давления, температуры, узлов управления и т.п.);
- оборудование связи (радиомодем, антенно-фидерные устройства и т.п.), кабельные линии и ЛЭП для электроснабжения.

Оборудование на линейной части МГ размещается в укрытиях (блок боксах), на ГРС – в помещении операторной. Система ТМ Томского ЛПУ МГ (Томская ПП) смонтирована и введена в эксплуатацию в 2004 году. Расширение системы выполнено в 2005 году.

6.2 Цели, назначение и области использования системы

Система линейной телемеханики Томской ЛЭС предназначена для автоматизации участка с 317 по 343 км магистрального газопровода (МГ) «Парабель-Кузбасс», находящегося на территории Томской области, газопроводов-отводов на г. Томск и ГРС, входящих в зону ответственности Томской промплощадки Томского линейного производственного управления

					Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Филиппов М.А.			Система АСУ, телемеханики и связи	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А В					93	137
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа3-2Б7А		

магистральных газопроводов.

Основными целями создания СЛТМ Томской ЛЭС являются:

- повышение надежности работы газотранспортного предприятия за счет оптимального управления на основе оперативной и ретроспективной информации о состоянии технологического оборудования линейной части МГ;
- предотвращение и локализация аварийных и нештатных ситуаций;
- превращение составных частей МГ в полностью автоматизированные технологические звенья, работающие под контролем и управлением диспетчеров ЛПУ и ЦДП в том числе:
 - обеспечение управления технологическим оборудованием газораспределительных станций (ГРС) в нормальных, переходных и аварийных режимах работы;
 - аварийная защита ГРС путем дистанционного отключения от магистрального газопровода;
 - обеспечение персонала достаточной, достоверной и своевременной информацией о ходе технологического процесса и состоянии технологического оборудования магистрального газопровода для ведения оперативного управления;
 - повышение эксплуатационной надежности оборудования линейной части МГ и ГРС;
 - повышение степени аварийной защиты оборудования ГРС;
 - сокращение ошибок оперативного персонала.

Система линейной телемеханики Томской ЛЭС предназначена для решения следующих задач:

обеспечения оперативного контроля за состоянием технологических объектов линейной части магистрального газопровода (МГ) «Парабель-Кузбасс», газопроводов-отводов на г. Томск и газораспределительных станций (ГРС) в зоне ответственности Томской ЛЭС Томского ЛПУ МГ;

					Система АСУ, телемеханики и связи	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

- автоматизированного управления объектами линейной части МГ и ГРС с пункта управления (ПУ) Томской ЛЭС в том числе:
 - циклический сбор данных телеизмерений по линейной части МГ и ГРС;
 - контроль и регистрация предупредительной и аварийной телесигнализации технологических объектов линейной части МГ и ГРС;
 - задание уставок телеизмерений с уровня ДП ЛПУ;
 - телеуправление объектами линейной части газопровода;
 - контроль параметров газопровода;
 - охранную сигнализацию площадок крановых узлов магистрального газопровода и охранных кранов ГРС;
 - охранную сигнализацию территории ГРС.

6.3 Состав функций, реализуемых системой ТМ

На уровне контрольного пункта (КП) линейной части МГ и ГРС система телемеханики выполняет следующие информационные, управляющие и обеспечивающие функции:

- телеизмерение;
- телесигнализация;
- телеуправление;
- обеспечивающие и сервисные.

Функции телеизмерения включают в себя:

- Давление газа до и после линейного крана,
- Температура газа после линейного крана,
- Давление газа на входе ГРС,
- Давление газа на выходе ГРС,
- Температура газа на входе ГРС,
- Температура газа на выходе ГРС,

					Система АСУ, телемеханики и связи	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

- Учет количества расхода газа на выходе ГРС,
- Потенциал катодной защиты (КЗ),
- Ток установки катодной защиты (УКЗ),
- Напряжение установки катодной защиты (УКЗ),

Функции телесигнализации включают в себя:

- телесигнализация положения линейных кранов магистрального газопровода, в том числе промежуточное и неопределенное состояние;
- телесигнализация положения кранов ГРС, в том числе промежуточное и неопределенное состояние;
- телесигнализацию о загазованности помещений ГРС
- телесигнализацию о состоянии котлов отопления ГРС;
- телесигнализацию о несанкционированном доступе на территорию крановых узлов на магистральном газопроводе;
- телесигнализацию о несанкционированном доступе на территорию ГРС;
- телесигнализацию об отсутствии напряжения питания 220 вольт;
- телесигнализацию о разряде аккумуляторных батарей устройства бесперебойного питания.

Функции телеуправления включают в себя:

- телеуправление линейными кранами магистрального газопровода;
- телеуправление линейными кранами ГРС;

Обеспечивающие и сервисные функции включают в себя:

- аварийная сигнализация об изменениях соответствующих телесигнализаций (ТС) на контролируемом пункте (КП);
- синхронизация времени между контролируемым пунктом и пунктом управления;
- контроль пароля и прав доступа на уровне контролируемого пункта для операций телеуправления и изменений установок телеизмерений;
- регистрация сбоя в канале связи с формированием телесигнализации;

					Система АСУ, телемеханики и связи	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

– автоматический переход на резервное питание при исчезновении основного;

– телесигнализация целостности цепей исполнительных механизмов;

– автоматическую диагностику аппаратных и программных средств.

На уровне пункта управления система линейной телемеханики выполняет следующие функции:

– организация циклического, по вызову и произвольного опроса контролируемых пунктов;

– регистрация событий от всех контролируемых пунктов;

– контроль допуска операторов пульта управления;

– выработка команд телеуправления с проверкой допуска;

– ведение оперативной базы текущих параметров и базы данных системы.

На рисунке 30 показан участок магистрального газопровода, отображенный на экране монитора в пункте управления.

6.4 Технологическая связь

Система внутрипроизводственной технологической связи ООО «Газпром трансгаз Томск» имеет в своём составе:

- магистральные радиорелейные линии связи;
- магистральные кабельные линии связи;
- сети технологической связи:
- сеть автоматически коммутируемых цифровых телефонных станций;
- сеть подвижной радиосвязи;
- сеть селекторных совещаний;
- сеть диспетчерской связи;
- сеть передачи данных;

					Система АСУ, телемеханики и связи	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

- сети УКВ радиосвязи линейной телемеханики, мониторинга СКЗ, передачи данных учёта расхода газа;

- внутриплощадочные кабельные линии связи.

Проводимая в настоящее время в ООО «Газпром трансгаз Томск» разработка и реализация комплексной программы создания интегрированной информационно-управляющей системы ООО «Газпром трансгаз Томск» позволит создать сеть связи, отвечающую требованиям ОИИУС, создать единое информационное пространство для функционирования систем сбора и обработки производственно-хозяйственной, планово-экономической и оперативно-диспетчерской информации.

					Система АСУ, телемеханики и связи	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: гидравлические испытания. Целевой рынок: газовые и нефтяные компании. В таблице 4 представлена карта сегментирования рынка

Таблица 4 – Карта сегментирования рынка

		Вид исследования: гидравлические испытания		
		Расчет ГИ	Проведение ГИ	Анализ ГИ
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			
	«Газпром»	«Роснефть»	«Транснефть»	

Гидравлические испытания трубопроводов преобладают в крупных компаниях, для которых важна долговечность и экономичность. Крупным компаниям важна простота и долговечность.

Гидравлические испытания, проводимые на газопроводах и нефтепроводах, являются одним из наиболее эффективных и экономически выгодных способов диагностики.

Состав работ:

- монтаж, сборка и сварка инвентарных испытательных узлов;
- монтаж и сварка трубопроводов обвязки;
- установка кранов на трубопроводы обвязки;
- установка емкости для воды;

предварительное гидравлическое испытание узла и обвязочных трубопроводов;

					Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Филиппов М.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Рудаченко					99	137
Рук. ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа3-2Б7А		
		Гасанов М.О						

- испытание рабочей плети;
- демонтаж испытательных узлов и узлов трубопроводов обвязки.

7.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, проводится систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Таблица 5 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,11	4	4	4	0,40	0,4	0,4
2. Удобный в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,19	5	3	3	0,90	0,54	0,54

Продолжение таблицы 5

3. Надежность	0,08	5	4	3	0,35	0,28	0,21
4. Простота эксплуатации	0,12	5	4	3	0,55	0,33	0,33
5. Качество интеллектуального интерфейса	0,10	5	3	3	0,45	0,27	0,27
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,08	5	4	3	0,25	0,2	0,15
2. Уровень проникновения на рынок	0,09	5	4	5	0,35	0,28	0,35
3. Цена	0,06	5	4	4	0,25	0,2	0,2
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,09	5	5	5	0,4	0,4	0,4
5. Послепродажное обслуживание	0,04	5	3	3	0,15	0,09	0,09
6. Наличие финансирования	0,04	4	5	4	0,12	0,15	0,12
Итого	1	48	43	40	4,17	3,14	3,06

Оценка конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (4)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Основываясь на знаниях о конкурентах, следует объяснить:

– чем обусловлена уязвимость позиции конкурентов и возможно занять свою нишу и увеличить определенную долю рынка;

– в чем конкурентное преимущество разработки.

По результатам оценки можно выделить следующие конкурентные преимущества модернизации гидравлических испытаний: повышенная энергоэкономичность, повышенная безопасность и надежность, увеличение производительности, длительный срок эксплуатации.

7.4 SWOT – анализ

Для получения четкой оценки проекта и его перспектив необходимо провести SWOT-анализ. SWOT-анализ – это определение сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз, исходящих из ближайшего окружения (внешней среды).

Таблица 6 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С2. Увеличение производительности.</p> <p>С3. Надежность работы трубопроводного оборудования.</p> <p>С4. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С5. Повышение качества выпускаемой продукции</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с разработкой.</p> <p>Сл2. Адаптация программы к разным месторождениям.</p> <p>Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p> <p>Сл4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Улучшение качества промышленной подготовки нефти</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В3. Повышение управляемости, надежности установки</p> <p>В4. Уменьшения риска возникновения аварийных ситуаций.</p>	<p>Разработка математической модели для промышленной подготовки нефти, которые позволяют минимизировать затраты и достоверно прогнозировать влияние технологических параметров на основные показатели промышленной подготовки нефти.</p>	<p>С</p> <p>1. Разработка научного пособия с целью обучения кадров</p> <p>2. Создание инжиниринговой услуги по адаптации программы под заданные параметры.</p> <p>3. Приобретения необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p> <p>4. Проведение противопожарных, противоаварийных мероприятий</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства</p> <p>У3. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции</p>	<p>1. Продвижение программы с целью создания спроса</p> <p>2. Создание конкурентных преимуществ готового продукта</p> <p>3. Сертификация и стандартизация продукта</p>	<p>1. Ограничение на экспорт технологии в связи с отсутствием прототипа разработки.</p> <p>2. Создание инжиниринговой услуги с целью обучения работе с готовым продуктом</p> <p>3. Приобретения необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p>

7.5 Планирование научно-исследовательских работ

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследований	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель Исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка тех. задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Проектирование модели и проведение экспериментов	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель Исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель Исполнитель

7.6 Определение трудоемкости выполнения работ

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

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

$$t_{ожі} = \frac{2t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (5)$$

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

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

$t_{\max i}$ – 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. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{ч_i}, \quad (6)$$

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

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

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

7.7 Разработка графика проведения научного исследования

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. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (7)$$

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

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

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (8)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; ($T_{\text{кал}} = 366$);

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; ($T_{\text{вых}} = 118$);

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году. ($T_{\text{пр}} = 15$);

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{366 - 104 - 15} = 1,48.$$

Все рассчитанные значения сведены в таблице 8.

Таблица 8 – 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.	$t_{ожс}$, чел.-дни.			
Составление и утверждение технического задания	1	3	2	Руководитель, Исполнитель	2	3
Подбор и изучение литературы по теме	11	16	13	Исполнитель	13	19
Выбор направления исследований	7	14	10	Руководитель, Исполнитель,	7	11
Календарное планирование работ по теме	1	3	2	Руководитель, Исполнитель	2	3
Поиск необходимых технических решений для повышения эффективности работы ВКС	12	16	14	Исполнитель	14	21
Проведение расчетов	7	19	11	Исполнитель	11	16
Оценка результатов исследования	4	7	5	Руководитель, Исполнитель	5	7
Оформления отчета	3	5	4	Исполнитель	4	6
Заключение	2	4	3	Руководитель, Исполнитель	3	4
ИТОГО:					61	90

На основе таблицы 8 строим план график, представленный в таблице 9.

Таблица 9 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				февр.			Март			апрель			май			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление ТЗ	Руководитель, Исполнитель	3	■												
2	Изучение литературы	Исполнитель	19	■	■	■										
3	Выбор напр. исслед.	Руководитель, Исполнитель	11			■	■									
4	Календар. план.	Руководитель, Исполнитель	3				■	■	■							
5	Поиск тех. решений	Исполнитель	21				■	■	■							
6	Провед. теор. расч.	Исполнитель	16						■	■	■					
7	Оценка результатов	Руководитель, Исполнитель	7								■	■				
8	Офор. отчетов	Исполнитель	6								■	■	■			
9	Заключение	Руководитель, Исполнитель	4									■	■	■	■	

■ – руководитель ■ – исполнитель

7.8 Бюджет научно-технического исследования

Для разработки данного научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы: Спецдежда, оплата труда машинистов (Агрегаты наполнительноопрессовочные: до 500 м3 /ч; Агрегаты опрессовочные с подачей при наполнении 25 м3 /ч), Стоимость элементов установки (Корпус (сталь 17Г1С); Поршень (сталь 17Г1С)), топливо. Все необходимое оборудование и затраты на его приобретение представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Смета затрат на необходимые материальные ресурсы

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед. руб.			Затраты на материалы, (З _м), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Спецодежда	шт.	2	2	2	2000 0	2000 0	2000 0	4000 0	4000 0	40000
Агрегаты наполнительноопрессовочные: до 500 м3 /ч	маш.-ч	137	130	115	3801, 3	3801, 3	3801, 3	5207 78,1	4941 69	437149 ,5
Агрегаты опрессовочные с подачей при наполнении 25 м3 /ч	маш.-ч	79	68	56	832,2	832,2	832,2	6574 3,8	5658 9,6	46603, 2
Корпус (сталь 17Г1С)	шт.	1	1	1	4348 01	4348 01	4348 01	4348 01	4348 01	434801
Поршень (сталь 17Г1С)	шт.	1	1	1	5963 3	5963 3	5963 3	5963 3	5963 3	59633
Топливо	л	25	23	20	46	46	46	1150	1058	920
Итого:								1122 105,9	108 625 0,6	1019106 ,7

7.9 Основная заработная плата исполнителей темы

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20-30 % от тарифа или оклада.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 33162,9 руб., для исполнителя (студент) – 2700 руб. Расчет основной заработной платы сводим в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб	З _{дн} , руб.	T _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	33162,9	1,3	43111,7	1960	22	43340
Студент	2700	-	2700	125	56	7000

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (9)$$

где Z_{осн}, Z_{доп} – основная и дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата (Z_{осн}) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

где Z_{осн} – основная заработная плата одного работника;

T_р – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (10)$$

где Z_м – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня M = 11,2 месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней M = 10,4 месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 12).

Таблица 12 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	41	75
Количество нерабочих дней		
–выходныедни	17	17
–праздничныедни	2	2
Потери рабочего времени		
–отпуск	-	-
–невыходы поболезни	-	-
Действительный годовой фонд рабочего времени	22	56

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн}, \quad (11)$$

где $Z_{дон}$ – дополнительная заработная плата, 7551 руб;

$k_{дон}$ – коэффициент дополнительной зарплаты (0,15);

$Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 13 приведена форма расчета основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 13 – Расчет основной и дополнительной заработной платы

	Заработная плата	Социальные отчисления
Руководитель	49841	13506,9
Исполнитель	7000	0
Итого	56841	13506,9

7.10 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = K_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{дол}), \quad (12)$$

где $k_{внеб} = 27,1\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс.руб		Дополнительная заработная плата, тыс. руб	
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Руководитель	43340	43340	6501	6501
Исполнитель проекта	7000	7000	1050	1050
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271			
Итого:				
Исполнение 1			Исполнение 2	
13506,9			13506,9	

7.11 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{нр}, \quad (13)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Исполнение 1: 19236,3;

Исполнение 2: 19294,2;

Исполнение 3: 19252,7.

7.12 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	1122105,9	1086250,6	1019106,7
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	56841	56841	56841
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	7551	7551	7551
4. Отчисления во внебюджетные фонды	13506,9	13506,9	13506,9
5. Накладные расходы	19236,3	19294,2	19252,7
Бюджет затрат НТИ	1219241,1	1183443,7	1116258,3

В результате полученных данных, был рассчитан бюджет затрат научно-исследовательской работы для двух исполнителей.

Наиболее низким по себестоимости оказался проект третьего исполнителя, затраты на его полную реализацию составляют 1116258,3рублей.

7.13 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\phi_{pi}}{\phi_{max}}, \quad (14)$$

где $I_{финр}^{исп.i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

ϕ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

ϕ_{max} – максимальная стоимость исполнения исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Рассчитаем интегральный финансовый показатель:

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{1219241,1}{1219241,1} = 1;$$

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{1183443,7}{1219241,1} = 0,97;$$

$$I_{финр}^{исп3} = \frac{1116258,3}{1219241,1} = 0,92;$$

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

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

где a_i – весовой коэффициент разработки;

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

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

Таблица 16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда	0,20	5	5	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
3. Ремонтнопригодность	0,15	4	4	5
4. Энергосбережение	0,25	4	4	5
5. Надежность	0,30	5	4	4
6. Материалоемкость	0,10	4	4	5
ИТОГО:	1	27	25	28

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,10 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 = 4,6;$$

$$I_p = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,10 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,2;$$

$$I_p = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,10 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 4,6.$$

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

$$I_{исп1} = \frac{I_p}{I_{финр}^{испi}} = \frac{4,6}{1} = 4,6$$

$$I_{исп2} = \frac{I_p}{I_{финр}^{испi}} = \frac{4,2}{0,97} = 4,33$$

$$I_{исп3} = \frac{I_p}{I_{финр}^{испi}} = \frac{4,6}{0,92} = 5$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} \quad (15)$$

Таблица 17 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,97	0,92
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	4,2	4,6
3	Интегральный показатель эффективности	4,6	4,33	5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	1,06	1,16

Вывод по разделу:

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы: составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта; определение бюджета проекта.

Учитывая показатели ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать исполнение 3.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ.

8. Социальная ответственность.

Введение

В последние годы трубопроводный транспорт имеет особую значимость и является главным средством доставки углеводородов от мест добычи до потребителя. Обеспечения своевременного ввода в эксплуатацию объектов трубопроводного транспорта и снижения затрат при обеспечении требуемого качества. Сущность проекта заключается в правильном подборе наиболее эффективных способов решения поставленных задач при организации капитального ремонта газопровода на участке Парабель-Кузбасс.

На месте производства работ используется ковшовый экскаватор, количество согласно ППР, так же трубоукладчики, оборудование для снятия и нанесения изоляционного материала, центраторы, слесарный инструмент искробезопасный. Производственный травматизм при выполнении сварочно-монтажных работ, вызываемый различными причинами, может привести к временной потере трудоспособности, а при неблагоприятном стечении обстоятельств – к более тяжелым последствиям. В соответствии с темой выпускной квалификационной работы «Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс», рассматривается рабочее место монтажника наружных трубопроводов, расположено в полевых условиях, в пределах межпромыслового газопровода. Основным рабочим местом монтажника наружных трубопроводов является траншея. Рабочее место в административном отношении находится в Томской области. Климат на данной территории характеризуется как континентальный с теплым летом и холодной зимой, довольно резкими изменениями погоды в сравнительно короткие

					Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Филиппов М.А.			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					115	137
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа3-2Б7А		
<i>Консульт.</i>		Мезенцева ИЛ						

периоды времени.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа осуществляется вахтовым методом. Применяется данный режим работы, когда необходимо сократить сроки строительства или ремонтных работ, при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя.

Рабочим, которые выезжают для производства работ в режиме вахты в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

– обязательно устанавливается районный коэффициент, и происходят выплаты процентной надбавки к зарплате в порядке и размерах, предусматриваемых для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним;

– предоставляется ежегодный дополнительный отпуск, который оплачивается в порядке и на условиях, предусматриваемых для людей, постоянно работающих. Компенсации и гарантии людям, работающим вахтовым методом устанавливаются в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [12].

Охрану труда рабочих следует обеспечивать путем выдачи администрацией необходимых средств индивидуальной защиты, выполнения мероприятий по коллективной защите рабочих.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Ремонтные работы относятся к газоопасным работам. Для обеспечения их безопасного проведения необходима правильная компоновка рабочей зоны. Организация рабочей зоны проводится согласно внутренней нормативной документации и инструкциям, составленные на основе стандартов организации ГОСТ 34027-2016 Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Эксплуатация и техническое обслуживание, основные положения. Размеры зон должны обеспечивать проезд техники. При работе непосредственно на самом трубопроводе или сопутствующих его объектов, рабочим местом могут

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

являться объектами линейной части трубопровода, сам трубопровод или специальные ремонтные котлованы, предназначенные для капитального ремонта. Каждый вид таких работ, проводимый на выездных объектах, регулируется руководящими документами компании:

- ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Нормы проектирования;
- СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов. Техническое диагностирование.

Производственная безопасность

Далее рассмотрим основные опасные и вредные производственные факторы, которые оказывают влияние на трудовую деятельность сотрудников (таблица 18).

Таблица 18 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на газопроводе-отводе к ГРС-1 г. Томска

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 33935-2016 Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Безопасные для здоровья человека условия. Микроклимат. Контроль
Повреждения в результате контакта с насекомыми	ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов
Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
Превышение уровней шума на рабочем месте.	ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности

Продолжение таблицы 18

Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения.	ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов. Нормы освещения строительных площадок [3]
Взрывоопасность и пожароопасность.	ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность [9]
Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего.	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [14]

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Наиболее типичные профессиональные заболевания или травмы, которые работник может получить в результате воздействия фактора: обморожения конечностей, снижение иммунитета, склонность к развитию различных инфекционно-воспалительных заболеваний. При высоких температурах: повышение уровня давления, инфаркт, инсульт.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Работники, занятые на работах по замене дефектных участков газопроводов должны быть обеспечены спецодеждой, специальной обувью и другими средствами защиты, согласно Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи одежды, спец обуви и других средств индивидуальной защиты.

(нейротоксикоз), пневмокониоз, профессиональная экзема, пылевой бронхит, бронхиальная астма, онкологические заболевания. По степени потенциальной опасности воздействия на организм человека вредные вещества, содержащиеся в воздухе в виде газов, паров или аэрозолей, разделены на четыре класса опасности:

- I класс – вещества чрезвычайно опасные (диоксид хлора, озон и др.);
- II класс – вещества высоко-опасные (сероводород, серная и соляная кислоты, растворы едких щелочей и др.);
- III класс – вещества умеренно опасные (диоксид серы, камфара и др.);
- IV класс – вещества малоопасные (аммиак, этиловый спирт и др.).

В ряде случаев для защиты от воздействия вредных веществ, находящихся в воздухе рабочей зоны, рекомендуется использовать индивидуальные средства защиты работающих (респираторы, противогазы, применение газоанализаторов), однако следует учитывать, что при этом существенно снижается производительность труда персонала [8].

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

Предельно допустимая концентрация паров нефти, в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м^3 , для природного газа ПДК также 300 мг/м^3 [4].

Отбор проб должен проводиться каждые 15 минут. За указанный период времени может быть отобрана одна или несколько последовательных проб через равные промежутки времени. Результаты, полученные при однократном отборе или при усреднении последовательно отобранных проб, сравнивают с величинами ПДК.

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

Для контроля воздушной среды используют следующие приборы: Анализатор-течеискатель АНТ-2М; анализатор-течеискатель АНТ-3; газоанализатор РасЕх.

Превышение уровней шума на рабочем месте

Источниками шума в рабочей зоне могут быть машины, механизмы и средства транспорта. Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 пункт 4.1: Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм работника в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Длительное воздействие такого шума способно привести к развитию у работника потери слуха, увеличению риска артериальной гипертензии. При этом специфическим клиническим проявлением вредного действия шума является стойкое нарушение слуха (тугоухость), рассматриваемое как профессиональное заболевание.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения [6].

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши «Беруши»). В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения

Рабочее освещение должно быть предусмотрено для всех строительных площадок и участков, где работы выполняют в ночное время и сумеречное время суток, и осуществляется установками общего освещения (равномерного или локализованного) и комбинированного (к общему добавляется местное).

Травмы при отсутствии или недостатке освещения могут быть разного характера (переломы, ушибы, смерть). Кроме травматизма, неблагоприятные условия освещения могут вызывать утомление зрительного анализатора (при систематическом воздействии – развитие дефектов зрения), снижать работоспособность, приводить к профессиональным заболеваниям (катаракта). Общее равномерное освещение следует применять, если нормируемое значение освещенности не превышает 10лк [3]. В остальных случаях и в дополнении к общему равномерному должно предусматриваться общее локализованное освещение или местное освещение.

Согласно ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок (с Поправкой) пункт 4.6, для освещения мест производства наружных строительных и монтажных работ следует применять источники света:

- светодиоды и светодиодные модули;
- натриевые лампы высокого давления;
- металлогалогенные лампы высокого давления;
- ртутные лампы высокого давления;
- ксеноновые лампы;
- лампы накаливания общего назначения.

Для общего равномерного освещения площадок следует применять прожекторы и светильники наружного освещения. Установка осветительных устройств на сгораемых кровлях (покрытиях) зданий запрещается.

При погрузке, установке, подъеме, разгрузке оборудования, деталей и материалов грузоподъемными кранами на площадке КПП СОД, средняя

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

К первичным средствам пожаротушения относятся: огнетушитель, пожарный инструмент, кошмы, ящики с песком, бочки с водой, переносные лестницы.

Средства тушения горючих жидкостей:

- Порошковые ручные огнетушители: ОП-4(г), ОП-5(г), ОП-8(г), (газогенераторного типа);
- Порошковые ручные огнетушители: ОП-2(з), ОП-3(з), ОП-4(з), ОП-8(з) (закачного типа);
- Воздушно – пенные огнетушители: ОВП-5, ОВП-10;
- Воздушно – эмульсионные огнетушители с фторсодержащим зарядом: ОВЭ-5(6)-АВ-03, ОВЭ-2(з), ОВЭ-4(з), ОВЭ-8(з) (тонкодисперсной струей);
- Аэрозольные генераторы (аэрозольные огнетушители) – СОТ-1, СОТ- 5 м, СОТ-5М.

Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего

Работа в нефтегазовой отрасли всегда связана с работой с механизмами и оборудованием, обладающими вращающимися или подвижными деталями. При работе с ними у работников существует шанс получить легкую или тяжелую травму. К числу такого оборудования относят: подъемные механизмы и устройства, вентиляторы, оборудование, предназначенное для сверления или обработки деталей, насосное или компрессорное оборудование.

Самые часто встречаемые травмы, связанные с таким опасным фактором, являются: ушибы, растяжения связок и сухожилий, переломы, порезы и другие механические травмы.

Для исключения травм такого рода на производстве необходимо принятия следующих ограничительных мер: все оборудование, имеющее подвижные и вращающиеся детали машин и механизмов должно снабжаться защитными кожухами и ограждений со знаками опасности, работы,

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

выполняемые на такого рода оборудовании должны проводиться только при полной остановке.

Экологическая безопасность

Защита селитебной зоны

Согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. 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 [17]) – 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.

Разрабатываются нормативы образования отходов и лимиты на их размещение.

Воздействие на литосферу

В процессе работы на линейной части магистрального газопровода характеризуется загрязнением почвы производственными отходами.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

При мероприятиях по сварочно-монтажным работам образуются следующие виды отходов:

- шлам от зачистки внутренней полости трубопровода очистными устройствами;
- отработанные машинами и механизмами топливо, масла, смазочно-охлаждающие жидкости;
- твердые бытовые отходы.

Для снижения негативных экологических последствий, возникающих в процессе по очистке трубопровода, которые влияют на почвенно-растительный покров должны быть предусмотрены мероприятия:

- сбор твердых отходов в контейнеры-накопители;
- складирование плодородного слоя почвы для последующего его использования при рекультивации нарушенных земель;
- сокращение количества потерь отходов материалов, образующихся при очистных работах трубопровода;
- сбор кварцевого песка (отработанного);
- утилизация промышленных и бытовых отходов.

Приказом, назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов, образующихся в результате проведения работ.

На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам.

Воздействия объекта на гидросферу

Источниками образования производственных отходов при строительстве линейной части трубопроводов является большинство этапов строительно-монтажных работ: при очистке трассы и площадок от леса, при сварке и монтаже трубопровода, при очистке труб, при обслуживании

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

строительной техники и автотранспорта (нефтезагрязненный грунт при случайных проливах горючего во время заправки строительной техники из топливозаправщиков на трассе; промасленная ветошь, мелкий металлолом); твердые бытовые отходы (в том числе пищевые); жидкие отходы (хозяйственно-бытовые и фекальные стоки).

Сброс отходов в водные источники запрещается. Для обеспечения безопасности водных источников необходимо проводить следующие мероприятия: все отработанные масла, топливо, смазочно-охлаждающие жидкости и нефтешлам должны быть утилизированы в отведенные для этого места; вывоз отходов должен быть санкционированным и своевременным; мойку и ремонт машин, применяемых необходимо осуществлять только в отведенных для этого местах.

Воздействие на атмосферу

Основная нагрузка на воздушную среду при производстве строительно-монтажных работ при сооружении линейной части трубопроводов выражается в загрязнении атмосферы выбросами продуктов сгорания от строительной техники и транспортных средств.

Основными источниками загрязнения атмосферы выбросами вредных веществ являются:

- дорожно-строительная техника, используемая при выполнении строительно-монтажных работ;
- сварочные установки как на ТСБ, так и на трассе;
- транспортные средства при перевозке строительных материалов, труб, техники и людей;
- передвижные дизельные электростанции.

После окончания работ объекты временного строительства ликвидируются, все оборудование, автотранспорт и строительная техника вывозится.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

Для снижения уровня загрязнения необходимо:

- Использование экологически безопасных источников энергии;
- Использование безотходной технологии производства;
- Борьба с выхлопными газами автомобилей [11].

Для снижения негативных экологических последствий, возникающих в процессе по очистке трубопровода, которые влияют на почвенно-растительный покров должны быть предусмотрены мероприятия:

- сбор твердых отходов в контейнеры-накопители;
- складирование плодородного слоя почвы для последующего его использования при рекультивации нарушенных земель;
- сокращение количества потерь отходов материалов, образующихся при очистных работах трубопровода;
- сбор кварцевого песка (отработанного);
- утилизация промышленных и бытовых отходов.

Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам [14].

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

При проведении работ по ремонту газопровода-отвода могут произойти различные чрезвычайные ситуации. Отметим наиболее характерные, вероятность возникновения которых высока:

- взрыв или возгорание природного газа;
- разрушение газопровода механическим воздействием;
- падение строительной техники (экскаватор или трубоукладчик);

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

– природные разрушения вследствие стихийных бедствий (ураганы, наводнения).

В связи с этим, персонал и работники проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

Мероприятия по предотвращению ЧС, разработка порядка действий в случае ЧС

Наиболее вероятная ЧС для нефтегазовой отрасли является проблема возникновения аварийных утечек. Для предупреждения их возникновения существует ряд мер и технологий по их локализации и ликвидации:

- современные методы по обнаружению места утечки;
- проведение своевременных испытаний и технических обследований состояния трубопровода;
- содержание в постоянной готовности средств необходимых для срочного ремонта трубопровода (специальная техника, ремонтный материал, аварийный запас труб, средства пожаротушения, средства СИЗ для работников общества).

В случае возникновения аварии, необходимо:

- сообщить руководителю структурного подразделения о случившемся;
- использовать средства для локализации и ликвидации аварийного разлива;
- прекратить все огневые и газоопасные работы на территории объекта;
- вывести посторонних людей из опасной зоны.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129

Пожары классифицируются по виду горючего материала: при проведении капитального ремонта возможен пожар класса А, класса В, класса С, а также класса Е. К первичным средствам пожаротушения относятся огнетушители различных типов, песок, кошма, асбестовое полотно, вода.

Выводы по разделу

Эксплуатация и ремонт газопровода относится к опасным типам работ и требует повышенного внимания со стороны управления по охране труда. Регулирование всех технологических процессов вынужденная мера для сохранения жизни и здоровья работников общества. Также для любой компании важна низкая аварийность на производстве, в том числе в области экологической безопасности. Каждый работник принимающий участие в организации и производству работ по капитальному ремонту газопровода должен быть аттестован.

При сравнении норм, установленных в стандартах и фактических, выяснилось, что данный вид работ соответствует требованиям ГОСТ. Использование средств индивидуальной защиты и расчётные технические решения позволяют безопасно выполнять задачи. Рабочее место монтажника наружных трубопроводов относится к месту с повышенной опасностью, характеризующееся наличием одного из следующих условий, создающих повышенную опасность: загазованность рабочей зоны. Так же при производстве работ персонал должен иметь не ниже второй группы по электробезопасности согласно ПУЭ. Категория тяжести труда монтажника: физические работы средней тяжести Пб. Категория слесарного помещения монтажника по взрывопожарной и пожарной опасности – ВЗ. Благодаря средствам индивидуальной защиты, и нормам СанПиН 1.2.3685-21 данный вид работ не имеет вредности. Газопровод относится к объектам, оказывающим негативное воздействие на окружающую среду – первой категории.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

Заключение

В результате проделанной работы выявлен ряд дефектов газопровода. На линейной части газопровода-отвода к ГРС-1 было выявлено 36 участков с повреждениями изоляции. Газопровод- отвод пересекает электрифицированную железную дорогу, поэтому газопровод подвержен действию блуждающих токов, которые носят импульсный периодический характер. Касание трубы с футляром отсутствует, но футеровочная рейка сгнила. В 2010 году на газопроводе – отводе в 50-ти метрах от полотна железной дороги были обнаружены свищи и дефектные стыки, которые были отремонтированы путем вырезки. В 2021 году в результате шурфования выполненного на 8 км, ПК 1+43 выявлено следующее:

- Наличие влаги под изоляцией;
- Отслаивание изоляции;
- Коррозионные язвы на теле трубы размером до 0,8 мм.

В результате выполненных исследований принято решение о производстве капитального ремонта газопровода-отвода к ГРС-1 г. Томска.

Проведен анализ современных технологий выполнения ремонтных работ линейной части магистральных газопроводов. Из существующих технологий бестраншейной прокладки трубопроводов для проектируемого участка ремонта обоснована технология с применением наклонно направленного бурения. Выполнены необходимые расчеты, подтверждающие надежность эксплуатации ремонтируемого газопровода, а также приведены разделы, необходимые для безопасного производства ремонта газопровода с обеспечением требуемого уровня надежности. Выполненный проект позволит обеспечить безаварийную работу газопровода-отвода к ГРС-1 и бесперебойную подачу газа потребителям г. Томска.

					Разработка предложений по проектированию работ по капитальному ремонту линейной части участка магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Филиппов М.А.			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					131	137
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа3-2Б7А		

Владимирова; В. Я. Киршенбаума. – Москва: Национальный ин-т нефти и газа, 2009. – 696 с.

8. Бородавкин П.П. Вопросы капитального ремонта подводных переходов нефте- и продуктопроводов / П.П. Бородавкин, О.Б. Шадрин – М., 1965.

9. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В. Л. Березин, К. Е. Ращепкин, Л. Г. Телегин и др. – Москва: Недра, 1978. – 364 с.: ил.– Библиогр.: с. 362.

10. Ясин Э.М. Надежность магистральных трубопроводов / Э.М. Ясин, В.Л. Березин, К.Е. Ращепкин – М.: Недра, 1972. – 184 с.

11. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство) / П.П. Бородавкин. – М.: Недра, 1982. – 384 с.

12. Оборудование, эксплуатация и ремонт магистральных газопроводов / Дятлов В.А., Михайлов В.М., Яковлев Е.И - М.: Недра. 1990. – 222 с.

13. Бородавкин, Петр Петрович. Вопросы проектирования и эксплуатации переходов нефте- и продуктопроводов / П. П. Бородавкин, О. Б. Шадрин, Д. А. Черняев. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1966. – 92 с.

14. Сооружение переходов магистральных трубопроводов: курс лекций / В. А. Иванов [и др.]; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень: Нефтегазовый ун-т, 2003. – 215 с.

15. Мустафин Ф.М., Лаврентьев А.Е. Строительство автомобильных переходов трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения: Учеб. Пособие – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 208 с

16. Технология сооружения газонефтепроводов: учебник для вузов / Ф. М. Мустафин [и др.]; Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ); под ред. Г. Г. Васильева. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

17. ВСН 31-81. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности. – М., 1981. – 6 с.
18. СП 108-34-97. Свод правил по сооружению магистральных газопроводов.
19. Сооружение подводных переходов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.03.2022 г.).
20. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. – М., 1989. – 32 с.
21. Sergio E. Perez-Gruszkiewicz, Reducing Underwater-Slide Impact Forces on Pipelines by Streamlining // Journal of waterway, port, coastal, and ocean engineering. – 2013. – Vol. 3, №4, – P. 48-63.
22. Zakeri, A., Submarine debris flow impact on pipelines–Part 1: Experimental investigation. / Zakeri, A., Hoeg, K., Nadim, F. // J. Coastal. – 2008. – Vol. 16, №5 – P. 1206 – 1218.
23. Храменков, Станислав Владимирович. Технологии восстановления подземных трубопроводов бестраншейными методами: учебное пособие / С. В. Храменков, В. А. Орлов, В. А. Харькин. – Москва: Изд-во АСВ, 2004.
24. Ладыгин, И. В. Замена подземных трубопроводов бестраншейным способом с помощью отечественного оборудования / И. В. Ладыгин// Трубопроводы и экология научно-практический журнал: – 2002. – № 1. – С. 20-21.
25. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий (теория и практика) / технический учебник-справочник. М., ПрессБюро №1, 2005.
26. Новые методы ремонта линейной части магистральных газопроводов: Сборник научных трудов / ВНИИ природ. газов; [Отв. ред. З. Т. Галиуллин]. – Москва: ВНИИгаз, 1981. – 128 с.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

27. Галиуллин, Загид Талипович. Интенсификация магистрального транспорта газа / З. Т. Галиуллин, Е. В. Леонтьев. – Москва: Недра, 1991. – 271 с.: ил. – Библиогр.: с. 271.

28. Крец, В. Г. Машины и оборудование газонефтепроводов / Крец В.Г., Рудаченко А.В., Шмурыгин В.А. – Москва: «Лань», 2016.

29. Надежность функционирования нефтепроводного транспорта: сборник научных трудов / Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть); под ред. А. Г. Гумерова.

30. Эксплуатация магистральных газонефтепроводов и хранилищ: учебное пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ); сост. А. Л. Саруев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 183 с.

31. Численный анализ прочности подземных трубопроводов / В. В. Алешин [и др.]; под ред. В. В. Алешина, В. Е. Селезнева. – Москва: Едиториал УРСС, 2003. – 318 с.

32. Эксплуатационная работоспособность труб технологических газопроводов/А. Я. Яковлев [и др.]. – Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 272 с.

33. Atalah, A., Iseley, T., and Bennett, D. Estimating the Required Jacking Force// Annual Conference of the North American Society of Trenchless Technology. – 2015. – P. 560.

34. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / К. А. Забела, В. А. Красков, В. М. Москвич, А. Е. Сощенко; Под ред. К. А. Забелы. – Москва: Недра, 2001. – 195 с.

35. Половко, Анатолий Михайлович. Основы теории надежности: учебное пособие для вузов / А. М. Половко, С. В. Гуров. – 2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: БХВ-Петербург, 2008. – 702 с.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

36. Сорин, Яков Михайлович. Беседы о надежности / Я. М. Сорин, А. В. Лебедев. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Знание, 1968. – 356 с.

37. ГОСТ 20522-2012. Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 06.03.2022 г.).

38. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 06.03.2022 г.).

39. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 08.03.2022 г.).

40. ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.03.2022 г.).

41. ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Основные требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.03.2022 г.).

42. РД 51-3-96. Регламент по техническому обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 10.03.2022 г.).

43. ГОСТ 27751-2014. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 11.03.2022 г.).

44. СТО Газпром 2-3.5-045-2006. Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 11.03.2022 г.).

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		136

45. СТО Газпром 2-3.5-354-2009. Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/elima.ru> (дата обращения 08.04.2022 г.).

46. СП 111-34-96. Очистка полости и испытание газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 08.04.2022 г.).

47. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 10.04.2022 г.).

48. ГОСТ 34027-2016 Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137