

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология проведения пневматических испытаний газопровода»

УДК 622.691.4:621.54-048.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Насекин Евгений Игоревич		01.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		01.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н. В.	д.и.н., доцент		07.05.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М. С.	-		08.05.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н., доцент		01.06.2019

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
Р4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
Р6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4,</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Насекину Евгению Игоревичу

Тема работы:

«Технология проведения пневматических испытаний газопровода»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.02.2019 г. № 930/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2019
--	------------

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>	Подводный переход через р Томь Сырье: природный газ Давление газа на входе.....6,75 Мпа Давление газа на выходе.....6,5.Мпа Пропускная способность.....4,6 млн/сут Условный диаметр530.мм Протяженность участка1 км
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Провести аналитический обзор о современных способах проведения пневматических испытаний; определить факторы, влияющие на работу газоперекачивающих агрегатов; при помощи; предложить варианты конструктивных решений для проведения работ по проверки на герметичность и прочность на конкретном участке.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>-Технологические схемы участка</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Трубникова Н.В, профессор</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М.С., ассистент</p>
<p></p>	<p></p>
<p></p>	<p></p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>17.12.2018</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		17.12.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Насекин Евгений Игоревич		17.12.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Насекин Евгений Игоревич

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Материально-технические ресурсы: общая стоимость бюджет НТИ: 3092703 руб. Человеческие ресурсы: 2 человека стоимость – 137856 руб.</i>
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 20% Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. SWOT-анализ проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; формирование бюджета в НТИ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности применения различных компрессорных агрегатов для проверки промысловых трубопроводов</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Альтернативы проведения НИ</i>
3. <i>График проведения и бюджет НИ</i>
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		04.03.2019

Задание выдал консультант:

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Насекин Евгений Игоревич		04.03.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Насекин Евгений Игоревич

Школа	ИШПР	Отделение школы	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>1. Очистные устройства предназначены для очистки внутренней поверхности трубопровода от различных отложений перед пропуском внутритрубных инспекционных приборов..</p> <p>Основными вредными факторами, для персонала при проведении пневматических испытаний газопровода, являются: недостаточная освещённость рабочей зоны, повышенный уровень шума на рабочем месте, отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны, повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>Основными опасными факторами, для персонала при испытании газопровода, являются: поражение движущимися машинами и механизмами, опасность возникновения пожара, поражение электрическим током.</p> <p>Негативными воздействиями на окружающую среду являются: загрязнение атмосферы, загрязнение гидросферы, загрязнение литосферы.</p> <p>При возникновении чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера), аварийное прекращение проведения работ возможно по следующим основным причинам: взрыв и пожар, превышение уровня ПДК сероводорода, выход газа из трубопровода.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Федеральный закон №116 от 21.07.97г, Федеральный закон №22 от 15.02.13г «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», ВРД 39-1.10-006-2000 «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов», Правила охраны магистральных трубопроводов. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 22.04.1992, "Правила противопожарного режима в Российской Федерации", утвержденные Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 № 390 «О противопожарном режиме».</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; 	<p>Основными вредными факторами при работе в рассматриваемой рабочей зоне являются факторы, связанные с повышенными уровнями шума, недостаточной освещенностью и загазованностью. Работы следует производить под руководством лица, ответственного за</p>
--	---

<ul style="list-style-type: none"> – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>безопасное производство работ. Сами работники должны быть защищены СИЗами.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Основными опасными факторами являются взрывоопасные вещества, вращающиеся механизмы и возможность поражения электрическим током. Необходимо рассмотреть средства и мероприятия по организации безопасной работы.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Рассматривается негативное влияние углеводородов на окружающую природную среду (загрязнение атмосферы, загрязнение гидросферы, загрязнение литосферы).</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при мероприятиях по очистке полости трубопровода; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>5. Правовые и организационные документы, используемые для обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при мероприятиях по очистке полости трубопровода) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию</p>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		01.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Насекин Евгений Игоревич		01.03.2019

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»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2019г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2019	<i>Введение</i>	5
14.03.2019	<i>Характеристика производственного объекта</i>	15
28.03.2019	<i>Возможные способы проведения испытаний</i>	8
15.04.2019	<i>Мероприятия по проведению испытания</i>	10
29.04.2019	<i>Расчет параметров давления</i>	11
29.04.2019	<i>Расчет параметров прочности и герметичности</i>	5
05.05.2019	<i>Финансовый менеджмент</i>	13
12.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	15
19.05.2019	<i>Заключение</i>	9
25.05.2019	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.06.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.06.2019

Определения обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Газотранспортная система: Совокупность взаимосвязанных газопроводов и сопутствующих им сооружений, предназначенных для обеспечения газом потребителей.

Компрессорная станция: Комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

Газоперекачивающий агрегат: Технологическое устройство, включающее привод и нагнетатель, предназначенный для повышения давления в магистральном газопроводе.

Морозное пучение грунтов: Процесс увеличения объема и деформирования грунтов при промерзании.

Опасный геокриологический процесс: Изменение состояние приповерхностной части литосферы, связанное с фазовыми переходами воды, содержащейся в ней, которое может оказать негативное воздействие на сооружение.

Осадка грунта: Понижение поверхности грунта в основании сооружения.

Авария: Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

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

					Технология проведения пневматических испытаний газопровода					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Насекин Е.И.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Брусник О.В.					11	99		
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.								

Воздействие деформационное (кинематическое): воздействие на трубопровод в виде перемещения, например, температурные расширения, неравномерная осадка опор, смещение точек присоединения к оборудованию и т.д., измеряется в миллиметрах, градусах и т.д.

Нагрузка: силовое воздействие, вызывающее изменение напряженно-деформированного состояния трубопровода.

Предел прочности (временное сопротивление): нормативное минимальное значение напряжения, при котором происходит разрушение материала при растяжении.

Предел текучести: нормативное минимальное значение напряжения, с которого начинается интенсивный рост пластических деформаций при растяжении материала.

Сокращения :

КС — компрессорная станция;

ГПА — газоперекачивающий агрегат;

АВО — аппарат воздушного охлаждения;

МГ — магистральный газопровод;

КЦ — компрессорный цех;

НДС — напряженно-деформированное состояние;

ПИН — площадка измерения напряжений;

ПС — программные средства;

ТТ — технологический трубопровод;

ТПО — трубопроводная обвязка;

МКЭ — метод конечных элементов;

АД — асинхронный двигатель;

ЦБН — центробежный нагнетатель.

ДЭС — дизельная электростанция

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Нормативные ссылки:

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты

1. ВСН 011-88. «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание». Миннефтегазстрой;
2. СТО- Газпром 2-3.5-354-2009 «Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях»
3. ВСН-51-1-80. «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности»;
4. ВСН 51-1-97. «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов». Газпром 1997 г.
5. ВСН 179-85. «Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов»;
6. ВРД 39-1.10-006-2000* «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов»;
7. ВППБ 01-04-98 «Правила пожарной безопасности для предприятий и организация газовой промышленности»;
8. ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения»;
9. ГОСТ 17.53.4-83* «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель»;
10. ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения»;
11. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
12. ГОСТ 12.1.003-74* «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»;
13. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

14. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;

15. ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;

16. ГОСТ 12.1.009-76 «ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения»;

17. ГОСТ 12.1.010-76* «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования»;

18. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности»;

19. ГОСТ 12.1.013-78 «ССБТ. Строительство. Электробезопасность. Общие требования»;

20. ГОСТ 12.1.030 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;

21. ГОСТ 12.1.033-81 «ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения»;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 100 страниц, 5 рисунков, 32 таблицы, 98 источников цитируемой литературы.

Ключевые слова: природный газ, пневматические испытания, газоперекачивающий агрегат, компрессорный агрегат, линии всасывания, линии нагнетания, абсолютная высота, местоположение, грунт, деформация, внешние нагрузки, напряженно-деформированное состояние, моделирование, методы инженерного анализа, эксплуатация, безопасность.

Объектом исследования является: подводный переход через реку Томь вблизи н.п. Черная речка

Цель работы: Выработка технических решений для проведения пневматических испытаний. В процессе исследования были проведены: аналитический обзор о способах проведения пневматических испытаний; представлены факторы, влияющие на устойчивую и бесперебойную работу газопроводов;

В результате исследования: определены необходимые параметры для проведения пневматического испытания, предложен оптимальный способ проведения испытания, на заданном участке проведения работ.

Область применения: линейная часть магистрального газопровода

					Технология проведения пневматических испытаний газопровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Насекин Е.И.			Реферат	Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.					Листов
Консульт.							15
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					99
						ТПУ гр. 255Б	

Abstract

Final qualifying work 100 pages, 5 figures, 32 tables, 98 sources of cited literature.

Keywords: natural gas, pneumatic tests, gas pumping unit, compressor unit, suction lines, discharge lines, absolute height, location, soil, deformation, external loads, stress-strain state, modeling, engineering analysis methods, operation, safety.

The object of the research is: underwater crossing across the river Tom in the vicinity of the settlement. Black River

Purpose of the work: Development of technical solutions for pneumatic tests. In the process of the study were carried out: an analytical review of the methods of pneumatic tests; factors affecting the steady and uninterrupted operation of gas pipelines are presented;

As a result of the research: the necessary parameters for the pneumatic test were determined, the optimal method for conducting the test was proposed at a given area of work.

Scope: linear part of the gas pipeline

					Технология проведения пневматических испытаний газопровода				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Насекин Е.И.			Abstract	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Брусник О.В.					16	99	
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	19
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ	21
1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ	21
1.2 Климатическая характеристика района работ	21
1.3 Гидрогеологическая характеристика района работ	23
1.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ	23
1.5 Краткая экономическая характеристика района работ	24
1.6 Организация проведения испытания	25
2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ, ТЕХНИКИ И ОРГАНИЗАЦИЙ	27
3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	33
3.1 Пневматический расчет газопровода.....	33
3.1.1 Определение пропускной способности и производительности магистральных газопроводов	36
3.1.2 Расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков.....	37
3.1.3 Расчет стационарных гидравлических режимов работы линейных участков.....	40
3.1.4 Расчет режимов работы компрессорных станций.....	42
3.2 Расчет толщины стенки трубопровода	49
3.3 Проверка трубопровода на прочность.....	53
3.4 Проверка трубопровода на пластические деформации	55
3.5 Проверка общей устойчивости трубопровода.....	57
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ	63
4.1 Анализ конкурентных технических решений.....	63
4.2 Организационная структура проекта.....	68
4.3 Определение трудоемкости выполнения работ.....	69
4.4 Разработка графика проведения проекта	70
4.5 Бюджет затрат на исследование	73
4.6 Расчет материальных затрат исследования.....	74
4.7 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования	75
4.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	81
4.9 Определение ресурсоэффективности проекта.....	82

5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	85
5.1 Технология проведения работ	85
5.2 Подготовительные работы.....	86
5.3 Испытание и очистка полости трубопровода	87
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	89
6.1 Производственная безопасность	90
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	91
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	95
6.2 Экологическая безопасность	96
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	101
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	102
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	108
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	109
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	110

ВВЕДЕНИЕ

Магистральные газопроводы - уникальные строительные объекты, имеющие большое народнохозяйственное значение. Для надежной и безопасной эксплуатации они должны удовлетворять специально разработанным требованиям по прочности, герметичности и чистоте полости. Например прочность должна быть обеспечена на всем его протяжении газопровода, так как разрушение хотя бы в одном месте приводит к прекращению подачи и транспорта продукта, а в отдельных тяжелых случаях и к более серьезным последствиям. Экономический и экологический ущерб от аварийного простоя газопровода очень велик. Нарушение герметичности приводит к значительным потерям транспортируемых продуктов, а также простою потребителя. Ликвидация дефектов и повреждений при эксплуатации линейной части газопровода вызывает большие затраты в связи с остановками перекачки и большим объемом строительно-монтажных работ.

Магистральные газопроводы прокладывают в различных гидрогеологических условиях, что в совокупности с назначением определяет технологические условия его работы, обеспечение эксплуатационной надежности газопроводов и специальные требования к чистоте полости и герметичности. Выполнение строительно-монтажных работ в процессе сооружения или ремонта газопровода не всегда обеспечивает отсутствие дефектов, несмотря на обязательный пооперационный контроль качества производства технологических работ. Причинами появления отказов также могут быть некачественные трубы, нарушение технологии сварочных работ, повреждение труб при их разгрузке или погрузке на транспортные средства

					Технология проведения пневматических испытаний						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Насекин Е.И.			Введение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Брусник О.В.								19	100
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5Б			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

Научно-технический прогресс в области строительства и ремонта магистральных газопроводов прежде всего связан с разработкой и введением технологических процессов, обеспечивающих эксплуатационную надежность, а также безопасность указанных объектов. Новая экономическая политика способствует поиску новых и усовершенствованию старых технологических решений, которые позволяют выполнить поставленные перед строительными и эксплуатационными организациями задачи в кратчайшие сроки с минимальными затратами ресурсов. В связи с этим поставленная тема является актуальной.

В качестве конкретного примера нами был исследован подводный переход магистрального газопровода – отвод на ГРС-2 вблизи н.п. Черная речка $D_n=530$ мм, $L=1000$ м (нижняя нитка). Этот отвод вводится в работу после капитального ремонта участка. Сейчас же необходимо провести работы по восстановлению рабочего состояния рассматриваемого подводного перехода в рамках проекта газификации России, и в частности газификации г. Томска

					Введение	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ

В административном отношении район производства работ относится к Томской области. Участок подвергаемый капитальному ремонту перехода через р. Томь находится в районе н.п. Черная речка на 4,6 км от от русла реки Томь

Населенный пункт Черная речка расположен на левом берегу реки Томь, в 16,1 км к юго-западу от г. Томска.

Рельеф территории объекта плоскоравнинный, абсолютные высоты от 55 м до 74 м. Правый берег реки Томи приподнят над уровнем воды на 11-20 м. Рельеф земель спокойный с небольшим уклоном к берегу Томи. Пойма реки осложнена микрорельефом.

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

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

1.2 Климатическая характеристика района работ

Климат в районе работ резко-континентальный с сурово зимой и жарким летом. Самый теплый месяц является июль с максимальной температурой до +35°C, самым холодным – февраль, когда температура может понизиться до -43° С.

					Технология проведения пневматических испытаний газопровода				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Насекин Е.И.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Брусник О.В.					21	110	
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

Таблица 1.1

Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

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

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

Таблица 1.1

Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха

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

Нормативная глубина промерзания:

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

Высота снегового покрова достигает 82 см.

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

Таблица 1.2

Средняя месячные и годовые скорости ветра, м/сек

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

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

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

1.3 Гидрогеологическая характеристика района работ

Согласно данным Томского центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды в очень многоводные 2010 и 2018 г. на р. Томи в на пике половодья наблюдались следующие характерные поверхностные скорости: наибольшие на стрежне 2 – 2,35 м/с, средние поверхностные 1,33 – 1,51 м/с.

Придонные скорости течения воды в 2010 г. при максимальной глубине до 14,3 м, составляли 0,21 м/с. При максимальной глубине 16,7 м, которая наблюдалась в 2018 г. (самый многоводный за всю историю наблюдений) придонные скорости воды составили 0,24 м/с.

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

Даты перехода температуры воды на р. Томь у населенного пункта Черная речка через 12 град.: ранняя – третья декада мая, средняя – первая декада июня, поздняя – вторая декада июня.

1.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ

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

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

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

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

В современной долине р.Томь и ее крупных притоков выделяются пойма и три надпойменных террасы. Формирование надпойменных террас относится к верхнеплейстоценовому времени, высокой и низкой поймы – к голоценовому.

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

Источником питания подземных вод являются атмосферные осадки.

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

1.5 Краткая экономическая характеристика района работ

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

Основными видами экономической деятельности в Томской области являются добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, транспорт и связь, операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг и др. Так, в 2010 г. объем добычи полезных ископаемых составил 99654,8 млн. рублей (22,26% общего объема ВРП), объем отгруженных товаров обрабатывающего производства составил 82903,1 млн. рублей (13,47% общего объема ВРП), по производству и распределению электроэнергии, газа и воды — 23051,7 млн. руб. (3,72% общего объема ВРП)

Среднегодовая численность занятых в экономике составила 491,9 тыс. человек. Томская область занимает 7-е место (из 12) в Сибирском федеральном округе по среднегодовой численности, занятых в экономике.

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

1.6 Организация проведения испытания

Испытание участка выполняется силами ООО «СГМС» под руководством комиссии, назначенной совместным приказом Томского ЛПУ МГ ООО «Газпром Трансгаз Томск» и ООО «СГМС». В состав комиссии входят представители заказчика, представитель генподрядной организации, подрядчика и технадзора заказчика.

Члены комиссии, ИТР и рабочие строительно-монтажных и эксплуатационных организаций, занятых на испытании, во время выполнения этих работ, подчиняются председателю комиссии по испытанию, независимо от их ведомственной принадлежности. Также председатель комиссии имеет право распоряжаться всеми материально-техническими ресурсами, техникой необходимой для производства работ по пневматическому испытанию.

Связь между подразделениями на участке работ и участка работ с диспетчером управления осуществляется с помощью стационарных средств связи (телефон) и мобильные радиостанции. Данные средства связи обеспечивают устойчивую двухстороннюю связь между охранными постами и аварийно-восстановительной бригадой. Система связи опробуется и проверяется за день до начала работ по ПИ

Пневматические испытания - после сварки, изоляции, непосредственно на месте проектного расположения, после засыпки, участок ННБ совместно с прилегающими участками.

Председатель комиссии за 5 дней до начала работ по ПИ назначает время и место сбора комиссии. Члены комиссии знакомятся с инструкцией и схемой ПИ, председатель комиссии устанавливает порядок работы комиссии, распределяет обязанности и задачи каждого члена комиссии.

Председатель комиссии перед пневмоиспытанием определяет место своего основного положения и доводит это до сведения членов комиссии, постов, диспетчерской службы.

					Общая часть	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перед началом испытания комиссия за 5 суток до начала работ должна письменно, под расписку, уведомить организации, чьи земли и коммуникации пересекаются с испытываемым трубопроводом, а так же администрации районов о проводимых работах с указанием времени и способа проведения работ, местонахождения комиссии и о способе связи с ней. В уведомлении указываются меры безопасности (размеры опасной зоны, время закрытия передвижения людей и транспортных средств по дорогам и пр.). Расписки о вручении извещения руководителям организаций подшиваются в журнал испытания. Также проводится широкое оповещение жителей близлежащих населенных пунктов, используя средства массовой информации (радиовещание, телевидение, газеты).

Электроснабжение временной базы для проведения пневматических испытаний осуществляется с помощью ДЭС.

Бригада должна быть обеспечена аптечкой с первичными средствами оказания помощи, медикаментами и перевязочными материалами.

					Общая часть	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ, ТЕХНИКИ И ОРГАНИЗАЦИЙ

Протяженность эксплуатируемых ОАО «Газпром» газопроводов составляет более 154 тыс.км, включая 1537 подводных переходов. Число ниток, пересекающих водные преграды, составляет 2410, а их суммарная длина равна 1745 км. ОАО «Газпром» придает большое значение эксплуатационной надежности подводных переходов магистральных газопроводов (ППМГ), как одной из главных составляющих линейной части.

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

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

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

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

					Технология проведения пневматических испытаний газопровода						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Насекин Е.И.			Анализ существующих технологий, техники и организаций			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Брусник О.В.								27	110
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5Б			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

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

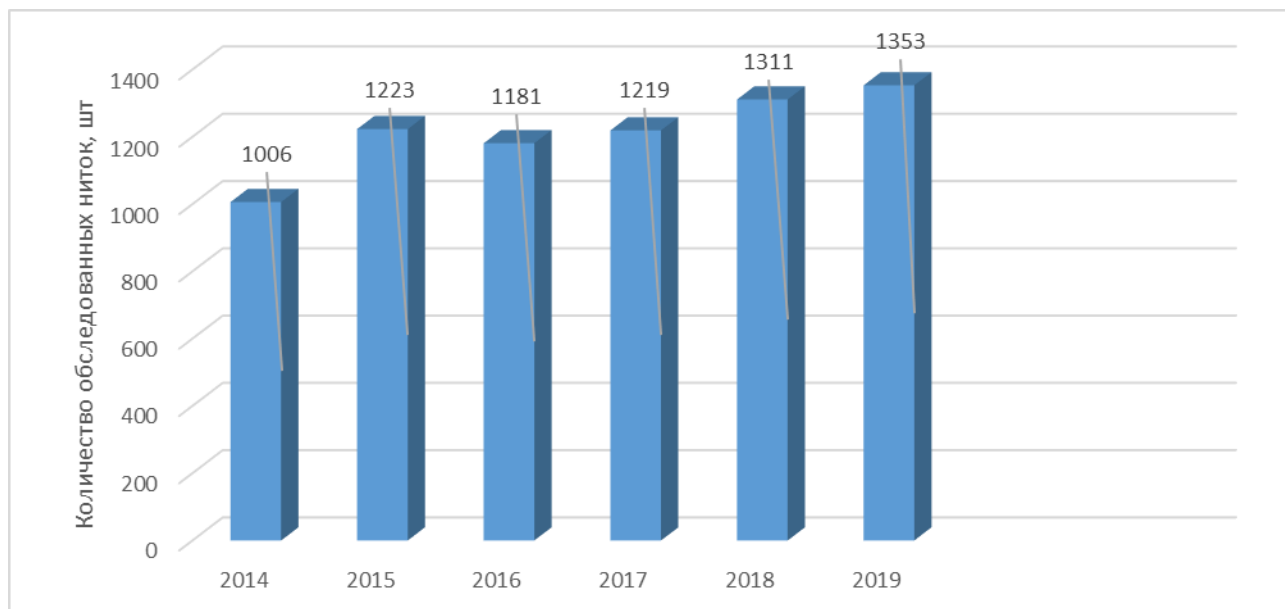


Рис.2.1 Данные проведения пневматического обследования

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

					Анализ существующих технологий, техники и организаций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

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

Технология этого метода (рис.2.2) состоит в том что при монтаже ГРУ участок газопровода от отключающего устройства на вводом газопроводе до первого отключающего устройства внутри здания испытывают по нормам надземного газопровода. Участок газопровода и технических устройств ГРУ от первого отключающего устройства до регулятора давления испытывают по нормам, предусмотренным для внутренних газопроводов по входному давлению.

Газопроводы и технические устройства ГРУ после регулятора давления испытывают по нормам, предусмотренным для внутренних газопроводов соответствующего давления.

Испытания газопроводов из медных труб проводят по нормам газопроводов из стальных труб.

Результаты испытания на герметичность считают положительными, если в течение испытания давление в газопроводе не меняется, то есть не фиксируется видимое падение давления манометром класса точности 0,6, а по манометрам класса точности 0,15 и 0,4, а также жидкостным манометром падение давления фиксируется в пределах одного деления шкалы.

По завершении испытаний газопровода давление снижают до атмосферного, устанавливают автоматику, арматуру, оборудование, контрольно-измерительные приборы и выдерживают газопровод в течение 10 мин под рабочим давлением. Герметичность разъемных соединений проверяют мыльной эмульсией.

					Анализ существующих технологий, техники и организаций	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов, следует устранять только после снижения давления в газопроводе до атмосферного.

После устранения дефектов, обнаруженных в результате испытания газопровода на герметичность, проводят повторное испытание.

Стыки газопроводов, сваренные после испытаний, должны быть проверены физическим методом контроля.

Резервуары сжиженных углеводородных газов вместе с обвязкой по жидкой и паровой фазам испытывают в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением



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



Рис.2.3 *Вывод очистного поршня из трубопровода*

					Анализ существующих технологий, техники и организаций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Широко применяются и другие технологии обследования подводных переходов. При этом на многих объектах используется современные приборы ведущих мировых производителей, такие, как спутниковые средства позиционирования, электронные тахометры, эхолоты, гидролокаторы кругового и бокового образцов, трассоискатели различных модификаций и др.

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

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

Объем выполняемых работ по техническому надзору за ремонтом подводных переходов зависит от числа ремонтируемых ниток и в среднем за последние 6 лет держится на уровне 213 ниток. Выполнению планов диагностики в 2014-2019 гг. способствует централизованная система финансирования этих работ.

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

					Анализ существующих технологий, техники и организаций	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					Анализ существующих технологий, техники и организаций	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Пневматический расчет газопровода

Проведем пневматический расчет участка магистрального газопровода «Газопровод-отвод к ГРС-2 г. Томска, инв. № 000038252. Капитальный ремонт русловой части основной нитки подводного перехода через р. Томь на участке 48-49км

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

- производительность $Q=140 \text{ млн.м}^3/\text{год}$;
- длина трубопровода $L=1 \text{ км}$;
- давление в начале участка $P_1=1,6 \text{ МПа}$;
- давление в конце участка $P_2=0,832 \text{ МПа}$;
- температура газа в начале участка $t_1=30 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура газа в конце участка $t_2=16 \text{ }^\circ\text{C}$;
- начальные и конечные нивелировочные отметки не превышают 100 метров ;
- данные состава газа взяты с специальной рабочей инструкции (табл.3.1).

					Технология проведения пневматических испытаний газопровода							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Насекин Е.И.			Расчетная часть			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Брусник О.В.								33	33	
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5Б				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

Таблица 2.1

Состав газа по данным Томского ГПЗ

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

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

И также согласно СНиП III 42-80 «Строительные нормы и правила. Магистральные газопроводы»

Методика пневматического расчета магистральных газопроводов включает в себя:

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

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

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

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

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

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

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

Отводами называются магистральные газопроводы, предназначенные для подачи газа от распределительных или базовых газопроводов к городам, населенным пунктам и отдельным крупным потребителям, работающие в режиме часовой неравномерности, вызванной неравномерностью отбора газа потребителями. Рассматриваемый нами магистральный газопровод «Томск-» относится к газопроводам отводам. Протяженность этого газопровода составляет 1,1 км. Наружный диаметр сухопутной и подводной части трубопровода 530 мм, с толщиной стенки 12 мм. Как мы видим, рассматриваемый отвод газопровода выполнен из труб одинакового диаметра, поэтому для дальнейших расчетов не нужно определять эквивалентный диаметр. Эквивалентным диаметром принято называть диаметр простого трубопровода, пропускная способность которого равна пропускной способности реального трубопровода при прочих равных условиях.

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

3.1.1 Определение пропускной способности и производительности магистральных газопроводов

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

Следует различать оценочную и проектную пропускную способность магистральных газопроводов.

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

Проектной пропускной способностью магистрального газопровода называется пропускная способность, соответствующая оптимальному техническому варианту. Оценочную пропускную способность магистральных газопроводов отводов следует находить по формуле:

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

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

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

K_u^0 – оценочный коэффициент использования пропускной способности.

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

где K_{po} – коэффициент расчетной обеспеченности газоснабжения потребителей, отражающий необходимость увеличения пропускной способности газопровода для обеспечения газоснабжения потребителей в периоды повышенного спроса газа. Повышенный спрос на газ может быть обусловлен похолоданиями в течение отопительного сезона (понижением температуры наружного воздуха относительно среднемесячных многолетних значений), а также возможным определением потребности народного хозяйства в газе по сравнению с прогнозом;

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

Принимаем: $K_{po}=0,99$; $K_{но}^0=0,95$; $Q_{MЧ}=15982 \text{ м}^3/\text{ч}$.

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

$$q_0 = \frac{24 \cdot 15982 \cdot 10^{-6}}{0,9405} = 0,4678$$

3.1.2 Расчет стационарных тепловых режимов работы линейных участков

Расчет будем вести методом последовательных приближений.

Задаем значение T_{cp} :

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

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

T_2 – температура газа в конце участка, °K.

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

Определим среднее давление:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Определим расчетное значение средней температуры газа:

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

где T_0 – расчетная температура окружающей среды, К.

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

Принимаем $T_0 = 273,16 \text{ К}$.

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

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

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

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

L_0 – расстояние между компрессорными станциями, км.

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

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

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

Плотность смеси газа при стандартных условиях ($\text{кг}/\text{м}^3$) определяется из выражения (при 293,15 K и 0,1013 МПа):

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^n \rho_{см i} N_{i \text{ мол}} = \rho_{см 1} N_{1 \text{ мол}} + \rho_{см 2} N_{2 \text{ мол}} + \dots + \rho_{см n} N_{n \text{ мол}}, \quad (3.11)$$

где $\rho_{см i}$ – плотность при стандартных условиях i -го компонента смеси, которые необходимо определять по табл.3.1, $\text{кг}/\text{м}^3$;

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

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

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

Принимаем значение коэффициента $C = 0,225 \cdot 10^6$ [49, стр.79]; $k_{ср} = 2,0 \text{ Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$ [10, стр.23]. Так как на рассматриваемом участке нет необходимости устанавливать компрессорные станции, то $L_0 = 1,1 \text{ км}$.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.3 Расчет стационарных гидравлических режимов работы линейных участков

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

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

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

где P_1, P_2 – соответственно давление в начале и конце участка газопровода;
 Δ – относительная плотность газа по воздуху;

T_{cp} – средняя по длине участка температура транспортируемого газа;

z_{cp} – средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа, безразмерный;

L – длина участка газопровода;

$d_{эк}$ – эквивалентный диаметр трубы;

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

φ – коэффициент, учитывающий влияние подкладных колец.

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

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

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

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

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

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

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

где $T_{нк}$ – псевдокритическая температура, К;
 $P_{нк}$ – псевдокритическое давление, МПа.

Псевдокритические давление и температуру будем определять по заданному составу газа:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Теперь мы можем посчитать пропускную способность одностороннего участка:

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

3.1.4 Расчет режимов работы компрессорных станций

Автоматическая газораспределительная станция на ГРС-2 обеспечивает подачу газа от магистрального газопровода по отводу к населенным пунктам, промышленным и сельскохозяйственным предприятиям в районе н.п. Черная речка. Отбор газа для ГРС производится до входа в КС

Проведем расчет режимов работы КС

Для КС характерны следующие исходные данные:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 3.2

Потери давления газа на КС

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

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

Таблица 3.3

Техническая характеристика ГПА с электроприводом

Тип агрегата	СТД 4000-2
Мощность, кВт	4000
Напряжение, В	6000
Частота вращения, об/мин	3000
Коэффициент мощности	0,9
КПД электродвигателя, %	97,5
Тип центробежного нагнетателя	280-11-6
Диаметр колеса, мм	600

					Расчетная часть	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Степень сжатия	1,25
Абсолютное давления нагнетателя, МПа	5,0
Частота вращения вала нагнетателя, об/мин	7980
z_{np}	0,91
$R_{np}, Дж/(кг \cdot K)$	490,5
$(T_{вс})_{np}, K$	288

Таблица 3.4

Параметры центробежного нагнетателя

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

Объемную производительность при параметрах на входе в нагнетатель Q $м^3/мин.$, необходимо вычислять:

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

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

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

$P_{вс}$ – абсолютное давление, МПа;

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

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

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

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

В нашем случае $m=2$.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Определим мощность N кВт, потребляемую нагнетателем:

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

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

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

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

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

где ε – степень повышения давления в нагнетателе;

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

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

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

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

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

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

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

где $z_{вс}$ – коэффициент сжимаемости газа при условиях входа в нагнетатель;
 $P_{ст}$ – давление (абсолютное) газа при стандартных условиях, МПа;
 $T_{ст}$ – температура газа при стандартных условиях, К;
 R – газовая постоянная компримируемого газа, Дж/кг·К, определяемая по формуле:

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

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

Расчет рабочих параметров центробежных нагнетателей необходимо выполнять по их приведенным характеристикам, позволяющим учитывать: отклонение параметров газа на входе нагнетателя, а именно $z_{вс}$, R , $T_{вс}$ от их приведенных значений $z_{пр}$, $R_{пр}$ и $(T_{вс})_{пр}$.

Приведенная объемная производительность, м³/мин

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

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

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

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

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

					Расчетная часть	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

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

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

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

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

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

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

от приведенной производительности

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

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

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

					Расчетная часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

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

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

Расчет рабочих параметров центробежных нагнетателей необходимо выполнять в следующем порядке:

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

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

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

где $\kappa=1,31$;

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

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

3.2 Расчет толщины стенки трубопровода

Проведем расчет толщины стенки, а также проверку на прочность и устойчивость перехода магистрального трубопровода отвода

Исходные данные:

- диаметр трубопровода наружный $D_n = 530$ мм;
- расчетное рабочее давление $P_{раб} = 5,4$ МПа;
- нормативные характеристики металла 13Г1С-У;
- температура монтажа расчетной схемы $t_m = -29$ °С;
- температура эксплуатации трубопровода $t_э = 4$ °С;
- глубина заложения трубопровода $h_{тр} = 9,0$ м;
- радиус естественного изгиба трубопровода $\rho_u = 200$ м;
- максимальная глубина воды $H=17,3$ м.

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

- категория участка I;
- трубопровод диаметром 530 мм предполагается построен из труб Челябинского трубопрокатного завода со следующей технической характеристикой (табл. 3.5);

	Таблица 3.5				Расчетная часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основные нормативные характеристики металла труб

Технические условия (рабочее давление) $P_{раб}$, МПа	Наружный диаметр трубы D_n , мм	Толщина стенки трубы δ , мм	Марка стали	Предел прочности $\sigma_{пр}$, МПа, (кгс/мм ²)	Предел текучести $\sigma_{тек}$, МПа, (кгс/мм ²)	Относительное удлинение ϵ , %	Ударная вязкость КСЧ при радиусе надреза 1 мм, Дж/см ²	Эквивалент углерода, %, не более	Испытательное давление $P_{зав}$, кгс/мм ²	Конструкция трубы и состояние поставки металла
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТУ 14-3-1698-2000	530	11,0	13Г1СУ	540 (55)	380,0 (39)	20	39,2 (-60°C)	0,46	84,81	Прямошовные трубы из нормализованной низколегированной стали

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

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

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

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

где m – коэффициент надежности, принимаемый равный 1,1;
 K – расчетный коэффициент надежности;
 P_0 – наружное гидростатическое давление, Н/мм²;
 $P_{гр}$ – вертикальное давление грунта, Н/мм²;
 σ_T – минимальное значение предела текучести металла труб, принимаемое по государственным стандартам и техническим условиям на стальные трубы, Н/мм².

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принимаем $m=1$; $K=0,8$ (табл.3.6)

Таблица 3.6

Значения расчетных коэффициентов надежности "К" для морских газопроводов.

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

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

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

где ρ – плотность воды, кг/м^3 .

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

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

где γ_{gp} – удельный вес грунта, кН/м^3 (для расчетов принимается в среднем 19 кН/м^3).

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

$$\delta_{\min} \geq \frac{1,1 \cdot (1,6 - 0,1697 - 0,171) \cdot 530}{2 \cdot 0,8 \cdot 380} = 0,5 \text{ мм}.$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки участка трубопровода по сортаменту $\delta_{ном} = 12 \text{ мм}$.

Толщину стенки труб, определенную по формуле (3.39), следует принимать не менее $1/140 D_n$, и не менее 8 мм — для труб условным диаметром свыше 530 мм.

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

$$12 \text{ мм} > \frac{219}{140} = 12 \text{ мм}.$$

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

Следовательно, оба условия выполняются.

Внутренний диаметр трубопровода равен:

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

$$D_{вн} = D_n - 2\delta = 530 - 2 \cdot 11 = 506 \text{ мм.}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					Расчетная часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Минимальную толщину стенки труб с наружным диаметром 530 мм принимаем равной 11 мм.

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

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

3.3 Проверка трубопровода на прочность

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

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

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

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

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

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

где R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа;

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

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

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

δ_n – номинальная толщина стенки трубы, м.

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

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

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

где R_I^H – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;
 m – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность;
 k_I – коэффициенты надежности по материалу;
 k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

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

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

Продольные осевые напряжения определяются по формуле:

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

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

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = 206\,000 \text{ МПа}$ ($2100\,000 \text{ кгс/см}^2$);

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

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

$$\Delta t = t_3 - t_m = +3 - (-20) = 23^\circ \text{C}; \quad (3.50)$$

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

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

Тогда проверяем условие прочности:

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

Таким образом, условие прочности выполняется.

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

3.4 Проверка трубопровода на пластические деформации

Расчет газопровода на пластические деформации ведется по методике отраженной в п. 8.26 СНиП 2.05.06-85*. Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

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

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

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

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

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

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

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

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

Значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

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

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

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий

					Расчетная часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Условие проверки на недопустимые пластические деформации выполняется.

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

3.5 Проверка общей устойчивости трубопровода

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

$$S \leq mN_{кр}, \quad (3.56)$$

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

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

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

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

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

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

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

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = 206\,000 \text{ МПа}$ ($2100\,000 \text{ кгс/см}^2$);

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

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

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

F – площадь поперечного сечения трубы, см^2 .

Площадь поперечного сечения металла трубы

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

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

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

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

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

$N_{кр}$ следует определять согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости. На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды. Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по следующей формуле:

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

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

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

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

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

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

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

Рассчитаем продольное критическое усилие $N_{кр}$.

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

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

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

где τ_{np} – предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом, МПа. Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом определим, используя следующую формулу:

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

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

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

C_{cp} – сцепление грунта, Па.

Величину p_{cp} определим по формуле:

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

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

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

γ_{cp} – удельный вес грунта, Н/м³;

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

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

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

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

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

а. Нагрузка от веса трубы, Н/м

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

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

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

$\rho_{ст}$ – плотность стали, кг/м³;

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

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

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

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

б. Нагрузка от веса изоляции трубопровода, Н/м

Лента «Полилен» — четырехслойная лента на основе термосветостабилизированного полиэтилена и бутилкаучука, изготовленная методом со-экструзии — предназначена для изоляции при строительстве и ремонте подземных газонефтепродуктопроводов с целью защиты их от коррозии при температурах эксплуатации от -60°C до $+50^\circ\text{C}$. Обертка липкая полиэтилановая Полилен-ОБ предназначена для защиты от механических повреждений изоляционных покрытий наружной поверхности подземных трубопроводов при температурах эксплуатации от -60°C до $+50^\circ\text{C}$. Для изоляции трубопровода применяются импортные изоляционные липкие ленты. На газопроводах наиболее часто используют ленты типа «Полилен» (2 слоя ленты и 1 слой обертки).

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

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

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

$$q_{об}^H = k_{из} \pi D_n \delta_{об} \rho_{об} g, \quad (3.68)$$

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

$\rho_{и.л.}$, $\rho_{об}$ — плотность ленты и обертки соответственно, кг/м^3 .

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

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

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

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

Нагрузка от веса продукта, $H/м$

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

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

где ρ_{np} – плотность природного газа при нормальных условиях (273,15 К и 0,1013 МПа), $кг/м^3$;

z – коэффициент сжимаемости газа;

T – абсолютная температура газа, К.

В случае природного газа допускается принимать:

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

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

P – рабочее (нормативное) давление, МПа;

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

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

$$q_{mp} = 525,59 + 14,35 + 3,33 = 543,27 H / м.$$

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

Значение угла внутреннего трения и сцепление грунта принимаем $\varphi_{гр} = 20$

град, $c_{гр} = 15$ кПа (табл.3.6)

.Таблица 3.7

Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов Средней полосы России

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

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

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

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом

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

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины.

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

2. Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, $H/\text{м}$

$$q_{верт} = n_{зр} \gamma_{зр} D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + n_{в} \gamma_{в} D_n \left(H + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + q_{мр}, \quad (3.71)$$

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

H – максимальный уровень воды, м;

$\gamma_{в}$ – удельный вес воды, $H/\text{м}^3$;

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

3. Момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м^4

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

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

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt[1]{(0,01389)^2 \cdot (0,044)^4 \cdot (71,84)^2 \cdot (2,06 \cdot 10^5)^6 \cdot (3,9 \cdot 10^{-5})^3} = 65,22 \text{ МН};$$

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

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

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ

В процессе перекачки газа насосные агрегаты и их технологические обвязки подвергаются значительным нагрузкам, что приводит к падению КПД насоса и снижению потребляемой мощности, к значительным энергетическим и экономическим потерям. Правильное и точное проведение пневматического испытания позволяет постоянно контролировать техническое состояние оборудования и качество его монтажа, своевременно выявлять дефекты, предотвращать внезапный выход из строя насосов. В ходе научно-исследовательской работы требуется провести анализ существующих компрессорных агрегатов и, изучить стандарты, определяющие требования к диагностике насосных агрегатов и на основе полученных данных выявить наиболее подходящую установку для практического применения.

4.1 Анализ конкурентных технических решений

Объектом анализа являются компрессорные установки используемые для пневматических испытаний газопроводов, чаще всего используемые в России. Для сравнения взяты три основных вида компрессорных установок: из G01M3/08; F17D5/02; и F17D5. В таблице 1 приведена оценочная карта.

					Технология проведения пневматических испытаний газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Насекин Е.И.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					63	110
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Качество продукта	0,09	5	5	4	0,45	0,36	0,27
2. Прочность	0,05	5	5	4	0,2	0,25	0,15
3. Надежность	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
4. Экологичность	0,17	5	4	4	0,68	0,68	0,68
5. Простота в нанесении	0,09	4	5	5	0,3	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Цена	0,15	5	4	5	0,35	0,28	0,28
8. Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	5	0,2	0,16	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
10.Предполагаемый срок эксплуатации	0,12	5	4	4	0,3	0,24	0,18
11. Наличие сертификации	0,1	5	5	5	0,25	0,25	0,2
Итого	1				4,52	4,26	3,98

Где, Б_ф – G01M3/08; Б_{к1} – F17D5/02; Б_{к2} – F17D5.

В ходе анализа конкурентных компрессорных установок с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что G01M3/08 является наиболее конкурентоспособным компрессорным агрегатом как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как высокая цена и меньший срок эксплуатации.

1.1. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT–анализа представлены в табл. 2

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Наличие постоянных поставщиков. 4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов. 	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Высокий уровень конкуренции. 3. Повышение цен у поставщиков. 4. Высокий уровень цен на выпускаемую продукцию.
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Сокращение количества аварийных случаев, следовательно, 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Эффективное использование ресурсов производства. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для работников.

<p>сокращение расходов</p> <p>2. Повышение эксплуатационного ресурса трубопроводной системы</p> <p>3. Повышение эффективности работы нефтегазовой компании</p>	<p>2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков).</p> <p>3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.</p>	<p>2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта.</p> <p>3. Внедрение технологии</p> <p>4. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений</p>
<p>Угрозы:</p> <p>1. Развитая конкуренция.</p> <p>2. Повышение требований к качеству продукции.</p> <p>3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования.</p>	<p>Сильные стороны и угрозы:</p> <p>1. Возможно развитие конкурентных покрытий, если при их разработке участвует квалифицированный специалист.</p> <p>2. Внедрение менеджмента качества.</p>	<p>«Слабые стороны и угрозы:</p> <p>1. Повышение цен на выпускаемую продукцию.</p> <p>2. Вероятность урезания финансирования в следствие проведения неполных или неточных расчетов</p>

4.2 Организационная структура проекта

На данном этапе работы необходимо решить следующие вопросы: кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определить роль каждого участника в данном проекте, а также прописать функции, выполняемые каждым из участников и их трудозатраты в проекте. Данная информация представлена в табл. 3.

Таблица 3 – Рабочая группа проекта

Вид работ	Должность исполнителя
Разработка и утверждение технического задания, выбор направления исследования	Руководитель
Изучение нормативно-правовой технической документации	Студент
Календарное планирование работ по теме	Руководитель Студент
Поиск необходимых значений и параметров для расчета остаточного ресурса	Студент
Расчет остаточного ресурса изоляционного покрытия	Студент
Оценка результатов исследования	Руководитель Студент
Составление пояснительной записки	Руководитель Студент

4.3 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости исследования.

Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\text{max}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн..

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.; $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел..

4.4 Разработка графика проведения проекта

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

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

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

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

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

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

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

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

Пример расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания на проведение исследования):

$$t_{\text{ожі}} = \frac{3t_{\text{min } i} + 2t_{\text{max } i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел} - \text{дня}$$

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ожі}}}{\text{Ч}_i} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня}$$

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 3 \cdot 1,22 = 3,66 \approx 4 \text{ дня}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} = 1,47$$







$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 5,2 \cdot 1,47 = 7,64 \approx 8 \text{ дней}$$

Таблица 4 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение нормативно-правовой технической документации	40	11.01.19	29.02.19	Руководитель Исполнитель
Календарное планирование работ по теме	31	01.03.19	31.03.19	Исполнитель
Расчет остаточного ресурса изоляционного покрытия	14	01.04.19	15.04.19	Исполнитель
Оценка результатов исследования	18	20.04.19	02.05.19	Руководитель Исполнитель
Составление пояснительной записки	21	03.05.19	24.05.19	Руководитель Исполнитель
Итого:	124	11.01.19	25.05.19	

На основе таблицы 4 строим календарный план-график проведения работ.

**Таблица 5 – Календарный план-график проведения работ по
проведению исследования**

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал, дни	Продолжительность выполнения работ													
			февраль		март			апрель			май			июнь		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Разработка и утверждение технического задания, выбор направления исследования	Рук-ль	20														
Изучение нормативно- правовой технической документации	Ст	24														
Календарное планирование работ по теме	Ст, рук-ль	5														
Расчет остаточного ресурса изоляционного покрытия	Ст	26														
Оценка результатов исследования	Ст, рук-ль	3														
Составление пояснительной записки	Ст, рук-ль	10														

На основе данных графика (табл. 5) можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию напряжённно-деформированного состояния трубопровода займет 10 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится третьей декадой мая.

Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

4.5 Бюджет затрат на исследование

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
						73
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4.6 Расчет материальных затрат исследования

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п.

Таблица 6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы 3м, руб.
Набор инструментов	шт	1	4880	4880
Перчатки	пара	3	91	273
Спецодежда	комплект	3	5600	16800
Каска	шт	3	250	750
Ручка шариковая	шт	6	25	150
Карандаш	шт	5	20	100
Краска для принтера	шт	1	600	600
Итого, руб.				24 253

В сумме материальные затраты составили 24 253 рублей. Цены взяты средние по городу Томску.

4.7 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (компрессорных установок, электрогенератора, устройств и механизмов), необходимых для проведения пневматических испытаний. Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Затраты на приобретение спецоборудования

№	Наименование оборудования			Количество единиц оборудован ия			Цена единицы оборудования, тыс. руб			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	G01M 3/08	F17D5/ 02	F17D5	1	1	1	548	621	523	523	621	548
2	Дизельный электрогенератор Ад-200-Т400-Р			1	1	1	1054	1054	1054	1054	1054	1054
3	Доставка электрогенератора			1	1	1	150	150	150	150	150	150
Итого:										1727	1775	1752
Затраты на приобретение спецоборудования										1986	2041	2014

Учетом затраты на доставку в размере 15% от его цены, тогда затраты на приобретение спецоборудования для трех исполнений станут равны:

$$З_{об1+дост} = З_{об1} \cdot 1,15 = 1727 \cdot 1,15 = 1986,05 \text{ тыс. руб}$$

$$З_{об2+дост} = З_{об2} \cdot 1,15 = 1775 \cdot 1,15 = 2041,25 \text{ тыс. руб}$$

$$З_{об3+дост} = З_{об3} \cdot 1,15 = 1752 \cdot 1,15 = 2014,8 \text{ тыс. руб}$$

1.2. Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату $З_{осн}$ и дополнительную заработную плату $З_{доп}$.

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от $З_{осн}$.

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p$$

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p = 2191 \cdot 7,7 = 16871 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p = 1580 \cdot 46,2 = 72996 \text{ руб.}$$

где – T_p продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, *раб.дн.* (табл. 4);

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, *руб.*

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}$$

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d} = \frac{53235 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 2191 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot М}{F_{\text{д}}} = \frac{31590 \cdot 11}{365 - 117 - 28} = 1580 \text{ руб.}$$

где – $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб.дней $М=11$ месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб.дней $М=10$ месяцев, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн..

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}$$

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 27300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 53235 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 16200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 31590 \text{ руб.}$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

1.3. Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимается равным 0,18).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 27300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 53235 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{53235 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 2191 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 2191 \cdot 7,7 = 16871 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{доп}} = 0,18 \cdot 16871 = 3037 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 16200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 31590 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{31590 \cdot 11}{365 - 117 - 28} = 1580 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 1580 \cdot 46,2 = 72996 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{доп}} = 0,18 \cdot 72996 = 13139 \text{ руб.}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	З _{тс} , руб.	к _{пр}	к _д	к _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.	к _{доп} , руб.	З _{доп} , руб.	Итого, руб.
Руководитель	27300	0,3	0,2	1,3	53235	2191	7,7	16871	0,18	3037	19908
Исполнитель	16200				31590	1580	46,2	72996		13139	86135

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата. Из таблицы 8 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у исполнителя, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта.

1.4. Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп})$$

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

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ (ред. От 19.12.2016) установлен размер страховых взносов равный 30 %.

В таблице 9 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 9 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	16871	3037
Исполнитель	72996	13139
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Руководитель	5972	
Исполнитель	25841	

1.5. Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

$$З_{\text{накл}} = (З_{\text{м}} + З_{\text{об}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}}) \cdot 0,16$$

$$З_{\text{накл1}} = (24093 + 1986050 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0,16 = 322199 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{накл2}} = (24093 + 2041250 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0,16 = 330479 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{накл3}} = (24093 + 2014800 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0,16 = 326512 \text{ руб.}$$

4.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты	24253	24253	24253	Пункт 5.1
2. Затраты на специальное оборудование	1986050	2041250	2014800	Пункт 5.2
3. Затраты по основной заработной плате	89867	89867	89867	Пункт 5.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате	16176	16176	16176	Пункт 5.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	31813	31813	31813	Пункт 5.5
6. Накладные расходы	322199	330479	326512	16% от суммы ст.1-5
Бюджет затрат на исследование	2470199	2533679	2503261	Сумма ст.1-6

Бюджет затрат проекта по исполнению №1 равен 2470199 рублей,

по исполнению №2 – 2533679 рублей,

по исполнению №3 – 25031261 рублей.

Наибольший процент бюджета во всех случаях составляет дорогостоящее специальное оборудование (от 70 до 83%).

4.9 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где $I_{\text{финр}}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ – максимальная стоимость исполнения научноисследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{2470199}{2533679} = 0,96$$

Для 2-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{2533679}{2533679} = 1$$

Для 3-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{\Phi_{p3}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{2503261}{2533679} = 0,98$$

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

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

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 11 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность	0,2	5	5	5
2. Надежность	0,2	5	5	4
3. Долговечность	0,2	5	5	3
4. Удобство эксплуатации	0,15	4	4	5
5. Ремонтопригодность	0,15	4	4	5
6. Энергоэкономичность	0,1	5	4	4
Итого	1,00			

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,1 \cdot 5 = 4,75$$

$$I_{p-исп2} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 = 4,6$$

$$I_{p-исп3} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 = 4,3$$

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-испi}}{I_{финр. i}}$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,75}{0,96} = 4,94$$

$$I_{исп.i} = \frac{4,6}{1} = 4,6$$

$$I_{исп.i} = \frac{4,3}{0,98} = 4,38$$

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

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{срi}$):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{исп\ min}}$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = \frac{4,94}{4,6} = 1,07$$

$$\mathcal{E}_{ср2} = \frac{4,6}{4,6} = 1$$

$$\mathcal{E}_{ср3} = \frac{4,38}{4,6} = 0,95$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Таблица 12 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,96	1,0	0,98
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,75	4,6	4,38
3	Интегральный показатель эффективности	4,94	4,6	4,38
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,07	1,0	0,95

Вывод: результате выполнения данного раздела проведен анализ конкурентных технических решений, с помощью которого выбран наиболее подходящий компрессорный агрегат для проведения пневматического испытания газопровода, а именно использование компрессорной установки G01M3/08. Бюджет затрат проекта с использованием «G01M3/08» равен 2470199 рублей, с использованием компрессора «F17D5/02» – 2533679 рублей, с использованием компрессора «F17D5» – 2503261 рублей. Наибольший процент бюджета во всех случаях составляет дорогостоящее специальное оборудование (от 70 до 83%). Сравнение эффективности проведения исследования по каждому исполнению показало экономическую целесообразность реализации работ с применением компрессора «G01M3/08», имеющего самый высокий показатель ресурсоэффективности $I_p=4,75$

					Технология проведения пневматических испытаний газопровода						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологическая часть			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Насекин Е.И.								85	110
Руковод.		Брусник О.В.									
Консульт.											
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									
								ТПУ гр. 2Б5Б			

Производство работ по ПИ включает следующие этапы:

- определить охранную зону и вывести за ее пределы людей и оборудование (в обе стороны от оси газопровода - 250 м в направлении отрыва заглушки от торца временных камер запуска и приема - 1000 м).

- очистка газопровода;
- контроль проходного сечения;
- монтаж днищ и узлов приварки испытательного шлейфа и манометров;
- монтаж контрольно-измерительных приборов;
- подготовка к испытанию;
- монтаж и испытание давлением, равным 1,25 Рисп. в течение 6 ч, обвязочных трубопроводов компрессора и временных трубопроводов подсоединения к газопроводу;

- подъем давления до 2,0 МПа;
- осмотр газопровода;
- подъем давления до испытательного;
- выдержка под испытательным давлением;
- понижение давления до рабочего;
- проверка на герметичность;
- стравливание воздуха.

Рассмотрим конкретнее каждый из вышеперечисленных пунктов.

5.2 Подготовительные работы

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

Подготовительные работы включают в себя:

- определение оси трубопровода, глубины заложения трубопровода;
- расчистка проездов от леса и кустарника, отсыпка пониженных мест;

					Технологическая часть	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- обустройство переездов через коммуникации (по необходимости);
- устройство лежневых дорог (по необходимости);
- подготовка площадок под оборудование;
- подготовка временных площадок складирования строительных материалов, мест для размещения временных зданий и сооружений, мест базирования и ремонта строительной техники.
- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов.

5.3 Испытание и очистка полости трубопровода

Очистка полости выполняется пропуском очистных поршней под давлением согласно схемы № 1(приложение №1). Для проведения очистки полости участков газопровода необходима компрессорная установка высокого давления. Подготовка трубопровода к очистке включает следующие работы:

- все сварочно-монтажные работы должны выполняться с соблюдением технологии сварки, согласно нормативных документов по сварке, оформлением исполнительной документации и обязательным контролем качества сварных стыков (длина не засыпанного участка газопровода должна быть не более 70 м);
- смонтировать камеру запуска очистных устройств (далее КЗОУ), к которой через шлейф и коллектор подключается компрессорная установка (схема №1);
- обеспечить установку контрольных манометров;
- смонтировать продувочный патрубок на конце продуваемого участка (схема №1);
- установить необходимые краны (схема №1);
- испытать смонтированную камеру запуска с обвязкой и шлейфом пневматическим способом, на давление 1,25 Рисп. в течение 6 часов с составлением соответствующего акта.

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

После произведенных работ трубопровод считается подготовленным к очистке (продувке). В предварительно смонтированное устройство запуска очистных устройств запасовываются промаркированные очистные устройства: Манжетный поршень, пенополиуретановый поршень, а также запасовывается манжетный поршень с прикрепленным калибровочным диском из незакаленной стали толщиной 4 мм диаметром 95 % от внутреннего диаметра трубы, затем с торца приваривается заглушка. Во избежание одновременного начала движения поршней, поршни запасовываются с использованием стопоров и упоров. В качестве стопора используется железный прут диаметром 50-60 мм., устанавливаемый перед первым и вторым поршнем через фланцевое соединение согласно схеме №4. Прохождение очистных поршней происходит под давлением сжатого осушенного воздуха подаваемого компрессорной установкой. В связи с относительно небольшой протяженностью очищаемого участка, подача воздуха из компрессора обеспечит прохождение очистных поршней по очищаемому трубопроводу с необходимой скоростью. Исходное положение кранов: все краны закрыты. По команде председателя комиссии запускается компрессорная установка, открываются краны №К.РЗ и №КР 10-1, воздух поступает из компрессорной установки в КЗОУ. Открытием крана №КР10-4 приводится в движение первый поршень. Скорость движения поршня в соответствии с ВСН 011-88 должна быть не выше 70 км/ч. После вылета первого поршня краны №К.РЗ, №КР 10-1 и №КР10-4 закрываются для нагнетания давления. Второй поршень приводится в движение открытием кранов №К.РЗ, №КР 10-1 и №КР10-3, после вылета второго поршня краны №К.РЗ, №КР 10-1 и №КР10-3 также закрываются для нагнетания давления. Манжетный поршень с калибровочным диском приводится в движение открытием кранов №К.РЗ, №КР 10-1 и №КР10-2. Все операции проводятся аналогично запуску первого очистного устройства. Продувка с пропуском очистных поршней считается законченной, когда из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха и последний поршень не разрушен

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

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Важнейшей задачей при производстве работ по восстановлению рабочего состояния подводного перехода магистрального газопровода является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

В административном отношении район производства работ относится к Томскому району Томской области. Участок строительства перехода через р. Томь находится в районе н.п. Черная речка.

Работы проводятся в осенне-зимний период.

Проектом предусматривается проведения очистки внутренней полости и пневматическому испытанию на прочность проверке на герметичность и осушки полости подводного перехода через р.Томь.

					Технология проведения пневматических испытаний газопровода						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Насекин Е.И.				Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Брусник О.В.									89	110
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5Б			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.										

6.1 Производственная безопасность

Таблица 6.1

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении испытаний газопровода

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Ремонтно-восстановительные работы	<i>Физические</i>		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 -74* ССБТ [31]
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [39]
		Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [41]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе		
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ [31] СНиП II-12-77 [74]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-90 СБТ [37]
	Превышение уровней ионизирующих излучений		НРБ-76\87 [73]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-85 [68]
	<i>Химические</i>		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [33] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [34]
	<i>Биологические</i>		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [76]

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ подводного перехода магистрального газопровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

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

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С.

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

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

					Социальная часть	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. *Превышение уровней шума.*

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

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи, кабины); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. 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.

3. *Превышение уровней вибрации*

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

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;

					Социальная часть	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

4. Превышение уровней ионизирующих излучений.

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно.

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

Работающие с радиоактивными веществами должны быть обеспечены СИЗ от ионизирующих излучений в соответствии с санитарными правилами при работе с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог, освещенность которых должна быть не менее указанной в табл. 1 [13]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

6. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

					Социальная часть	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³.
- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокочапасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³.
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой классу опасности).
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

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

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ.

					Социальная часть	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем.

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

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща.

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ подводного перехода магистрального газопровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

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

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

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

					Социальная часть	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.2 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала строительства и потенциально достижимого при строительстве:

					Социальная часть	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- уровня загрязнения природной среды;
- уровня доходности нарушаемых угодий;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных

процессов. *Таблица 6.2*

**Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия
при ремонте подводного перехода**

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	На протяжении всего периода строительства должен осуществляться контроль соблюдения границ землеотвода.
	Засорение почвы производственными отходами	Приказом по предприятию 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 и выше перечисленным инструкциям. Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.
Лес и лесные ресурсы	Оставление недорубов, захламление лесосек.	Спиленные остатки, выкорчеванные в полосе строительства пни захораниваются в траншею в полосе временного отвода
	Лесные пожары	в качестве противопожарных мероприятий выполняются работы по созданию противопожарных заслонов (уборка валежника, срезка пожароопасного подлеска и п.т.)
	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	В подготовительный период устраивается сеть временных дорог и проездов, оптимально обусловленная, с учетом возможного сокращения протяженности перевозок. Работы по их строительству выполняются до выхода строительной техники на трассу, с соблюдением экологических требований и

		природоохранных мероприятий. После окончания строительных работ на месте ликвидируемых временных сооружений производится очистка территории. На этапе технической рекультивации земель после окончания строительства газопровода и сопутствующих сооружений должна проводиться уборка строительного мусора (по всей территории отвода земель).
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровом раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений и нефтепродуктов в поверхностные воды; Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки. Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках. В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем: 1)ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим

		почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных; 2)ограничить передвижение вездеходной техники вне дорог.
--	--	---

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

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Таблица 6.3

План ликвидации аварии на магистральном газопроводе

Вид аварии и место возникновения	Мероприятия по локализации и ликвидации аварии	Действия ответственных лиц аварийных служб и бригад по локализации и ликвидации аварий, оказанию помощи пострадавшим
Разрыв газопровода на подводном переходе через р.Томь в русле реки или опасной зоне	1. Обнаружение аварии	1. Сообщить немедленно о происшествии по связи диспетчеру ЛЛПУ МГ и в управление Колпашевского речпорта. 2. Принять все меры по остановке судов или других плавучих средств на реке через диспетчера Колпашевского речпорта. При передаче информации диспетчеру следует сообщить километраж р.Томь (переход газопровода через р.Томь соответствует 1265 км р.Томь) .Для быстрой остановки судов и других плавсредств по реке вывесить до и после перехода на стационарных штангах 2 вертикальных красных конуса (в ночное время два вертикальных красных огня).
	2. Получение информации об аварии.	1. Уточнить у источника информации характер, размеры и место аварии, время обнаружения, обстановку на местности и на реке. 2. Убедитесь в достоверности информации.
	3. Оповещение об аварии	1. Немедленно оповестить об аварии : – диспетчера ЦДС «Газпром трансгаз Томск»; – диспетчера речпорта г. Томск;

					Социальная часть	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

		– руководство ЛПУ МГ
	4. Принятие оперативных мер.	1, После перекрытия кранов береговой «гребенка», стравливания газа из аварийного участка. определения места и масштаба аварии, по усмотрению руководителя работ включается в работу неповрежденная нитка подводного перехода, газопровод заполняется и включается в работу.
	5. Проведение аварийно-восстановительных работ.	1. Определить способы и объемы восстановительных работ в русле реки с привлечением специализированных организации, составить план производства восстановительных работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе были проанализированы основные методы проведения пневматических испытаний переходов магистральных трубопроводов, их технология, достоинства и недостатки. На конкретном участке – подводный переход магистрального газопровода через р. Томь, отвод на ГРС-2, рассмотрен комплекс мероприятий и специфика работ по очистке внутренней полости и пневматическому испытанию на прочность проверке на герметичность и осушки полости

Из преимуществ рассмотренного метода стоит отметить:

- короткий срок выполнения работ;
- отсутствие отрицательного воздействия на окружающую среду;
- возможность не прерывать движение судов;
- длительный (от 50 лет и выше) срок службы испытанного участка

При выполнении дипломной работы были выполнены необходимые расчеты, учтены требования по охране окружающей среды, охране труда и безопасности жизнедеятельности. Проведен экономический анализ стоимости работ при проведении пневматического испытания.

Следовательно, проведение подобных испытаний старых трубопроводов позволит, как значительно повысить эффективность работы подводных переходов, так и снизить затраты на проведение организационно-технических мероприятий.

Рассматриваемые в данной работе методы проведения пневматических испытаний для подводных переходов могут быть использованы как для газопроводов, так и для нефтепроводов.

					Технология проведения пневматических испытаний газопровода						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заключение			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.	Насекин Е.И.										
Руковод.	Брусник О.В.									101	23
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5Б			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.										

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

22. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / К.А. Забела, В.А. Красков, В.М. Москвич, А.Е. Сощенко – М.: «Недра – Бизнесцентр», 2001.-195 с.ВСН 006-89. «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка». Миннефтегазстрой;
23. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В.А. Березин, К.Е. Ращепкин и др.- М.: Недра, 1978.-364 с.;
24. Нефтегазовое строительство/И.И.Мазур, В.Д.Шапиро – М.:Изд-во ОМЕГА-Л, 2005. – 774с.;
25. Нормативная инструкция Primus Line «Гибкий полимерный рукав для бестраншейного ремонта напорных трубопроводов»;
26. Проект производства работ «Санация дюкера через р.Томь»;
27. Результаты визита делегации менеджеров ООО «ТомскТрансГаз» фирмы «E.ON Ruhrgas AG»;
28. Санация дюкеров методом полимерного рукава/К.Фомин//«Строительный инжиниринг» - 2005. №5;
29. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин.- М.: Недра, 1995. – 246 с.;
30. Акт испытания образцов "гибкий полимерно-тканевый рукав" / Фрайбергский институт газовых технологий – 2004;
31. Магистральные нефтегазопроводы / Зубарев В.Г. – Тюмень 1998 г.;
32. Оценка безопасности состояния подводных магистральных трубопроводов/С.С. Медведев//«Газовая промышленность» – 2006, №4;
33. Эксплуатация подводных переходов магистральных газопроводов //«Газовая промышленность» – 2004, №12;

					Технология проведения пневматических испытаний газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Насекин	Е.И.			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник	О.В.					102	23
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук-ль ООП	Брусник	О.В.						

34. Особенности диагностического обследования ППМГ /В.Н. Шалагин, А.Н. Дрилиантов//«Газовая промышленность» – 2005, №10;
35. Ремонтные камеры для устранения дефектов подводных трубопроводов /В.А. Александров//«Газовая промышленность» – 2005, №10;
36. Бестраншейная технология восстановления трубопроводов /В.Н. Белобородов, А.Н. Ли, В.Т. Савченко//«Газовая промышленность» – 2005, №8;
37. Подводные переходы МГ: диагностика и ремонт /В.В. Салюков//«Газовая промышленность» – 2004, №12;
38. Внутритрубное обследование неравнопроходных подводных переходов/ В.А. Александров, С.С. Фасенко, А.В. Мостовой, Р.Н. Хасанов//«Газовая промышленность» – 2004, №4;
39. Основные направления диагностического обследования магистральных газопроводов /В.Н. Дедешко, В.В.Салюков//«Газовая промышленность» - 2006,№8;
40. Правила эксплуатации МГ;
41. Справочник работника газовой промышленности;
42. ВСН 011-88. «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание». Миннефтегазстрой;
43. ВСН-51-1-80. «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности»;
44. ВСН 51-1-97. «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов». Газпром 1997 г.
45. ВСН 179-85. «Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов»;
46. ВРД 39-1.10-006-2000* «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов»;

					Список литературы	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

47. ВППБ 01-04-98 «Правила пожарной безопасности для предприятий и организация газовой промышленности»;
48. ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения»;
49. ГОСТ 17.53.4-83* «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель»;
50. ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения»;
51. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
52. ГОСТ 12.1.003-74* «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»;
53. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;
54. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
55. ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
56. ГОСТ 12.1.009-76 «ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения»;
57. ГОСТ 12.1.010-76* «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования»;
58. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности»;
59. ГОСТ 12.1.013-78 «ССБТ. Строительство. Электробезопасность. Общие требования»;
60. ГОСТ 12.1.030 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;
61. ГОСТ 12.1.033-81 «ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения»;

					Список литературы	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

62. ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»;
63. ГОСТ 12.1.046-85 «ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок»;
64. ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
65. ГОСТ 12.2.037-78 «ССБТ. Техника пожарная. Требования безопасности»;
66. ГОСТ 12.4.010-75 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия»;
67. ГОСТ 12.4.026-76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности»
68. ГОСТ 26568-85 «Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация»;
69. ГОСТ 12.0.003-74* «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;
70. ИН 3.1-6 «Инструкция по обращению с отходами»;
71. ОНТП 51-1-85 «Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы»;
72. ПБ 03-517-02 «Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
73. ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления;
74. ППБ 01-93 «Правил пожарной безопасности в Российской Федерации»;
75. ППБ 01-93 «Правила пожарной безопасности в РФ»;
76. Правила устройств электроустановок;

					Список литературы	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

77. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов. Мингазпром 1984г.;

78. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов;

79. РД 51-3-96 «Регламент по техническому обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды»;

80. РД-102-011-89 "Охрана труда";

81. Р 2.2.2006-05 «Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда»;

82. СН 010-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы»;

83. СНиП 2.05.06-85*. «Магистральные трубопроводы»;

84. СНиП III-42-80*. «Магистральные трубопроводы»;

85. СНиП 23-01-99. «Строительная климатология»;

86. СНиП III-4-80* «Техника безопасности в строительстве»;

87. СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы»;

88. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Общие требования;

89. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»;

90. СП 108-34-97 «Свод правил по сооружению подводных переходов РАО «Газпром» 1998 г»;

91. СП 111-34-96 «Очистка полости и испытание газопроводов»;

92. СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб»;

93. СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов»;

					Список литературы	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

94. ВН 39-1.9-005-98 «Нормы проектирования и строительства морского газопровода»

95. СНиП II-12-77 «Нормы проектирования. Защита от шума»;

96. НРБ-76/87 «Нормы радиационной безопасности»;

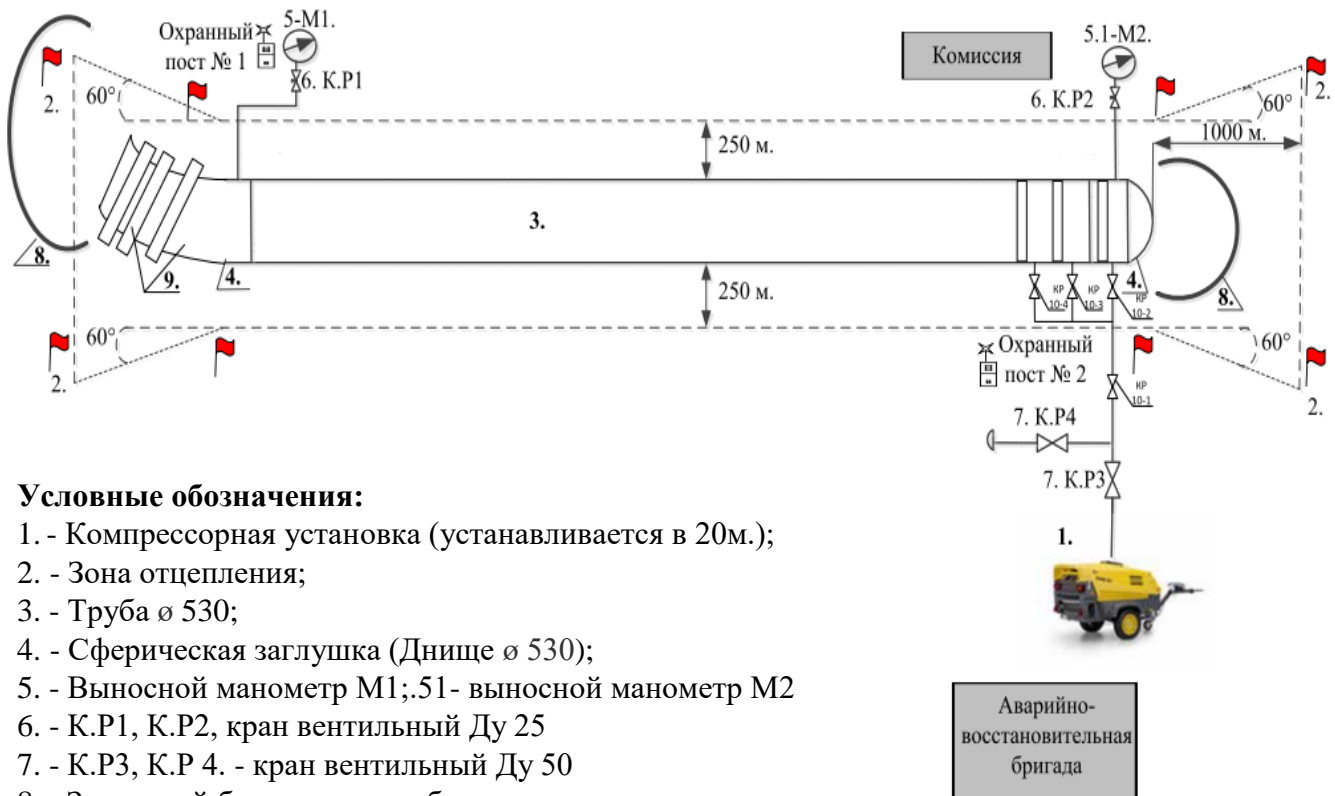
97. ГОСТ 12.1.008-76 «Биологическая безопасность»;

98. Интернет ресурсы.

					Список литературы	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА № 1 По очистке внутренней полости и пневматическому испытанию «Газопровод-отвод к ГРС-2 г. Томска, инв. № 000038252. Капитальный ремонт русловой части основной нитки подводного перехода через р. Томь на участке 48-49км». Томское ЛПУМГ ООО «Газпром Трансгаз Томск»



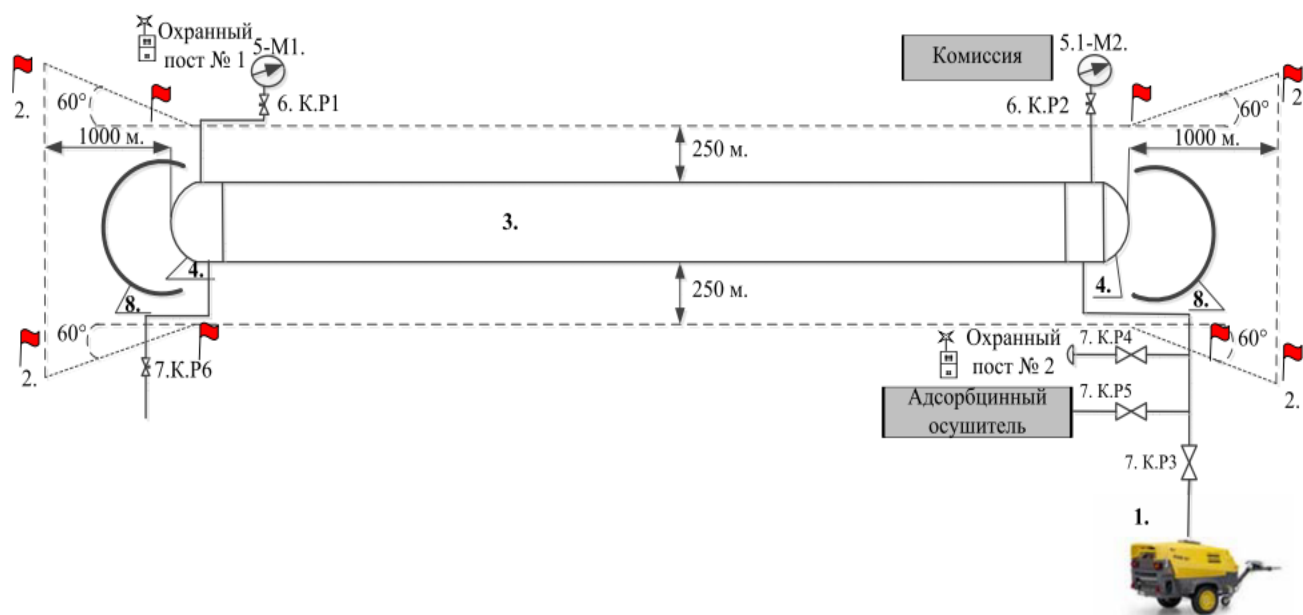
Условные обозначения:

1. - Компрессорная установка (устанавливается в 20м.);
2. - Зона отцепления;
3. - Труба \varnothing 530;
4. - Сферическая заглушка (Днище \varnothing 530);
5. - Выносной манометр М1; 5.1- выносной манометр М2
6. - К.Р1, К.Р2, кран вентильный Ду 25
7. - К.Р3, К.Р 4. - кран вентильный Ду 50
8. - Защитный барьер в виде обвалования из грунта.
9. - Продувочный патрубок с ж/б пригрузами

					Технология проведения пневматических испытаний газопровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Насекин Е.И.				Приложения	Лит.	Лист
Руковод.	Зарубина						Листов
Консульт.							108
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б5Б	
							110

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА № 2 По осушке внутренней полости трубопровода «Газопровод-отвод к ГРС-2 г. Томска, инв. № 000038252. Капитальный ремонт русловой части основной нитки подводного перехода через р. Томь на участке 48-49км». Томское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск»



Условные обозначения:

1. - Компрессорная установка (устанавливается в 20м.);
2. - Зона отцепления;
3. - Труба \varnothing 530;
4. - Сферическая заглушка (Днище \varnothing 530);
5. - Выносной манометр М1; 5.1- выносной манометр М2
6. - К.Р1, К.Р2, кран вентильный Ду 25
7. - К.Р3, К.Р 4, К.Р 5, К.Р 6- кран вентильный Ду 50
8. - Защитный барьер в виде обвалования из грунта.

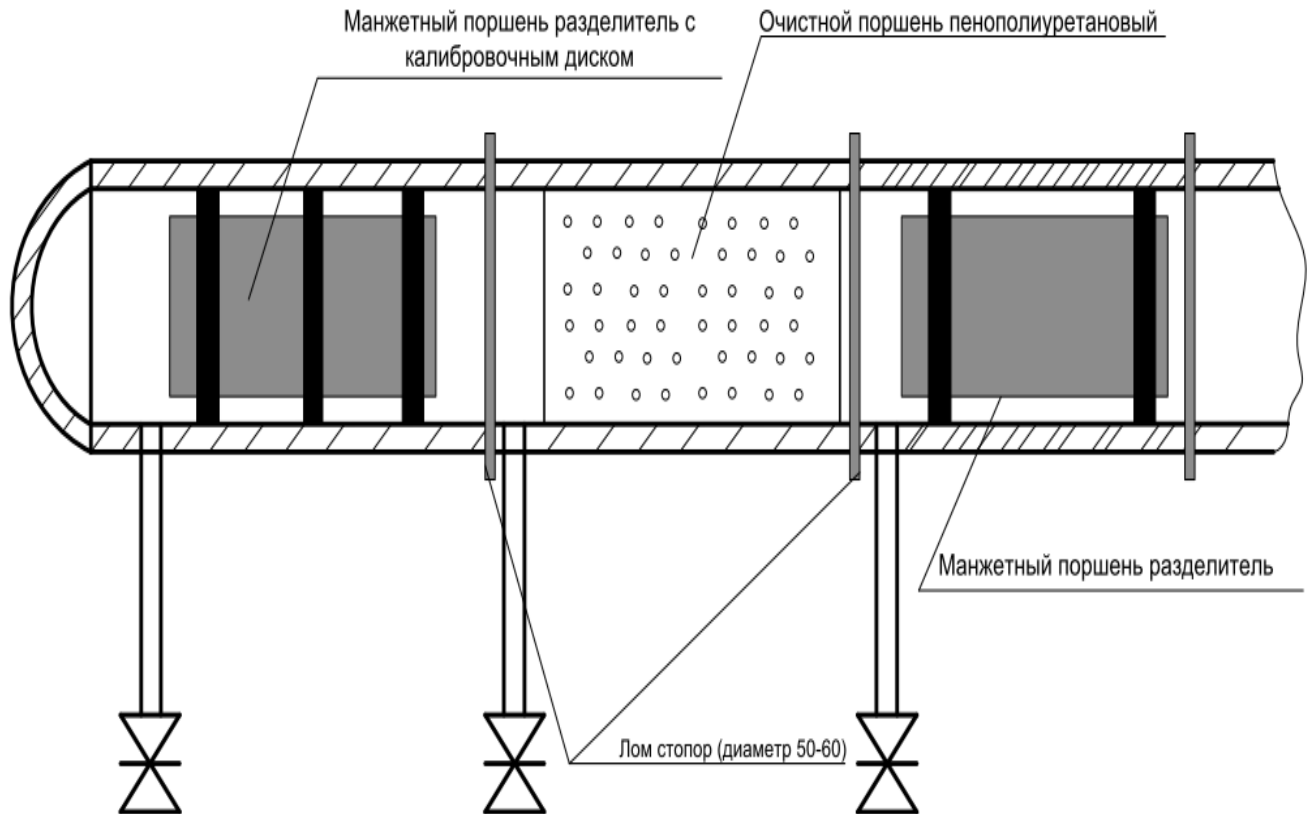
Аварийно-
восстановительная
бригада

					Технология проведения пневматических испытаний газопровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Насекин	Е.И.					
Руковод.	Зарубина						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Брусник	О.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						109	110
					ТПУ гр. 2Б5Б		

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Технологическая схема № 3.

«Газопровод-отвод к ГРС-2 г. Томска, инв. № 000038252. Капитальный ремонт русловой части основной нитки подводного перехода через р. Томь на участке 48-49км». Томское ЛПУМГ ООО «Газпром Трансгаз Томск»



					Технология проведения пневматических испытаний газопровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Насекин Е.И.			Приложения		
Руковод.		Зарубина					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
						Лит.	Лист
							Листов
							110
							110
						ТПУ гр. 2Б5Б	