

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организация технологического процесса транспорта газа на участке газопровода внешнего транспорта Харампурского газового месторождения»

УДК 622.691.4.053-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Петров Д.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.,		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
в области производственно-технологической деятельности		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	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).
P4	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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
в области организационно-управленческой деятельности		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	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).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
в области проектной деятельности		
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-3c), (ЕАС-4.2-e).

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
Р9	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".
Р10	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".
Р11	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
3-2Б5Д	Петрову Даниилу Владимировичу

Тема работы:

«Организация технологического процесса транспорта газа на участке газопровода внешнего транспорта Харампурского газового месторождения»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-109/с от 28.02.2020г. 148-5/с от 27.05.2020г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.05.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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></p>	<p>Объектом исследования является газопровод внешнего транспорта на Харампурском газовом месторождении с проектной производительностью 25 млрд.ст.м³/год. Режим работы непрерывный. Вид продукта подготовленный к магистральному транспорту природный газ. Объект относится к технологическим сооружениям повышенной опасности, требующих особых условий эксплуатации.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Рассмотреть характеристику участка трассы газопровода внешнего транспорта. Провести анализ комплекса оборудования, сооружений, установок и устройств для обеспечения стабильного транспорта газа. Рассмотреть технологический процесс транспорта газа. Произвести расчет прочности и устойчивости газопровода. Рассмотреть вопросы финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения, а также мероприятия социальной ответственности. Заключение по работе.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Схема расположения газопровода внешнего транспорта; Узел запуска и приема средства очистки и диагностики; Блочное исполнение системы измерения количества газа; Принципиальная технологическая схема ДКС; Внешний вид ГПА-16; Внешний вид АВО газа; Номограмма для определения коэффициента β.</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>Рыжакина Т.Г., к.э.н., доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин А.А., к.т.н., ассистент</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>03.03.2020</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Петров Даниил Владимирович		03.03.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Петрову Даниилу Владимировичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по ЯНАО.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливается в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30% – премии к заработной плате 20% – надбавка за профессиональное мастерство 1,7 – районный коэффициент для расчета заработной платы
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования. 2. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований. 3. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Структура работ в рамках научного исследования. 2. Определение трудоемкости выполнения работ. 3. Разработка графика проведения научного исследования. 4. Бюджет научно-технического исследования. 5. Основная заработная плата исполнителей темы. 6. Дополнительная заработная плата исполнителей темы. 7. Отчисление во внебюджетные фонды. 8. Накладные ресурсы. 9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	1. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования. 2. Расчет показателей ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Петров Даниил Владимирович		03.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Петрову Даниилу Владимировичу

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

Тема ВКР:

Организация технологического процесса транспорта газа на участке газопровода внешнего транспорта Харампурского газового месторождения.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является газопровод внешнего транспорта, прокладываемый на Харампурском газовом месторождении
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Привести специальные правовые нормы трудового законодательства при работе по очистке газопровода. Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ выявленных вредных и опасных факторов - обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>Проанализировать выявленные вредные и опасные факторы при разработке проектируемого решения: -отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе -тяжесть и напряженность физического труда -повышенный уровень шума -повреждения в результате контакта с животными -движущиеся машины и механизмы -электробезопасность -пожаро- и взрывоопасность</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Рассмотреть влияние магистрального газопровода на экологическое состояние атмосферы, гидросферы и литосферы и предложить решения по повышению экологической безопасности.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Проанализировать вероятные чрезвычайные ситуации на исследуемом магистральном газопроводе, предложить превентивные меры по профилактике и методике ликвидации последствий аварийной ситуации</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020
--	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Петров Даниил Владимирович		03.03.2020

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 _____ (весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.05.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.03.2020	<i>Характеристика участка трассы газопровода внешнего транспорта</i>	
25.03.2020	<i>Анализ комплекса оборудования, сооружений, установок, устройств для обеспечения транспорта газа</i>	
15.04.2020	<i>Технологический процесс транспорта газа</i>	
30.04.2020	<i>Проверка прочности и устойчивости газопровода</i>	
05.05.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
10.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	
15.05.2020	<i>Заключение</i>	
20.05.2020	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		03.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		03.03.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа 104 с., 7 рис., 32 табл., 41 источников, 3 прил.

Ключевые слова: газопровод внешнего транспорта, технологический процесс, транспорт газа, компримирование, расчет прочности.

Объектом исследования является: технологический процесс транспорта газа.

Цель работы – анализ технологического процесса транспорта газа по газопроводу внешнего транспорта.

В процессе исследования проводились расчеты на определение толщины стенки газопровода, расчеты на прочность подземного газопровода в продольном направлении, проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций и общей устойчивости газопровода в продольном направлении. Рассмотрены вопросы транспорта газа по газопроводу внешнего транспорта. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики процесса транспорта газа: очистка подготовленного природного газа, компримирование газа, охлаждение газа, осушка газа, транспортировка газа, коммерческий учет газа.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями.

Газопровод внешнего транспорта (ГВТ) (газопровод подключения) – газопровод, обеспечивающий подачу подготовленного к дальнейму транспорту природного газа от производителя до магистрального газопровода в соответствии с действующими отраслевыми ТУ.

Газопровод внешнего транспорта (ГВТ) (подвод) – трубопровод, предназначенный для подачи газа от попутного месторождения к магистральному трубопроводу.

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) – предназначена для сбора, подготовки газа и конденсата в соответствии с требованиями соответствующих отраслевых стандартов при децентрализованной системе сбора и подготовки газа.

Дожимная компрессорная станция (ДКС) – компрессорная станция, устанавливаемая на выходе из промысла и предназначенная для повышения давления газа до рабочего давления в магистральном газопроводе.

Газоперекачивающий агрегат (ГПА) – технологическое устройство, включающее привод (газотурбинную установку (ГТУ) и др.) и нагнетатель (центробежный двигатель и др.), предназначенный для повышения давления в магистральном газопроводе.

Технологический процесс – часть производственного процесса, содержащая целенаправленные действия по изменению и (или) определению состояния предмета труда, в ходе которых происходят изменения геометрических форм, размеров, физико-химических свойств сырья, материалов, продукции и (или) их местоположения.

Коммерческий учет газа – учет расхода газа с помощью приборов, призванных в установленном порядке пригодными для коммерческих расчетов и оговоренных в договоре поставки газа.

Аппарат воздушного охлаждения – аппарат, предназначенный для охлаждения или конденсации технологических потоков газа или конденсата.

Обозначения и сокращения

ГВТ – газопровод внешнего транспорта

ВЛ – воздушная линия электропередач

УКУГ – узел коммерческого учета газа

МГ – магистральный газопровод

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ЦДКС – центральная дожимная компрессорная станция

ННБ – наклонно-направленное бурение

СОД – средство очистки и диагностики

УЗ – узел запуска

УП – узел приема

УЗА – узел запорной арматуры

БЛП – блок электроснабжения линейных потребителей

ЭХЗ – электрохимическая защита

УКЗ – установка катодной защиты

СКМ – система коррозионного мониторинга

КМО – комплекс модульного оборудования

АЗ – анодный заземлитель

БАВР – блок автоматического включения резерва

КИП – контрольно-измерительный прибор

ШБД – широкополосный беспроводной доступ

СКУД – система контроля и управления доступом

УОА – узел охранной арматуры

ГВВ – горизонт высоких вод

ММГ – многолетнемерзлые грунты

АВО – аппарат воздушного охлаждения

СИКГ – система измерений количества и параметров качества газа

ГПА – газоперекачивающий агрегат

Оглавление

Введение.....	17
1. Характеристика участка трассы газопровода внешнего транспорта.....	18
1.1. Общие сведения о газопроводе внешнего транспорта.....	18
1.2. Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка	20
2. Анализ комплекса оборудования, сооружений, установок, устройств для обеспечения транспорта газа.....	26
2.1. Площадка хранения аварийного запаса труб	27
2.2. Система электрохимической защиты газопровода от коррозии	27
2.3. Узлы запуска и приема очистных устройств	30
2.4. Линейные узлы запорной и охранной арматуры	33
2.5 Трубы и соединительные детали	37
2.5.1. Антикоррозионная защита газопровода защитными покрытиями	38
2.5.2. Тепловая изоляция газопровода	40
2.6. Установка для коммерческого учета газа.....	41
2.6.1. Система измерения количества газа.....	41
3. Технологический процесс транспорта газа	43
4. Расчет трубопровода на прочность и устойчивость.....	50
4.1. Определение толщины стенки газопровода	51
4.2. Проверка на прочность подземного газопровода в продольном направлении	53
4.3. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций	54

4.4. Проверка общей устойчивости газопровода в продольном направлении	56
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	62
5.1. Потенциальные потребители результатов исследования	63
5.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	64
5.3. SWOT – анализ	65
5.4. Планирование научно-исследовательских работ.....	68
5.4.1. Определение трудоемкости выполнения работ	69
5.4.2. Разработка графика проведения научного исследования	70
5.4.3. Бюджет научно-технического исследования	72
5.4.4. Основная заработная плата исполнителей темы	73
5.4.5. Месячный должностной оклад работника.....	75
5.4.6. Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	76
5.4.7. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	77
5.4.8. Прочие расходы.....	78
5.4.9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ..	78
5.5. Определение ресурсоэффективности проекта	79
6. Социальная ответственность	83
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
6.1.1. Социальные правовые нормы трудового законодательства.....	83
6.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	84
6.2. Производственная безопасность.....	85
6.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия на исследователя(работающего).....	85

6.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия	89
6.3. Экологическая безопасность.....	92
6.3.1. Защита атмосферы	92
6.3.2. Защита гидросферы.....	92
6.3.3. Защита литосферы.....	93
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	93
Заключение	96
Список литературы	97
Приложение А	102
Приложение Б.....	103
Приложение В.....	104

Введение

Формирование экономики России невозможно без снабжения отечественной нефтеперерабатывающей индустрии нефтью и газом для производства нефтепродуктов и сырья, необходимого для нефтехимической индустрии, без экспорта газа. Наиболее высоконадежным и дешевым типом транспорта углеводородов являются магистральные трубопроводы.

Процесс транспорта газа начинается на кустовой площадке газового месторождения и заканчивается на потребителе. Цепочка перемещения газа выглядит следующим образом: месторождение – УКПГ – ЦДКС – газопровод подключения – магистральный газопровод – и др.

Назначение газопровода подключения состоит в подаче подготовленного к дальнейшему транспорту природного газа от производителя до магистрального газопровода. В некоторых местах протяженность газопровода подключения составляет несколько километров, в других – пару сотен километров. Совокупность факторов определяет жесткие требования к строительству и эксплуатации таких газопроводов. Соблюдение всех необходимых требований лежит в зоне ответственности компании, которая осуществляет добычу и подготовку природного газа.

В работе будет рассмотрен газопровод подключения от установки комплексной подготовки газа до узла врезки в магистральный газопровод, на примере газопровода внешнего транспорта (ГВТ), расположенного на Харампурском месторождении в Ямало-Ненецком автономном округе.

					Организация технологического процесса транспорта газа на участке газопровода внешнего транспорта Харампурского газового месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Петров Д.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					17	104
Консульт.						НИ ТПУ зр. 3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Бричник О.В.						

1. Характеристика участка трассы газопровода внешнего транспорта

1.1. Общие сведения о газопроводе внешнего транспорта

Общая протяженность газопровода внешнего транспорта (ГВТ) – 156,568 км (дополнительно – резервные нитки на переходах через крупные реки общей протяженностью 11,667 км), производительностью 25 млрд.ст. м³/год.

Номинальный (условный) диаметр ГВТ:

– DN (Ду) 1200 – на основной трассе;

Рабочее (нормативное) давление - 9,8 МПа.

Начальным и конечным пунктами ГВТ являются:

– начало – узел запорной арматуры на выходе газопровода из площадки УКПГ с ЦДКС Харампурского месторождения (после ограждения) – на подключении к узлу запуска средств очистки и диагностики (СОД) ГВТ;

– конец – узлы запорной арматуры (два узла) на подключении ГВТ в нитки I и II магистрального газопровода «Уренгой – Челябинск» ЕСГ ПАО «Газпром».

Линейная часть ГВТ «УКПГ с ЦДКС Харампурского месторождения – подключение в ЕСГ ПАО «Газпром» включает:

– участок «УКПГ с ЦДКС (км 0) – Узел коммерческого учета газа (УКУГ)» (максимальным рабочим (нормативным) давлением 9,8 МПа), включая:

– линейный трубопровод номинальным (условным) диаметром DN (Ду) 1200, протяженностью 155,8 км и DN (Ду) 1000, протяженностью 0,14 км;

					Организация технологического процесса транспорта газа на участке газопровода внешнего транспорта Харампурского газового месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Петров Д.В.			Характеристика участка трассы газопровода внешнего транспорта	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					18	104
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Бричник О.В.						

– резервные нитки на переходах через реки Харампур, Айваседапур, Пякопур, Вассейяха номинальным (условным) диаметром DN (Ду) 1200 общей протяженностью 11,667 км;

– подводные переходы рек шириной русла более 30 м методом наклонно-направленного бурения (ННБ);

– переходы через железную дорогу Филиала ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога» на перегоне Пырей – Хасырей; автомобильные дороги общего пользования «Сургут – Салехард, участок Пурпе – Пуровск» и «Тарко-Сале – Пурпе, участок Тарасовский – Тарко-Сале»;

– узлы запуска, приема средств очистки и диагностики (СОД – УЗ СОД, УП СОД), линейные узлы запорной арматуры (УЗА) с блоками электроснабжения линейных потребителей (БЛП);

– вдольтрассовую ВЛ 6 кВ;

– электрохимическую защиту от коррозии газопровода – ЭХЗ (станции катодной защиты, анодные заземления, кабельные эстакады);

– подъездные дороги к УЗА, УЗ СОД, УП СОД;

– сооружения системы связи линейных объектов ГВТ;

– дом линейного обходчика с площадкой хранения аварийного запаса труб.

					Общие сведения о газопроводе внешнего транспорта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

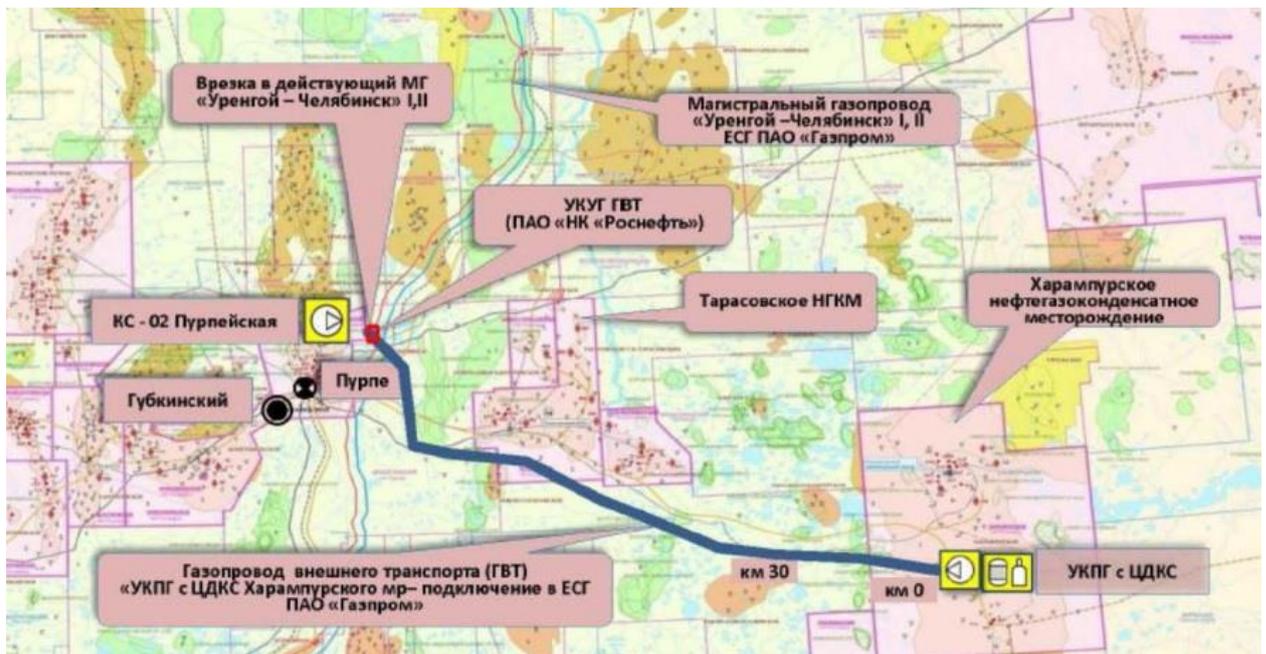


Рисунок 1 – Схема расположения газопровода внешнего транспорта

1.2. Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка

Климат района в большой степени обуславливается его географическим местоположением в высоких широтах, близостью Арктического бассейна, воздействием арктических и атлантических воздушных масс, характером рельефа. Наиболее важными факторами формирования климата рассматриваемой территории является перенос воздушных масс с запада и влияние континента. Взаимодействие двух противоположных факторов вызывает быструю смену циклонов и антициклонов, что способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам. Существенное влияние на формирование климата оказывает защищенность с запада Уральскими горами и открытость территории с севера и юга при большой протяженности в меридиональном и широтном направлениях. Увлажнение местности почти полностью зависит от влаги, доставляемой с запада.

					Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Климат района резко континентальный. Зима суровая, продолжительная, лето короткое и жаркое. Переходные периоды, весна и осень, короткие, с резкими колебаниями температур. Климатическая характеристика района изысканий приведена согласно СП 131.13330. 2012 [10] по метеостанции Тарко-Сале.

Температура воздуха, °С:

– абсолютная:

- минимальная – минус 55;

- максимальная - плюс 36;

– минимальная наиболее холодной пятидневки:

- обеспеченностью 0,98 - минус 49;

- обеспеченностью 0,92 - минус 47;

– расчетная зимняя наиболее холодных суток:

- обеспеченностью 0,98 – минус 54;

- обеспеченностью 0,92 – минус 50;

– среднегодовая – минус 6,0;

– среднемесячная:

- наиболее холодного месяца (января) – минус 25,2;

- самого жаркого (июля) - плюс 16,4.

Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха минус 10 °С и менее – 290 сут., средняя температура воздуха в этот период – минус 11,4 °С. Снежный покров сохраняется 210 дней.

Продолжительность безморозного периода 88 дней. Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь – 358 мм, в холодное время с ноября по март – 137 мм, годовая сумма осадков 495 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность меняется от 69 до 85 %. Ветровой режим района умеренный. Средняя годовая скорость ветра – 3,7 м/с. В зимнее время преобладают ветры южного направления; летом – северного, северо-западного. Наиболее

					Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

ветренным периодом года является зима. Для лета типична высокая повторяемость штилей.

Сейсмичность района менее 6 баллов.

Территория ГВТ относится:

– по дорожно-климатической зоне для дорожного строительства – к зоне ІЗ (СП 34.13330.2012[11]);

– по климатическому районированию - к подрайону ІД (СП 131.13330.2012);

– по весу снегового покрова - к району V (СП 20.13330.2011[12]);

– по средней скорости ветра в зимний период - к району 3 (СП 20.13330.2011);

– по давлению ветра - к району I (СП 20.13330.2011).

Площадь Харампурского месторождения расположена в южной части Пурской низменности, на севере Западно-Сибирской равнины. Положение территории в северных широтах, в области распространения материковых оледенений и в зоне вечной мерзлоты определяет ее основные физико-географические особенности.

В геоморфологическом отношении район ГВТ приурочен к плоско-волнистой равнине, покрытой флювиогляциальными, озерно-болотными и аллювиальными отложениями. Абсолютные отметки поверхности земли изменяются в пределах от 37 до 65 м. Рельеф поверхности участка спокойный, пологоволнистый. Угол наклона поверхности составляет не более 2°. Наиболее возвышенные водораздельные участки хорошо дренированы речной сетью.

Преобладающими формами рельефа являются: эрозионно-мерзлотно-тектонические и линейно-грядовые полигональные формы восходящего и нисходящего развития, термокарстовые, бугры пучения. На всех формах рельефа характерно разобценное залегание современной и древней вечной мерзлоты водораздельно-долинного типа. Характерной чертой района является сильная заболоченность и заозеренность. Широко развиты плоско и

					Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

выпукло бугристые торфяные болота. В пределах крупных торфяников распространение получили морфоскульптуры криогенного происхождения (бугры пучения, термокарст).

Антропогенные формы рельефа, ввиду развития нефтегазовой отрасли в регионе, представлены насыпными песчаными грунтами – насыпями автодорог, подземных коммуникаций и отсыпкой кустовых площадок, других промышленных сооружений.

По характеру растительности, район ГВТ входит в Западно-Сибирскую равнинную лесорастительную область зоны притундровых лесов. Леса – в основном редкостойные сосновые или елово-лиственничные, моховые и мохово-лишайниковые с участками густых зарослей из ерника по вогнутым склонам. Среди кустарничков повсеместно доминируют багульник болотный и голубика. Травянистый ярус развит слабо и представлен преимущественно осокой, хвощами, ягельником и другими разными мхами.

Гидрографическая сеть района эксплуатации газопромысловых объектов на Харампурском месторождении, по трассе ГВТ представлена реками, формирующими бассейн р. Таз – верхнее течение р. Часелька и левые притоки р. Толька, а также бассейн р. Пур – реки Харампур и Пюнятьяха, правые притоки р. Айваседапур. Все эти реки не судоходны, с узкими долинами и очень извилистыми руслами. В зимний период большинство рек промерзает до дна. Территория месторождения сильно заболочена и заозерена.

Гидрография непосредственно на территории Харампурского месторождения представлена реками Нгарка, Сармикьяха, Ябтояха, Тоянъяха, Антыяха, Покатылька, Сихарейяха, Лымбадкикке, Серяреяха, Пюнятьяха и другими.

Широко распространены озера, различающиеся формой, размерами и генезисом (моренные, пойменные, термокарстовые, внутриболотные). Большое количество озер с соединяющими их мелкими ручьями и протоками, образуют на заболоченных водораздельных пространствах сложную по строению озерно-речную сеть, а также многочисленными ручьями и озерами.

					Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Русла рек чрезвычайно извилисты, осложнены мелкими озерами и старицами. Часто неглубокие озера по мере их зарастания болотной растительностью превращаются в болота. Болота и озера на рассматриваемой территории составляют примерно 50 % общей площади.

Трассы газопровода и вдольтрассовой линии электропередач пересекают реки Айваседапур, Харампур, Пякупур, Серяреяха, Нензаяха, Нарэцятаркаяха, Нарэцьяха, Хадытаяха, Хансяматыяха, Хынчибияха, Шоняуяха, Витютьяха, Пальчинкуяха и ручьи без названия. Наиболее крупные реки Айваседапур, Харампур, Пякупур, Шоняуяха, Вассейяха.

По геологической характеристике грунтов, территория Харампурского месторождения, трассы ГВТ относится к зоне распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), к подзоне несплошного (прерывистого) их распространения с обширными участками бугров пучения площадного распространения (до нескольких сотен метров).

На территории эксплуатации на месторождении и по трассе ГВТ широкое распространение получили экзогенные процессы сезонного промерзания и оттаивания грунтов, которые развиты повсеместно.

Нормативная глубина сезонного промерзания талых грунтов (на открытой, оголенной от снега поверхности), для грунтов определяется согласно СП 22.13330.2011[13], СП 131.13330.2012 и СП 25.13330.2012[14]: для песков насыпных, мелких (ИГЭ-0) – 4,0 м; для песков средней крупности – 3,8 м, для песков мелких и пылеватых – 3,4 м, для супесей – 3,2 м, для суглинков – 2,7 м, для глин – 2,6 м, для торфа глубина промерзания составляет 1,2 м.

Процессы морозного пучения грунтов состоят в том, что сырые дисперсные грунты во время промерзания способны деформироваться, вырастать в объеме. При дальнейшем оттаивании этих грунтов совершается обратный процесс, который сопровождается их разуплотнением и уменьшением несущей способности. Вышеперечисленные процессы, как правило, выражаются на глубине промерзания грунтов.

					Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Процессы сезонного промерзания и сопровождающие их процессы физического и химического выветривания способствуют систематическому изменению характера сложения грунтов – их разуплотнению.

В районе прохождения трассы газопровода внешнего транспорта широко распространены болотные массивы – незакономерное чередование бугристого микрорельефа, мочажин, талых болот и озер.

Участки распространения бугристого микрорельефа представляют собой относительно возвышенные, относительно «сухие» участки болот. Бугристость микрорельефа связана с процессами морозного пучения грунтов (торфов и водонасыщенных минеральных отложений). Преобладают торфяные бугры морозного пучения.

Бугры морозного пучения представляют собой плосковершинные разрозненные или собранные в группы значительного площадного распространения (сотни метров), возвышенные участки различных размеров и форм. Бугры разделены талыми болотами, занимающими, как большие пространства, так и небольшие - в несколько десятков метров. Небольшие понижения среди бугров пучения, заполненные водой и талым торфом, а также талыми минеральными грунтами, называются мочажинами.

Мочажины и талые болота имеют различные размеры и разнообразную форму. Преобладают болота глубиной 1-1,5 м, но и встречаются болота глубиной до 3,0 и более метров. В пределах талых болот и мочажин произрастают мхи и болотные травы (осока, пушица), а также нередко блюдца открытой воды. В отдельные периоды года болота почти полностью покрываются водой. Наиболее глубокие бессточные понижения заполнены водой и представляют собой озера различных размеров и форм. Озера – неотъемлемая часть болотного массива. Для них характерна небольшая глубина (в пределах мощности торфяной залежи). Дно у таких озер минеральное, реже – торфяное. Берега озер, чаще всего, торфяные. В прибрежной зоне отдельных озер наблюдается сплавина из мхов обыкновенных и сфагновых шириной до 3 м.

					Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

2. Анализ комплекса оборудования, сооружений, установок, устройств для обеспечения транспорта газа

Для обеспечения технологического процесса транспорта газа по газопроводу внешнего транспорта необходим комплекс оборудования, специальных сооружений, устройств.

Газопровод внешнего транспорта «УКПГ с ЦДКС Харампурского месторождения – подключение в ЕСГ ПАО «Газпром» включает:

- участок «УКПГ с ЦДКС (км 0) – Узел коммерческого учета газа (УКУГ)» (номинальным (условным) диаметром DN (Ду) 1200, максимальным рабочим (нормативным) давлением 9,8 МПа:

- линейный трубопровод, резервные нитки на переходах через реки Харампур, Айваседапур, Пякопур, Вассейяха; подводные переходы рек шириной русла более 30 м методом наклонно-направленного бурения (ННБ); переходы через железную дорогу Филиала ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога»; автомобильные дороги общего пользования «Сургут – Салехард;

- узлы запуска, приема средств очистки и диагностики (СОД – УЗ СОД, УП СОД), линейные узлы запорной арматуры (УЗА), охранной арматуры (УОА) с блочно комплектыными устройствами электроснабжения линейных потребителей (БКЭС);

- вдольтрассовая ВЛ;

- вдольтрассовые проезды, подъездные дороги к УЗА, УЗ СОД, УП СОД (на участках отсутствия вдольтрассового проезда);

- линии и сооружения технологической связи;

- средства автоматики и телемеханики;

					Организация технологического процесса транспорта газа на участке газопровода внешнего транспорта Харампурского газового месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Петров Д.В.			Анализ комплекса оборудования, сооружений, установок, устройств для обеспечения транспорта газа	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					26	104
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-255Д		
Рук-ль ООП		Бричник О.В.						

- систему электрохимической защиты от коррозии газопровода – ЭХЗ (станции катодной защиты, анодные заземления, кабельные эстакады;
- площадка аварийного запаса труб, дом линейного обходчика.

2.1. Площадка хранения аварийного запаса труб

Для обслуживания ГВТ «УКПГ с ЦДКС Харампурского месторождения – подключение в ЕСГ ПАО «Газпром» предусматриваются линейные обходчики из персонала линейно-эксплуатационного участка Харампурского газового промысла.

Дом линейного обходчика размещается примерно посередине трассы проектируемого ГВТ - равноудаленно от начала и конца трубопровода - на 86 км трассы газопровода, вблизи перехода р. Айваседапур, на территории с организованным автоподъездом, электроснабжением.

На территории предусмотрено размещение дома линейного обходчика и площадки хранения аварийного запаса труб ГВТ.

2.2. Система электрохимической защиты газопровода от коррозии

Для надежной электрохимической защиты от почвенной коррозии газопровода внешнего транспорта предусмотрены восемь установок катодной защиты (УКЗ) мощностью 2 кВт каждая, которые совмещены с узлами запорной арматуры (УЗА).

Защищенность трубопровода контролируется по величине защитных потенциалов средствами дистанционного контроля и измерениями на стационарных КИП.

Для дистанционного контроля и регулирования параметров УКЗ предусмотрена передача данных ЭХЗ в систему телемеханики на АРМ оператора. Для коррозионного мониторинга проектом предусматривается

					Площадка хранения аварийного запаса труб	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

система коррозионного мониторинга (СКМ) в местах размещения УКЗ с передачей данных в систему телемеханики на АРМ оператора.

Для полноценного обеспечения за предусмотрено следующее размещение УКЗ и СКМ:

- УКЗ № 2.1 - ПК 15+43, на узле охранной арматуры № 2.1 (км 1,55);
- УКЗ № 2.2 - ПК 128+29, УЗА № 2.2 (км 17,59);
- УКЗ № 2.3 - ПК 360+94, УЗА № 2.4 (км 40,83);
- УКЗ № 2.4 - ПК 614+35, УЗА № 2.5 (км 65,78);
- УКЗ № 2.5 - ПК 828+14, УЗА № 2.7 (км 87,16);
- УКЗ № 2.6 - ПК 1105+32, УЗА № 2.8 (км 114,94);
- УКЗ № 2.7- ПК 1356+30, УЗА № 2.9 (км 140,08);
- УКЗ № 2.8- ПК 1506+61, УЗА № 2.13 (км 155,12)

При эксплуатации ГВТ все средства ЭХЗ подразделяются на:

- шкафы комплексов модульного оборудования (КМО УКЗ) в которые входит система коррозионного мониторинга в блоке линейных потребителей;
- анодные заземлителей (АЗ) из малорастворимых электродов глубинного расположения;
- кабельные дренажные, измерительные и контрольные линий ЭХЗ по кабельным эстакадам и в траншее;
- контрольно-измерительные пункты (КИП) с интервалом 1 км по трассе трубопровода и других местах;
- электрически регулируемые перемычки на пересечении с другими стальными трубопроводами и на электроизолирующих фланцевых соединениях;
- стационарные медно-сульфатные электроды сравнения;
- оборудование КИП, установленных в районе крановых узлов и посередине между УКЗ, индикаторами коррозионных процессов;
- устройство для измерения электрического тока в трубопроводе;

						Система электрохимической защиты газопровода от коррозии	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			28

– блоки совместной защиты для защиты стальных кожухов под автодорогами и железной дорогой;

– устройство заземлений стальной оцинкованной полосой в местах влияния высоковольтных линий электропередач 110 кВ и выше на трубопровод.

Поставляются преобразователи УКЗ в модульном исполнении (комплекс модульного оборудования – КМО) со 100 % резервированием, блоком автоматического включения резерва (БАВР) и возможностью подключения к системе телемеханики с помощью адаптера типа НГК-ТК-А2, размещенных внутри шкафа со степенью защиты не менее IP 20 (для установки в помещении).

Комплексы могут работать в режиме автоматического поддержания защитного тока или защитного потенциала в точке дренажа и имеют возможность сопряжения с системой телемеханики для управления режимами работы преобразователей с автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора и передачи этой информации по 2-проводному интерфейсу RS-485

Анодное заземление является одним из основных узлов установки катодной защиты, от надежной работы которого во многом зависит эффективность электрохимической защиты в целом.

Анодные заземления (АЗ) УКЗ предусматриваются в глубинном исполнении из блочно-комплектных глубинных заземлителей из малорастворимых материалов, смонтированных в скважине глубиной до 35 м с обсадной трубой 5 м устья скважины.

Дренажные (анодные и катодные) линии выполняются двухжильным бронированным медным кабелем сечением не меньше 25 мм².

Установка КИП по трассе ГВТ предусмотрена с интервалом 1 км, а также:

– в местах пересечения с другими подземными стальными трубопроводами;

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Система электрохимической защиты газопровода от коррозии				

- на пересечениях с автодорогами;
- с обеих сторон крупных водных переходов;
- с обеих сторон крановых узлов;
- в местах пересечения и сближения с ВЛ 110 кВ, 220 кВ;
- в месте установки электроизолирующих вставок;
- в точках дренажа УКЗ на трубопровод.

2.3. Узлы запуска и приема очистных устройств

Для удаления продуктов коррозии, механических примесей, конденсата и воды, а также проведения диагностики ГВТ, предупреждения отказов и продления его срока службы предусмотрена установка узлов запуска и приема средств очистки и диагностики – УЗ СОД, УП СОД.

Установка узла запуска СОД предусматривается в начале – возле площадки УКПГ с ЦДКС. Узел приема СОД проектируется в конце участка - перед площадкой узла коммерческого учета газа.

Также узлы запуска и приема СОД устанавливаются на резервных нитках переходов через водные преграды – реки Харампур, Аваседапур, Пякупур, Вассейяха.

Узлы запуска и приема СОД на переходах через водные преграды размещаются на отметках выше 10% ГВВ.

Характеристика узлов запуска и приема СОД и места их установки приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика узлов запуска и приема СОД и места их установки

Наименование	Км	Характеристика оборудования узлов запуска и приема средств очистки и диагностики
Узел запуска СОД № 2.01	0	Камера запуска БКЗ 10М-1200-10,0, в блочно-комплектном исполнении, DN (Ду) 1200, PN (Ру) 10 МПа
Узел запуска СОД № 2.02	37,23	
Узел запуска СОД № 2.03	83,67	
Узел запуска СОД № 2.04	140,08	

					Узлы запуска и приема очистных устройств	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Узел запуска СОД № 2.05	148,78	Камера приема БКП 10М-1200-10,0, в блочно-комплектном исполнении, DN (Ду) 1200, PN (Ру) 10 МПа
Узел приема СОД № 2.01	155,63	
Узел приема СОД № 2.02	40,83	
Узел приема СОД № 2.03	87,16	
Узел приема СОД № 2.04	143,31	
Узел приема СОД № 2.05	149,5	

Пример условного обозначения камеры

БКП-10М-1200-10,0 -П

БК – Устройство камеры с хомутовым затвором

П/З – Приема/запуска

1200 – Номинальный диаметр трубопровода (DN)

10,0 – Номинальное (расчетное) давление в трубопроводе в (МПа)

П/Л – Исполнение камеры по патрубку подвода газа – правое/левое



Рисунок 2 – Узел запуска и приема средство очистки и диагностики

Конструкция камер запуска и приема СОД согласно документации завода-изготовителя, предусматривает возможность запуска и приема

					Узлы запуска и приема очистных устройств	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

внутритрубных диагностических приборов для периодической диагностики газопровода.

В состав узлов запуска или узлов приема СОД входят:

- блок камеры запуска или приема;
- механизмы для извлечения, перемещения и запасовки СОД;
- запорная арматура и продувочные свечи;
- трубопроводы обвязки камеры запуска или приема;
- байпасная линия;
- сигнализаторы прохождения очистных устройств;
- коллектор-сборник для сбора, временного хранения и вывоза

продуктов очистки.

Конструкция узлов приема СОД обеспечивает сбор жидкости и продуктов очистки в коллекторе-сборнике при прохождении через него потока газа.

Уловленные жидкость и продукты очистки передавливаются в буферную дренажную емкость объемом 8 м³ для дальнейшей откачки в передвижные средства и вывоза на утилизацию.

Для очистки коллектора-сборника предусматривается барботажная линия DN (Ду) 50, обеспечивающая удаление шлама вместе с жидкостью. Коллектор-сборник выполняется из труб 1220×28 мм и соединительных деталей.

Рабочий объем коллектора-сборника на узле приема СОД № 2.01 в конце трассы газопровода внешнего транспорта составляет 30 м³, для всех остальных узлов приема СОД – 8 м³.

Для контроля прохождения очистного устройства в трубопроводе предусмотрена установка сигнализаторов (датчиков) до узла приема и после узла запуска очистных устройств, а также непосредственно на каждой камере.

Для обеспечения возможности обслуживания и ремонта необходимыми средствами и механизмами в любое время года

					Узлы запуска и приема очистных устройств	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

предусматриваются постоянно действующие грунтовые подъезды к узлам запуска и приема СОД.

Для предотвращения несанкционированного вмешательства узлы запуска и приема СОД ограждаются.

2.4. Линейные узлы запорной и охранной арматуры

В соответствии с требованиями раздела 8.2 СП 36.13330.2012[15], по трассе ГВТ предусматривается установка линейных узлов запорной (УЗА), охранной (УОА) арматуры (на расстоянии не более 30 км).

Линейные узлы запорной, охранной арматуры позволяют проводить обслуживание и ремонт отдельных участков трубопровода, отключать эти участки в случае аварии для обеспечения промышленной безопасности, уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду.

В качестве запорной арматуры на газопроводе внешнего транспорта предусматриваются:

- шаровые краны номинальным (условным) давлением PN (Py) 10,0 МПа;
- шаровые краны номинальным (условным) давлением PN (Py) 8,0 МПа.

Запорная арматура на основном газопроводе DN (Ду) 1200, DN (Ду) 1000, в обвязке камер запуска и приема СОД DN (Ду) 500, на свечных и байпасных линиях DN (Ду) 300 узлов запорной арматуры подключения (УЗАП) № 2/1, № 2/2 МГ «Уренгой - Челябинск» I, II предусматривается с пневмогидроприводами с дистанционным управлением, подземной бесколодезной установки.

Шаровые краны DN (Ду) 50 предусматриваются надземной установки; краны DN (Ду) 100, 150, 200, 300 - подземной бесколодезной установки.

Присоединение шаровых кранов к трубопроводу - под приварку.

					Линейные узлы запорной и охранной арматуры	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Запорная арматура предусматривается с заводским антикоррозионным покрытием.

Требуемый полный срок службы запорной арматуры ГВТ, установленный проектом – не менее 30 лет.

На обоих концах участков газопровода между линейными узлами предусматривается установка продувочных свечей на расстоянии не менее 15 м от УЗА.

Диаметр продувочных свечей определен на основании расчета из условия опорожнения участка газопровода между запорной арматурой за время не более двух часов. При этом высота продувочных свечей от уровня земли принята от 3 до 5 м, в зависимости от результатов расчета времени рассеивания метана атмосферном воздухе с соблюдением максимально разовой предельно-допустимой концентрации в местах возможного пребывания людей.

Диаметр свечей определен исходя из условия опорожнения участка газопровода между узлами запорной арматуры в течение 1,5–2 ч. Исходя из максимально возможного расстояния между узлами запорной арматуры согласно СП 36.13330.2012 – не более 30 км, номинального (условного) диаметра опорожняемого трубопровода DN (Ду) 1200, рабочего (нормативного) давления трубопровода 9,8 МПа – номинальный (условный) диаметр продувочных свечей – DN (Ду) 300.

Узлы запорной арматуры на переходах через водные преграды размещаются на отметках выше 10 % ГВВ.

На всех узлах запорной арматуры устанавливаются манометры для контроля давления до и после запорной арматуры.

На узлах запорной арматуры газопровода для возможности проведения технологических операций предусмотрены патрубки DN (Ду) 100, совмещенные со стояками отбора давления, до и после запорной арматуры.

Для обеспечения возможности обслуживания и ремонта необходимыми средствами и механизмами в любое время года проектом

					Линейные узлы запорной и охранной арматуры	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предусмотрены постоянно действующие подъезды к линейным узлам запорной арматуры.

Характеристика и требуемое количество узлов запорной, охранной арматуры на ГВТ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика и требуемое количество узлов запорной, охранной арматуры на газопроводе внешнего транспорта

Тип, характеристика арматуры	DN (Ду)	PN (Рy), МПа	Количество, шт.
Узел запорной арматуры № 2.1, 2.2, 2.5, 2.8, 2.13 (количество арматуры на один узел)			
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с пневмогидроприводом, местным и дистанционным управлением	1200	10	1
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с ручным управлением	300	10	3
	150	10	1
Кран шаровой надземный, под приварку, с ручным управлением	100	10	4
	50	10	1
Узел запорной арматуры № 2.3, 2.9, 2.11 (количество арматуры на один узел)			
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с пневмогидроприводом, местным и дистанционным управлением	1200	10	2
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с ручным управлением	300	10	4
	150	10	1
Кран шаровой надземный, под приварку, с ручным управлением	100	10	6
	50	10	1
Узел запорной арматуры № 2.6			
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с пневмогидроприводом, местным и дистанционным управлением	1200	10	2
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с ручным управлением	300	10	4
	200	10	1
	150	10	1
Кран шаровой надземный, с ручным управлением, под приварку	100	10	6
	50	10	4

Узел запорной арматуры № 2.4, 2.7, 2.10, 2.12 (количество арматуры на один узел)			
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с пневмогидроприводом, местным и дистанционным управлением	1200	10	2
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с ручным управлением	300	10	4
	150	10	2
Кран шаровой надземный, под приварку, с ручным управлением	100	10	6
	50	10	2
Узел запуска СОД № 2.01			
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с пневмогидроприводом, местным и дистанционным управлением	1200	10	1
	1000	10	1
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с ручным управлением	1200	10	1
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с пневмогидроприводом, местным и дистанционным управлением	500	10	1
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с ручным управлением	300	10	3
	150	10	1
Кран шаровой надземный, с ручным управлением, под приварку	100	10	6
	50	10	5
Узел запуска СОД № 2.02, 2.03, 2.04, 2.05 (количество арматуры на один узел)			
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с пневмогидроприводом, местным и дистанционным управлением	1200	10	2
	500	10	1
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с ручным управлением	300	10	3
	150	10	1
Кран шаровой надземный, под приварку, с ручным управлением	100	10	5
	50	10	5
Узел приема СОД № 2.01, 2.02, 2.03, 2.04, 2.05 (количество арматуры на один узел)			
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с пневмогидроприводом, с местным и дистанционным управлением	1200	10	2
	500	10	1
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с ручным управлением	300	10	5
Кран шаровой надземный, под приварку, с ручным управлением	300	10	1
Кран шаровой подземной установки, под приварку, с ручным управлением	150	10	3
Кран шаровой надземный, под приварку, с ручным управлением	100	10	6
	50	10	9
	50	1,6	1
Клапан обратный, под приварку, подземной установки	300	10	1

										Лист
										36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Линейные узлы запорной и охранной арматуры					

2.5 Трубы и соединительные детали

Для строительства газопровода внешнего транспорта «УКПГ с ЦДКС Харампурского месторождения – подключение в ЕСГ ПАО «Газпром» (ГВТ) предусматривается применение труб электросварных, прямошовных, повышенной прочности (класс прочности – К60).

Для газопровода применяются трубы из стали 10Г2ФБЮ с наружным трехслойным полимерным покрытием. Химический состав стали представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Массовая доля элементов стали по ГОСТ 19281-2014

C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	V	Nb	Ti	Al	Cu
0.08- 0.13	0.15- 0.35	1.6- 1.8	<0.03	<0.035	<0.3	<0.3	0.05- 0.12	0.02- 0.06	0.01- 0.035	0.02- 0.05	<0.3

Расшифровка стали марки 10Г2ФБЮ :

10 указывает на среднее содержание углерода в стали 0,10%

Г- марганец

2- обозначает, что сталь содержит менее 2% марганца

Ф- ванадий

Б- ниобий

Ю- алюминий

Характеристика предусмотренных к применению труб по участкам газопровода внешнего транспорта категорий В, I, II, III в таблице 4.

В качестве соединительных деталей применяются приварные детали повышенной хладостойкости DN (Ду) 1200 и DN (Ду) 1000, типа ТУ 1468-284-20872280-2005 из стали К60 с наружным антикоррозионным покрытием типа М по ТУ 2313-003-48733781-2008 (или аналог).

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Трубы и соединительные детали						37

Таблица 4 – Характеристика труб по участкам газопровода внешнего транспорта

Участки трубопровода	Характеристика			
	труб		антикоррозионного покрытия	
	наружный диаметр, толщина стенки, мм	марка стали, класс прочности	для подземного газопровода	для надземных участков
Категории В (участки перехода рек методом ННБ) ($P_{\text{раб (норм)}} 9,8 \text{ МПа}$)	1220×28	К60	Трехслойное, усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена по ГОСТ Р 51164-98[16]	Эмаль ПФ-115 ХЛ1 по ГОСТ 6465-76* в два слоя по грунтовке ГФ-0119 по ГОСТ 23343-78* в один слой
Категорий I, II, включая участки на переходах: через участки ММГ, бугры пучения, через водные преграды и болота типа III, железная дорога, автодороги, пересечения коммуникаций ($P_{\text{раб (норм)}} 9,8 \text{ МПа}$)	1220×24	К60		
Категории III	1220×20	К60		
Категории I ($P_{\text{раб (норм)}} 9,8 \text{ МПа}$)	1020×18	К60		

2.5.1. Антикоррозионная защита газопровода защитными покрытиями

Антикоррозионная изоляция газопровода предусматривается в соответствии с СП 36.13330.2012, раздел 14, СП 86.13330.2014[17], разделы 10, 11, 20, ВСН 008-88, разделы 3, 5, 8.

Как основное решение по антикоррозионной защите газопровода от агрессивного воздействия грунтовой коррозии предусматривается применение труб, соединительных трубных деталей с эффективным изоляционным покрытием заводского нанесения.

Предусматривается наружное изоляционное покрытие усиленного типа с нанесением в заводских условиях в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98, по электрическому сопротивлению изоляции – не менее $1 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$.

Толщина антикоррозионного покрытия должна составлять не менее 3,0 мм.

						Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Антикоррозионная защита газопровода защитными покрытиями	

Конструкция изоляционного защитного покрытия труб и соединительных трубных деталей приведена в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Конструкция изоляционного покрытия трубопровода

Способ прокладки газопровода	Антикоррозионное защитное наружное покрытие труб
Подземный	Заводское трехслойное полиэтиленовое усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 Конструкция защитных покрытий № 1 согласно табл. 1 Толщина антикоррозионного защитного покрытия труб заводского нанесения составляет 3,5 мм
Надземный	Эмаль ПФ-115 ХЛ1 по ГОСТ 6465-76* в два слоя по грунтовке ГФ-0119

На участках ГВТ, выполняемых методом ННБ, для исключения механического повреждения антикоррозионной изоляции при протаскивании труб, балластировке участка трубопровода в скважине ННБ с бентонитовым раствором предусмотрено композитное покрытие труб из цементно-полимерно-песчаной смеси в стальной оцинкованной оболочке. Суммарная толщина защитного композитного покрытия составляет 25 мм. Цементно-полимерно-песчаная смесь изготавливается из портландцемента, крупнозернистого песка, полимерных добавок (пластификаторы) и полимерной армирующей фибры.

Конструкция изоляционного покрытия, соединительных трубных деталей приведена в таблице 6.

Для защитных футляров, прокладываемых открытым способом, принято ленточное полимерное покрытие общей толщиной 1,8 мм:

- грунтовка полимерная;
- лента изоляционная полимерная липкая толщиной 0,6 мм в два слоя;
- обертка защитная полимерная липкая толщиной 0,6 мм.

Таблица 6 – Конструкция изоляционного покрытия соединительных трубных деталей

Способ прокладки газопровода	Антикоррозионное защитное покрытие соединительных деталей наружное
Подземный	Эпоксидное по ТУ 1469-008-48151375-2007 производства ООО «ЦЕЛЕР», г. Самара, или других предприятий РФ
	Эпоксидное двухслойное, тип «М» по ТУ 2313-003-48733781-2008 производства ООО «Юкорт», г. Нефтеюганск, или других предприятий РФ
Надземный	Эмаль ПФ-115 ХЛ1 по ГОСТ 6465-76* в два слоя по грунтовке ГФ-0119 по ГОСТ 23343-78* в один слой

2.5.2. Тепловая изоляция газопровода

Тепловая изоляция проектируемого подземного газопровода внешнего транспорта (ГВТ) с Харампурского месторождения до подключения в ЕСГ ПАО «Газпром» предусматривается на участках прокладки в многолетнемерзлых грунтах (ММГ), включая бугры морозного пучения, с целью:

- минимизации теплового воздействия газопровода с рабочим продуктом (газом с температурой до плюс 40 °С на выходе с ЦДКС Харампурского месторождения с последующим снижением до плюс 3÷6 °С в конце ГВТ);

- предотвращения значительного размораживания (оттаивания) ММГ, исключения недопустимых деформаций подземного трубопровода

Трубы с теплогидроизоляционным покрытием изготавливаются в виде конструкции «труба в трубе», в которой в качестве теплоизоляционного слоя используется монолитный жесткий ППУ, а в качестве защитной оболочки используется стальной лист с антикоррозионным покрытием.

Применение трубы с тепловой изоляцией заводского нанесения позволит минимизировать тепловое воздействие трубопровода на ММГ и грунты пучения, предотвратить сезонные размораживание и замораживание грунтов в районе прокладки трубопроводов. Исключается возможная недопустимая деформация трубопровода

									Лист
									40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Тепловая изоляция газопровода				

2.6. Установка для коммерческого учета газа

Технологическая установка для коммерческого учета предназначена для приема, регулирования расхода, и контроля качественных параметров подготовленного газа, сдаваемого в ООО «Газпром трансгаз Сургут».

Из основных узлов установки для коммерческого учета необходимо выделить следующие:

- система измерения количества газа (СИКГ);
- узел расхода сбрасываемого газа;
- свечи рассеивания.

Технологическая схема установки для коммерческого учета газа представлена в приложении А.

2.6.1. Система измерения количества газа

Система измерений количества и параметров качества газа (СИКГ) представляет собой совокупность средств измерений, технологического и вспомогательного оборудования, которая предназначена для автоматизированного коммерческого или оперативного учёта свободного нефтяного, природного газа ультразвуковыми, ротационными, вихревыми, турбинными расходомерами или методом переменного перепада давления между сдающей и принимающей сторонами.

В общем случае в состав СИКГ входит следующий набор блоков и компонентов:

- блок измерительных линий;
- блоки измерения показателей качества газа;
- блок операторной;
- система сбора и обработки информации.

					Установка для коммерческого учета газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41



Рисунок 3 – Блочное исполнение системы измерения количества газа

Технологическая схема системы измерения количества газа представлена в приложении Б.

									Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Система измерения количества газа					42

3. Технологический процесс транспорта газа

Состав транспортируемого газа: метан CH_4 – 98,5%, CO_2 – 0,5%, N_2 – 1%. Температура газа – не выше 313К (40 °С) на входе в ГВТ и около 277-279К (4-6 °С) на выходе. Транспортируется с номинальным давлением 9,8 МПа. Плотность газа при рабочем давлении равна 72 кг/м³. Требования к транспортируемому газу определяются согласно документу СТО Газпром 089-2010.

Согласно СТО Газпром 097-2011[5] понятие технологического процесса в транспорте газа включает в себя: компримирование газа – охлаждение газа – контроль качества и количества газа, транспортируемого по газопроводам.

Компримирование газа осуществляется на центральной дожимной компрессорной станции (ЦДКС). Охлаждение газа осуществляется аппаратами воздушного охлаждения (АВО). Контроль качества и количества газа производится с помощью оборудования, расположенного на площадке установки коммерческого учета газа (УКУГ) и оборудования ЦДКС.

Отличительной особенностью ДКС является высокая степень сжатия и применение в конструкции более эффективных очистительных устройств, среди которых пылеуловители, фильтр-сепараторы и абсорберы. Кроме компримирования газа, на ДКС осуществляются процессы очистки, охлаждения, осушки и замера газа.

После завершения стадии очистки газа в пылеуловителях и фильтр-сепараторах, газ по трубопроводу поступает на входной коллектор компрессорного цеха и попадает на вход центробежных нагнетателей. После компримирования газ поступает в цех осушки, после чего замеряется и направляется по выходным шлейфам в газопровод.

					Организация технологического процесса транспорта газа на участке газопровода внешнего транспорта Харампурского газового месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Петров Д.В.				Лит.		Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						43	104
Консульт.					Технологический процесс транспорта газа			НИ ТПУ гр. 3-255Д
Рук-ль ООП	Бричник О.В.							

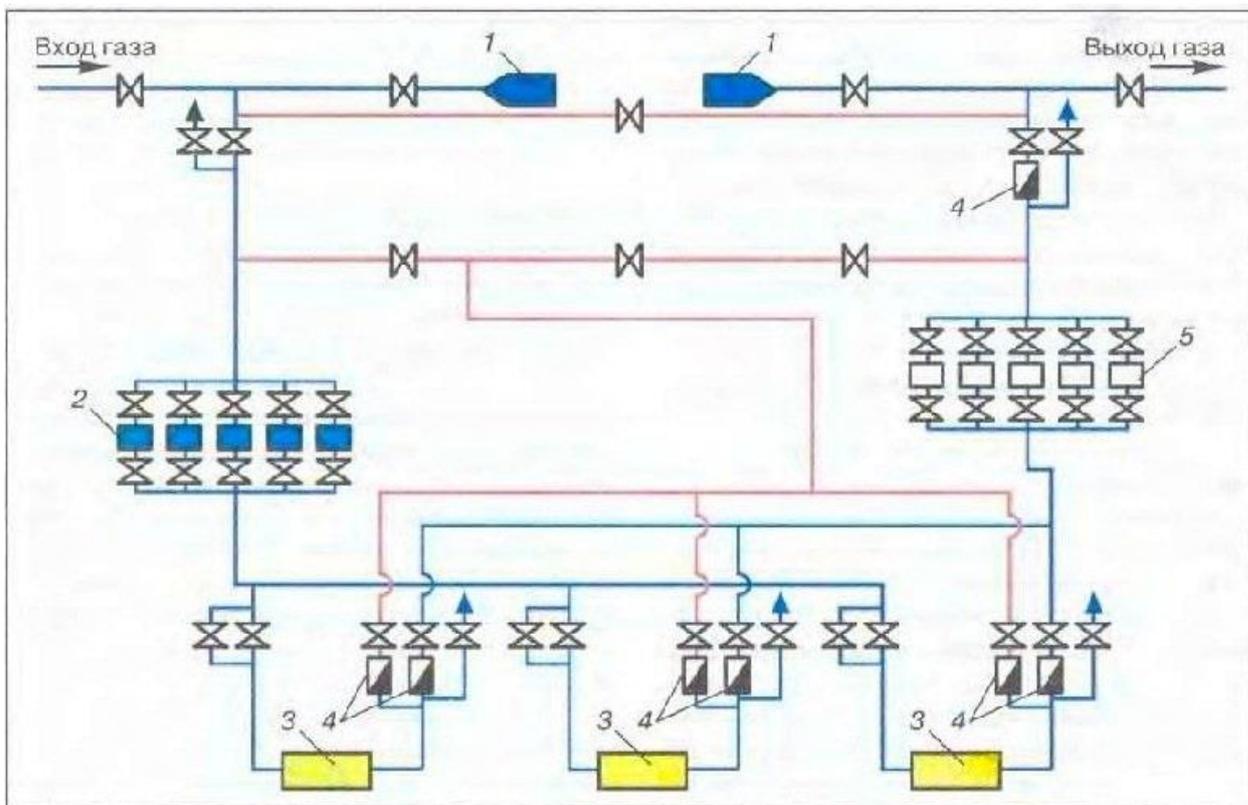


Рисунок 4 – Принципиальная технологическая схема ДКС: 1 - установка очистки газопровода; 2 — установка очистки газа; 3 - газоперекачивающий агрегат; 4 — обратный клапан; 5 - установка охлаждения газа.

В качестве ГПА на Харампурском месторождении был выбран агрегат полнонапорный, произведенный АО «ОДК-ГТ», ГПА-16 мощностью 16 МВт. Общее количество ГПА – 3шт. Технологическая схема обвязки – параллельная.

ГПА-16 - автоматизированный газоперекачивающий агрегат блочно-контейнерного исполнения номинальной мощностью 16 МВт, разработан в рамках развития программы сотрудничества с ПАО «Газпром». Агрегат предназначен для замены морально и физически устаревших ГПА, а также нового строительства [18].

В качестве привода нагнетателя в агрегате ГПА-16 применяются двигатели НК-38СТ (ПАО «Кузнецов», г. Самара), АЛ-31СТ (ПАО «УМПО»,

г. Уфа) и ПС-90ГП-2 (АО «ОДК - Авиадвигатель», г. Пермь). Все газотурбинные двигатели обладают высокими показателями КПД.

Технические характеристики газоперекачивающего агрегата ГПА-16 представлены в таблице 7.



Рисунок 5 – Внешний вид ГПА-16

Таблица 7 – Технические характеристики

Приводы	ПС-90ГП-2	АЛ-31СТ
Производитель привода	«ОДК-ПМ»	«УМПО»
Номинальная мощность, МВт	16	16
КПД, %	36,3	35,5
Расход топливного газа на номинальном режиме, кг/ч	3175	3247
Степень повышения давления в ГТД	19,6	18,0
Степень сжатия НЦ-16М	1,44	
Коммерческая производительность, млн.т/сут.	41,2	
Давление на входе/выходе, МПа	5,4/7,6	
Межремонтный ресурс, час.	25000	
Назначенный ресурс, час.	100000	

					Система измерения количества газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Имеется возможность увеличить давление на выходе из нагнетателя до 10 МПа путем использования сменной проточной части (СПЧ) агрегата.

Газодинамические характеристики нагнетателя представлены в Приложении В.

Также в комплексе с оборудованием ГПА работают свечи рассеивания газа; блок электротехнический компрессорного цеха: установка подготовки топливного газа, блок-системы измерения количества газа.

После того как газ пройдет этап компримирования в ГПА, его необходимо охладить до температуры ниже 40°C. Это необходимо по следующим причинам:

- для уменьшения температурных напряжений стенки трубопровода вследствие значительной разницы температуры укладки газопровода в траншею и температуры транспортируемого газа;

- для предупреждения выхода из строя противокоррозионной изоляции газопровода;

- для увеличения производительности магистрального газопровода.

Этот процесс происходит в аппаратах воздушного охлаждения (АВО), которые расположены сразу за ГПА. По принципу действия АВО относят к поверхностным аппаратам, где в качестве хладагента используют атмосферный воздух.

Принцип работы АВО следующий. Воздух нагнетается лопастями рабочего колеса вентилятора в межтрубное пространство. Лопастей рабочего колеса вентилятора находятся в цилиндрическом коллекторе, который предназначен для направления потока воздуха. Коллектор соединяется с теплообменной секцией с помощью диффузора. Диффузор представляет собой перевернутую четырехугольную пирамиду и способствует выравниванию скоростей потока воздуха перед входом в секцию. Диффузор коллектора вентилятора крепится к раме. К этой же раме крепятся теплообменные секции. Вентилятор с двигателем находится на специальной раме. Воздух, проходя сквозь секцию, нагревается, а продукт в трубах охлаждается или

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Система измерения количества газа				46

конденсируется. Для изменения расхода воздуха на секции АВО на вентиляторе устанавливается регулятор скорости вращения лопастей или частотный преобразователь [20].



Рисунок 6 – Внешний вид АВО газа

Так же необходимо рассмотреть процесс учета транспортируемого газа. Измерения расхода и определение количества природного газа осуществляют одним из следующих методов [21]:

1. Переменного перепада давления (сужающие устройства, усредняющие напорные трубки);

2. Измерения объемного расхода (объема) газа с помощью средств измерений объемного расхода (объема) при рабочих условиях с последующим пересчетом к стандартным условиям (турбинные, камерные (ротационные, диафрагменные), вихревые, ультразвуковые):

– диафрагменный – основан на перемещении подвижных перегородок измерительных камер под давлением измеряемого газа;

					Система измерения количества газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

– ротационный – основан на вращении двух соосно расположенных роторов под воздействием поступающего газа;

– турбинный – основан на вращении турбинного колеса под воздействием потока измеряемого газа, скорость движения которого пропорциональна объемному расходу;

– вихревой – основан на зависимости частоты образования и срыва вихрей, возникающих при обтекании тел, размещенных в потоке, от расхода измеряемого газа;

– ультразвуковой – основан на зависимости времени распространения ультразвуковых колебаний через поток измеряемого газа в трубопроводе заданного диаметра;

3. Измерения массового расхода (массы) газа с помощью СИ массового расхода с пересчетом к объемному расходу (объему) при стандартных условиях (кориолисовые, термоанемометрические (корпусные и погружные)):

– термоанемометрический – основан на измерении теплосъема сигнала с нагревательного элемента, который при известной теплопроводности среды пропорционален массовому расходу;

– кориолисовый – основан на измерении ускорения, сообщаемого потоку измеряемого газа колеблющимся трубопроводом, и связанного с массовым расходом [21].

Так как учет газа на выходе с ЦДКС является технологическим типом учета транспортируемого газа, то этот узел измерения относится к группе Д, согласно СТО Газпром 5.32-2009[8] Таблица 4.1. Поэтому предел допускаемых относительных погрешности или расширенной неопределенности измерений количества газа составляет 5%.

					Система измерения количества газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

В таблице 9 указаны способы измерения газа, которыми необходимо пользоваться на указанном производстве.

Таблица 9 – Способы измерения газа

Метод измерения		Внутренний диаметр трубопровода, мм	Давление газа, МПа
Переменного перепада давления	Усредняющая напорная трубка	от 300 до 1400	Свыше 0,6
Ультразвуковой корпусной		от 100 до 1400	Свыше 0,3
Ультразвуковой с накладными датчиками			Свыше 1,0

Далее транспортируемый газ попадает непосредственно в газопровод внешнего транспорта для дальнейшего перемещения до установки коммерческого учета газа.

На УКУГ присутствует необходимое оборудование для коммерческого учета газа, передаваемого в магистральный газопровод «Уренгой – Челябинск».

4. Расчет трубопровода на прочность и устойчивость

Технологический расчет выпускной квалификационной работы включает расчет газопровода на прочность и устойчивость, выполненный по методике, представленной в учебном пособии [41].

Для условий представленного проекта были приняты следующие исходные данные (таблица 10).

Таблица 10 – Исходные данные

Параметр	Значение	Ед. измерения
Условный диаметр трубы	1220	мм
Марка стали	10Г2ФБЮ	
Временное сопротивление разрыву	590	МПа
Предел текучести	460	МПа
Коэффициент надежности по материалу	1,4	
Тип грунта	торф	
Коэффициент надежности по нагрузкам	0,95	
Рабочее давление	9,8	МПа
Температура замыкания сварного стыка	24	°С
Плотность продукта	71,5	кг/м ³
Глубина заложения трубопровода (до верх. обр.)	1	м
Радиус изгиба трубопровода	3000	м
Температура эксплуатации трубопровода	22	°С
Категория участка трубопровода	I	

					Организация технологического процесса транспорта газа на участке газопровода внешнего транспорта Харампурского газового месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Петров Д.В.			Проверка прочности и устойчивости газопровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрин А.В.					50	104
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-265Д		
Рук-ль ООП		Брисник О.В.						

4.1. Определение толщины стенки газопровода

При расчете необходимо использовать свод правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012.

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,220}{2 \cdot (287 + 1,1 \cdot 9,8)} = 22,06 \text{ мм}, \quad (1)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (СП 36.13330.2012 табл. 14);

P , МПа – рабочее давление в трубопроводе;

D_H , мм – наружный диаметр трубы.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ_H – 23 мм, предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями. При расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается.

R_1 — расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{590 \cdot 0,825}{1,40 \cdot 1,21} = 287 \text{ МПа}, \quad (2)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода (СП 36.13330.2012 табл. 1);

k_1 – коэффициент надежности по материалу (СП 36.13330.2012 табл. 10);

k_H – коэффициент надежности по ответственности трубопровода (СП 36.13330.2012 табл. 12);

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр} = R_1^H$, МПа;

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}, \quad (3)$$

									Лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определение толщины стенки газопровода				

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \quad (4)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-122,2|}{287}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-122,2|}{287} = 0,728 \text{ МПа,}$$

где σ_{npN} – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}, \quad (5)$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,26 - 0,33$ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), при расчётах можно принять 0,3;

$D_{вн}$, мм – диаметр трубы;

Δt , град-расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 287}{0,000012 \cdot 206000} = 34,9 \text{ град;} \quad (6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 287}{0,000012 \cdot 206000} = 81,4 \text{ град.} \quad (7)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{npN} = -0,000012 \cdot 206000 \cdot 81,4 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1174}{2 \cdot 23} = -122,2 \text{ МПа} \quad (8)$$

Если $\sigma_{npN} = (-)$ Мпа – отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения. Тогда рассчитывают коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб ψ_1 .

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают:

					Определение толщины стенки газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1220}{2 \cdot (287 \cdot 0,865 + 1,1 \cdot 9,8)} = 25,4 \text{ мм} \quad (9)$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения δ_n , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями. Ближайшее значение толщины стенки трубы, согласно стандартам, $\delta_n = 27$ мм.

4.2. Проверка на прочность подземного газопровода в продольном направлении

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$|\sigma_{прN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (10)$$

где $\sigma_{прN}$ – продольное осевое напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий:

$D_{вн} = 1220 - 2 \cdot 27 = 1166$ мм – внутренний диаметр трубы.

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{\delta_n}, \quad (11)$$

$$\sigma_{прN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 81,4 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1166}{27} = -61,56,$$

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

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{232,8}{287}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{232,8}{287} = 0,31, \quad (12)$$

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

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1166}{2 \cdot 27} = 232,8 \text{ МПа} \quad (13)$$

Вычисляем комплекс $\psi_2 \cdot R_1 = 0,31 \cdot 287 = 88,38 \text{ МПа}$

$$|\sigma_{прN}| \leq \psi_2 \cdot R_1,$$

					Проверка на прочность подземного газопровода в продольном направлении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

$$61,56 \leq 88,38 \text{ МПа.}$$

Следовательно, условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.

4.3. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}, \quad (14)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}, \quad (15)$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

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

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}}, \quad (16)$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{211,6}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,21} \cdot 460} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{211,6}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,21} \cdot 460} = 0,55,$$

где R_2^{H} – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести $\sigma_{\text{тек}} = R_2^{\text{H}}$, МПа;

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

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{H}}}, \text{ МПа} \quad (17)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{9,8 \cdot 1166}{2 \cdot 27} = 211,6, \text{ МПа}$$

					Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho}; \quad (18)$$

где $\rho_{\text{и}}$, м – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 211,6 - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 81,4 + \frac{206000 \cdot 1,220}{2 \cdot 3000} = -95,77$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 211,6 - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 81,4 - \frac{206000 \cdot 1,220}{2 \cdot 3000} = -179,54$$

Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$, МПа.

Вычисляем комплекс:

$$\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = 0,55 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,21} \cdot 460 = 190,61 \text{ МПа}$$

$$\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,21} \cdot 460 = 348,49 \text{ МПа}$$

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}$$

179,54 МПа < 190,61 МПа - условие выполняется.

Принимается труба 1220x27 мм с радиусом крутого изгиба трубопровода 3000 м.

					Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

4.4. Проверка общей устойчивости газопровода в продольном направлении

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

$$S \leq m \cdot N_{кр}; \quad (19)$$

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

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

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 трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта S определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F \quad (20)$$

где $\Delta T = t_э - t_{зам}$, град;

$$\Delta T = 22 - (-24) = 46 \text{ град};$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 211,61 + 0,000012 \cdot 206000 \cdot 46] \cdot 0,1 = 16,21 \text{ МН}$$

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{ВН}^2), \text{ м}^2; \quad (22)$$

$$F = 3,14/4 \cdot (1,22^2 - 1,166^2) = 0,101 \text{ м}^2$$

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

$$N_{кр1} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \text{ Н или МН}; \quad (23)$$

					Проверка общей устойчивости газопровода в продольном направлении	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$N_{кр1} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{1364179^2 \cdot 30929^4 \cdot 0,1^2 \cdot 206000 \cdot 10^{11} \cdot 0,18^3} = 15361 \text{ Н,}$$

где P_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

J – осевой момент инерции металла трубы, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{вн}^4), \quad (24)$$

$$J = \frac{3,14}{64} \cdot (1,22^4 - 1,166^4) = 0,018 \text{ м}^4,$$

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

$$q_{\text{верт}} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi \cdot D_H}{8} \right) + q_{тр} \quad (25)$$

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 20500 \cdot 1,22 \cdot \left(1 + \frac{1,22}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,22}{8} \right) + 8301,73 = 30928,92 \text{ Н/м}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_H \cdot (C_{гр} + P_{гр} \cdot \text{tg}\phi_{гр}); \quad (26)$$

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,22 \cdot (4000 + 703876,32 \cdot 0,5) = 1364179,27 \text{ Па}$$

где $C_{гр}$, кПа – коэффициент сцепления грунта (табл.10);

$P_{гр}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, Па;

$\phi_{гр}$, – угол внутреннего трения грунта, град. (табл.10).

					Проверка общей устойчивости газопровода в продольном направлении	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 10 – Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов

Грунт	$\phi_{гр}$, градус	$f_{gp}=tg\phi_{гр}$	c_{gp} , кПа	$\gamma_{гр}$, кН/м ³
Гравелистый песок	36-40	0,7-0,8	0-2	25,5
Песок средней крупности	33-38	0,65-0,75	1-3	23,0
Мелкий песок	30-36	0,6-0,7	2-5	21,2
Пылеватый песок	28-34	0,55-0,65	2-7	20,5
Супеси	21-25	0,35-0,45	4-12	19,7
Суглинки	17-22	0,3-0,4	6-20	19,0
Глины	15-18	0,25-0,35	12-40	16,8
Торф	16-30	0,3-0,5	0,5-4	7,0

Таблица 11 – Коэффициент постели грунта при сжатии

Грунт	k_0 , МН/м ³	Грунт	k_0 , МН/м ³
Торф влажный	0,5-1,0	Песок слежавшийся	5-30
Плывун	1-5	Глина тугопластичная	5-50
Глина размягченная	1-5	Гравий	10-50
Песок свеженасыпанный	2-5		

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом вычисляется по формуле:

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\phi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_n}; \quad (27)$$

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 20500 \cdot 1,22 \cdot \left[\left(1 + \frac{1,22}{8} \right) + \left(1 + \frac{1,22}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{30}{2} \right) \right] + 8301,73}{3,14 \cdot 1,22} = 703876,32 \text{ Н}$$

где $n_{гр}=0,8$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{гр}$, кН/м³ – удельный вес грунта (табл.9);

h_0 , м – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта или глубина заложения трубопровода;

$q_{тр}$ – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{тр} = q_m + q_n + q_{пр}; \quad (28)$$

$$q_{тр} = 7546,53 + 754,65 + 0,55 = 8301,73 \text{ Н/м}$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м:

					Проверка общей устойчивости газопровода в продольном направлении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$q_M = n_{св} \cdot \gamma_M \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{ВН}^2); \quad (29)$$

$$q_M = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,22^2 - 1,166^2) = 7546,53 \text{ Н/м},$$

где $n_{св} = 0,95$ – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

γ_M – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали $\gamma_M = 78500$ Н/м³.

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_{и} = n_{св} \cdot \pi \cdot D_H \cdot g \cdot (K_{ип} \cdot \delta_{ип} \cdot \rho_{ип} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}); \quad (30)$$

$$\text{или } q_{и} = 0,1 \cdot q_M; \quad (31)$$

$$q_{и} = 0,1 \cdot 7546,53 = 754,65 \text{ Н/м}$$

Нагрузка от веса газа, находящегося в трубе единичной длины:

$$q_{пр} = 10^{-4} \cdot \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{ВН}^2}{4}$$

$$q_{пр} = 0,0522 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,166^2}{4} = 0,54 \text{ Н/м} \quad (32)$$

Вычисляем комплекс $S \leq m \cdot N_{кр1}$;

$$m \cdot N_{кр1} = 0,825 \cdot 15360,94 = 12672,78 \text{ МН}$$

Проверяем $S \leq m \cdot N_{кр1}$ или больше $m_0 \cdot N_{кр}$,

Если $S \leq m \cdot N_{кр1}$, то в случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении будет обеспечена.

16,2 МН < 12672 МН, следовательно, общая устойчивость трубопровода в продольном направлении будет обеспечена.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом определяем по формуле:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_H \cdot E \cdot J}, \text{ МН}; \quad (33)$$

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{1 \cdot 1,22 \cdot 206000 \cdot 0,018} = 134,56$$

					Проверка общей устойчивости газопровода в продольном направлении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

где k_0 , МН/м³ – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии (табл.11).

Вычисляем комплекс $m \cdot N_{кр}^{(2)}$,

$$m \cdot N_{кр} = 0,825 \cdot 134,56 = 111,02 \text{ МН}$$

Если $S < m \cdot N_{кр}^{(2)}$, МН, то условие устойчивости прямолинейных участков нефтепродуктопровода обеспечено.

16,2 < 111,02, следовательно, условие устойчивости прямолинейных участков нефтепродуктопровода обеспечено.

Проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом:

Вычисляем параметры

$$\theta_\beta = \frac{1}{R\beta \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}}; \quad (34)$$

$$\theta_\beta = \frac{1}{1400 \cdot \sqrt[3]{\frac{30928,92}{(2,06 \cdot 10^{11}) \cdot 0,018}}} = 0,016$$

где R_β – радиус упругого изгиба трубопровода, соответствующий рельефу дна траншеи.

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}}; \quad (35)$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{1364179 \cdot 0,1}{30928 \cdot 0,018}}}{\sqrt[3]{\frac{30928}{(2,06 \cdot 10^{11}) \cdot 0,018}}} = 776,18;$$

По номограмме определяем коэффициент - β_N (рис.5). $\beta_N=37$.

					Проверка общей устойчивости газопровода в продольном направлении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

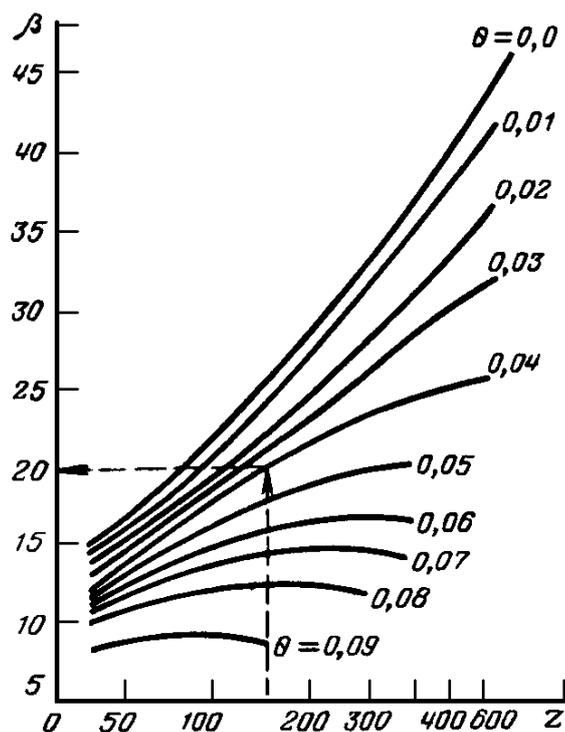


Рисунок 7 – Номограмма для определения коэффициента β при проверке устойчивости криволинейного трубопровода

Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие рассчитывается по 2-м условиям:

$$N_{кр}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J}, \text{ МН}; \quad (36)$$

$$N_{кр}^3 = 37 \cdot \sqrt[3]{30928^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11}) \cdot 0,018} = 56440358,13 \text{ Н} = 56,44 \text{ МН}$$

Если $S < m \cdot N_{кр}^{(3)}$, МН;

$$16,2 < 0,825 \cdot 56,44 = 46,56$$

то условие устойчивости криволинейных участков выполняется.

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot R_n, \text{ МН} \quad (37)$$

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot 30928 \cdot 3000 = 34795035 \text{ Н} = 34,8 \text{ МН}$$

Если $S < m_0 \cdot N_{кр}^4$, МН;

$$16,2 < 0,825 \cdot 34,8 = 28,71 \text{ МН}$$

то условие устойчивости криволинейных участков выполняется.

					Проверка общей устойчивости газопровода в продольном направлении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время, более 70% эксплуатирующего оборудования в России выработало свой ресурс (срок эксплуатации 35-40 лет). Известно, что аварии и отказы происходят в начальный период эксплуатации из-за дефектов монтажа, затем следует период безаварийной работы, а после 15-20 лет эксплуатации количество отказов, аварийных ситуаций резко возрастает, вследствие накопления повреждений, возникших при эксплуатации. Одним из наиболее опасных объектов были и остаются магистральные трубопроводы. Экономически выгодная эксплуатация трубопровода не может быть обеспечена без должного наблюдения за техническим состоянием и своевременным устранением неполадок. Нарушение прочности и герметичности в газопроводах в большинстве случаев вызывается совокупностью различных неблагоприятных воздействий на конструкции. Элементы трубопровода в эксплуатационных условиях испытывают значительные быстроменяющиеся повышение давления, вибрацию, действия сил трения и коррозию. Практически каждый из трубопроводов представляет собой объект повышенной опасности для персонала предприятия, населения, соседних сооружений и окружающей среды. Также можно отметить, что трубопроводы, как и любой технический объект, имеют свой ресурс и каждое предприятие стремится повысить экономическую эффективность производства товаров или услуги с наименьшими издержками, что означает отсутствие потерь в использовании ресурсов.

					Организация технологического процесса транспорта газа на участке газопровода внешнего транспорта Харампурского газового месторождения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Петров Д.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				62	104
Консульт.		Рыжакина Т.Г.			НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Бричник О.В.					
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

5.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: газопровод

Целевой рынок: нефтяные и газовые компании

Таблица 12 – Потенциальные потребители результатов исследования

		Вид исследования		
		Расчет газопровода	Анализ работы газопровода	Конструирование газопровода
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			
	Роснефть			
	Лукойл			
	Русснефть			

В различных исследованиях газопровод необходим в всем газодобывающим компаниям, так как газопровод является необходимым звеном при транспортировке УВ. Крупным компаниям важна простота и долговечность. Для каждого газопровода используют оборудование с разными техническими характеристиками в зависимости от перекачиваемого УВ и условий внешней среды.

Анализ работы газопровода имеет не мало важную роль для конструирования газопровода, так как при анализе работы газопровода можно смоделировать различные условия эксплуатации, как он будет вести себя в рабочем режиме, где будут максимальные нагрузки. На основе расчетов и анализа ведется конструирование, учитываются все просчеты.

5.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Подробный анализ соперничающих разработок, имеющих на рынке, необходимо производить систематически, так как рынки находятся в постоянном движении. Такого рода анализ помогает привносить поправки в научное исследование, для того чтобы успешнее конкурировать со своим соперником.

Разбор конкурентных технических решений с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения разрешает провести оценку сравнительной результативности научной разработки и установить курсы для ее будущего увеличения. Разумно проводить этот анализ при помощи оценочной карты.

Таблица 13 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _с	Б _{пн}	Б _ч	К _с	К _{пн}	К _ч
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,13	3	4	3	0,39	0,52	0,39
2. Ремонтпригодность	0,1	4	3	3	0,4	0,3	0,3
3. Надежность	0,12	4	4	3	0,48	0,48	0,36
4. Простота ремонта	0,1	4	3	3	0,4	0,3	0,3
5. Удобство в эксплуатации	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
6. Материалоемкость	0,08	4	4	4	3,2	3,2	3,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,03	4	3	2	0,12	0,09	0,06
2. Уровень проникновения на рынок	0,08	4	3	2	0,32	0,24	0,16
3. Цена	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	5	4	0,32	0,4	0,32
5. Послепродажное обслуживание	0,06	4	3	3	0,24	0,18	0,18
6. Наличие финансирования поставщиками оборудования	0,02	2	2	2	0,04	0,04	0,04
Итого	1	45	39	34	6,75	6,38	5,84

Б_с – газопровод из стальных труб

Б_м – газопровод из труб в пенополиуретановой изоляции

Б_ч – газопровод из чугунных труб

По таблице 13 видно, что наиболее эффективно использовать газопровод из стальных труб. Так же он является наиболее конкурентоспособным к другому виду, так как обладает рядом преимуществ, например, срок службы и удобство в эксплуатации, этот газопровод имеет очень большую производительность и позволяет транспортировать газ на дальние расстояния.

5.3. SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться. В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа:

1. Сильные стороны проекта:

- Высокая экономичность технологии;
- Большой срок службы;
- Повышение безопасности производства;
- Уменьшение затрат на ремонт оборудования.

2. Слабые стороны проекта:

- Трудность внедрения проекта;
- Большая удаленность от населенных пунктов.

3. Возможности:

					SWOT – анализ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: В1Сл1, В2Сл1Сл2.

Таблица 15 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
		С1	С2	С3	С4
Угрозы проекта	У1	-	-	-	-
	У2	+	-	-	+
	У3	0	0	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У2С1С4.

Таблица 16 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта			
		Сл1	Сл2
Угрозы проекта	У1	+	-
	У2	+	+
	У3	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и слабые стороны проекта: У1Сл1, У2Сл1Сл2.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 17).

Таблица 17 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Высокая экономичность технологии; С2. Большой срок службы; С3. Повышение безопасности производства; С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Трудность внедрения проекта; Сл2. Большая удаленность от населенных пунктов.
Возможности: В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации; В2. Сокращение расходов; В3. Качественное обслуживание потребителей; В4. Сокращение времени простоев.	– Достижение повышения производительности агрегатов – Сокращение расходов за счет высокой экономичности технологии – Уменьшение времени простоев из-за большого срока службы	– Поиск заинтересованных лиц – Поиск путей более дешевого снабжения проекта

Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые производства; У2. Снижение бюджета на разработку; У3. Высокая конкуренция в данной отрасли.	– Уменьшение бюджета проекта за счет высокой экономичности технологии – Повышение конкурентоспособности из-за уменьшения затрат на ремонт	– Приобретение необходимого опытного оборудования – Поиск дополнительных источников инвестирования
---	--	---

5.4. Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследований	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка тех. задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель

Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Анализ работы газопровода и проведение экспериментов	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

5.4.1. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожи}$ используется следующая формула:

$$t_{ожи} = \frac{2t_{мини} + 2t_{махи}}{5}, \quad (38)$$

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

$t_{мини}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка), чел.-дн.;

$t_{махи}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{ч_i}, \quad (39)$$

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

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

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

5.4.2. Разработка графика проведения научного исследования

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

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

$$T_{ki} = T_{pi} * K_{кал}, \quad (40)$$

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

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

$K_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (41)$$

где $T_{кал} = 365$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых} = 66$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр} = 15$ – количество праздничных дней в году.

$$K_{кал} = 1,28$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сведены в таблице 19.

					Разработка графика проведения научного исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Таблица 19 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Трудоемкость работ	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , Чел дн	t_{max} , Чел дн	$t_{ож}$, Чел дн			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10	Исполнитель	10	13
Анализ работы газопровода и проведение экспериментов	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	8

На основе таблицы 19 строим план график, представленный в таблице 20.

Таблица 20 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ						
				Апрель			Май			
				1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3	■						
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	16	□	□	□				
3	Согласование материалов по теме	Р	8			■				
4	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	13			□	□			
5	Анализ работы газопровода и проведение экспериментов	И	9				□	□		
6	Оценка результатов исследования	Р, И	3						■	□
7	Составление пояснительной записки	Р, И	8							■

5.4.3. Бюджет научно-технического исследования

Материальные затраты включают затраты на изготовление опытного образца. Все необходимое спецоборудование и затраты на его приобретение представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Смета затрат на реализацию проекта

Оборудование	Количество	Цена за шт., руб.	Стоимость, руб.
Труба стальная ЭС 1020x14мм (исп.1)	1000	23000	23000000
Труба в ППУ изоляции 1020x14мм (исп.2)	1000	42000	42000000
Труба чугунная 1000мм (исп.3)	1000	33500	33500000
Отвод стальной 1020x14	1	60000	60000
Тройник стальной РП 1020x14	1	140000	140000
Фланец стальной воротниковый 1000-14	1	40000	40000
Задвижка шиберная 1000 с редуктором с двусторонним уплотнением с невыдвижным шпинделем	1	2000000	2000000
Переход концентрический 1020x720	1	36000	36000
Итого:		При исполнении 1	25276000
		При исполнении 2	44276000
		При исполнении 3	35776000

Для проведения научного исследования нам необходим компьютер, с установленными на него специальными программами и с нужным нам программным Организациям. Затраты на покупку складываются из стоимости компьютера и стоимости программного обеспечения.

$$З=35000+2500=37500 \quad (42)$$

5.4.4. Основная заработная плата исполнителей темы

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

Таблица 22 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп.1	Исп.2	Исп.3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель	2	2	2	1,16	2,32	2,32	2,32
2	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	1	2	3	0,93	0,93	1,86	2,79
3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	12	12	12	0,93	11,16	11,16	11,16
4	Согласование материалов по теме	Руководитель	5	6	7	0,23	1,15	1,38	1,61
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	10	10	11	0,23	2,3	2,3	2,53
6	Анализ работы газопровода и проведение экспериментов	Исполнитель	6	7	8	0,23	1,38	1,61	1,84
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель	2	2	2	1,16	2,32	2,32	2,32

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Основная заработная плата исполнителей темы	Лист
						73

8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель	5	6	7	1,16	5,8	6,96	8,12
Итого:							27,36	29,91	32,69

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{п}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (43)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

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

$$Z_{\text{осн}} = T_{\text{р}} * Z_{\text{дн}}, \quad (44)$$

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

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, раб.дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{67232 * 10,1}{185} = 3670 \text{ руб.}, \quad (45)$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб.

Дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

					Основная заработная плата исполнителей темы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Таблица 23 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

5.4.5. Месячный должностной оклад работника

$$Z_M = Z_{тс} * (1 + k_{пр} + k_{д}) * k_{р} = 23264 * (1 + 0,3 + 0,4) * 1,7 = 67232, \quad (46)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

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

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $Z_{тс}$);

$k_{р}$ – районный коэффициент, равный 1,7 (для ЯНАО).

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{с1} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 24 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	Зтс, тыс. руб	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн	Зосн, тыс. руб
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,7	67,23	3,67	15	55,05
Исполнитель	14584	0	0	1,7	24,79	1,35	37	50,06
Итого:								105,11

Таблица 25 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс. руб	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн	Зосн, тыс. руб
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,7	67,23	3,67	18	66,06
Исполнитель	14584	0	0	1,7	24,79	1,35	39	52,65
Итого:								118,71

Таблица 26 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	Зтс, тыс. руб	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн	Зосн, тыс. руб
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,7	67,23	3,67	21	77,07
Исполнитель	14584	0	0	1,7	24,79	1,35	42	56,7
Итого:								133,77

5.4.6. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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 Организациям гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 55050 = 7156 \text{ руб.}; \quad (47)$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,13 * 50060 = 6507 \text{ руб.};$$

где $k_{\text{доп}}$ - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

					Дополнительная заработная плата исполнителей темы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп}}=k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}}=0,13*66060=8587 \text{ руб.}; \quad (48)$$

$$З_{\text{доп}}=k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}}=0,13*52650=6844 \text{ руб.};$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп}}=k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}}=0,13*77070=10019 \text{ руб.}; \quad (49)$$

$$З_{\text{доп}}=k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}}=0,13*56700=7371 \text{ руб.};$$

5.4.7. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}}=k_{\text{внеб}}*(Z_{\text{осн}}+ Z_{\text{доп}})=0,271*(55050*7156)=16857 \text{ руб.}, \quad (50)$$

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

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%.

					Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Таблица 27 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб			Дополнительная заработная плата, тыс. руб		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	55050	66060	77070	7156	8587	10019
Исполнитель проекта	50060	52650	56700	6507	6844	7371
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271					
Итого:						
Исполнение 1	Исполнение 2		Исполнение 3			
32187	36352		38525			

5.4.8. Прочие расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, пишущие принадлежности, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

5.4.9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

Таблица 28 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 3)	Примечание
1. Материальные затраты	25276000	44276000	35776000	

									Лист
									78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта				

2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	105110	118710	133770	
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13663	15431	17390	
4. Отчисления во внебюджетные фонды	32187	36352	38525	
5. Затраты на покупку компьютера	37500	37500	37500	
6. Прочие расходы	32000	32000	32000	
7. Бюджет затрат НТИ	25496460	44515993	36035185	Сумма ст. 1-6

5.5. 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 показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (50)$$

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

Φ_{ri} – стоимость i -го варианта исполнения;

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

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

									Лист
									79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определение ресурсоэффективности проекта				

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{25496460}{44515993} = 0,573.$$

Для 2-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{44515993}{44515993} = 1.$$

Для 3-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{36035185}{44515993} = 0,809.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i, \quad (51)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 29 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Газопровод из стальных труб (исп. 1)	Газопровод из труб в пенополиуретановой изоляции (исп. 2)	Газопровод из чугунных труб (исп. 3)
1. Срок службы	0,2	4	5	4
2. Ремонтопригодность	0,15	5	3	3
3. Надежность	0,25	4	4	4
4. Простота ремонта	0,15	5	3	3
5. Удобство в эксплуатации	0,15	4	3	4
6. Материалоемкость	0,1	4	3	3
Итого:	1	4,3	3,65	3,6

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p1}=0,2*4+0,15*5+0,25*4+0,15*5+0,15*4+0,1*4=4,3, \quad (52)$$

$$I_{p1}=0,2*5+0,15*3+0,25*4+0,15*3+0,15*3+0,1*3=3,65,$$

$$I_{p1}=0,2*4+0,15*3+0,25*4+0,15*3+0,15*4+0,1*3=3,6.$$

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

$$I_{испi} = \frac{I_{p-испi}}{I_{финр}}. \quad (53)$$

$$I_{исп1}=7,50; I_{исп2}=3,65; I_{исп3}=4,45.$$

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

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

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{испmin}}, \quad (54)$$

$$\mathcal{E}_{ср1}=2,05; \mathcal{E}_{ср2}=1; \mathcal{E}_{ср3}=1,22.$$

Таблица 30 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,573	1	0,809
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,3	3,65	3,6
3	Интегральный показатель эффективности	7,50	3,65	4,45
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	2,05	1	1,22

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

Таким образом, конструирование газопровода из стальных труб остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением оборудования и материалов. Все, вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что трубы из данного материала экономически выгодны.

					Определение ресурсоэффективности проекта	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. Социальная ответственность

Газопровод внешнего транспорта, проложенный на участках контакта с многолетнемерзлыми грунтами подвержен дополнительным физическим и механическим нагрузкам. Этот фактор повышает степень возникновения аварий на газопроводе. Данная работа посвящена обеспечению технологического процесса транспорта газа в условиях Крайнего Севера.

Необходимо выполнять все условия для создания безаварийной эксплуатации газопровода и, следовательно, сведения к минимуму негативного воздействия объекта исследования на экологическую обстановку региона прокладки.

В данном разделе проведен анализ возможных опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации линейной части газопровода и даны рекомендации по обеспечению производственной безопасности.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1. Социальные правовые нормы трудового законодательства

Основным принципом деятельности организаций в области охраны труда является признание приоритета жизни и здоровья работников.

К работам по эксплуатации газопроводов допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее профессионально-техническое образование, прошедшие медицинское освидетельствование и производственное обучение, а также инструктажи и проверку (аттестацию)

					Организация технологического процесса транспорта газа на участке газопровода внешнего транспорта Харампурского газового месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Петров Д.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					83	104
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брисник О.В.						

знаний правил охраны труда и промышленной безопасности [30].

Обучение и проверка знаний работников предприятий, эксплуатирующих МГ, по охране труда должны проводиться в соответствии с ГОСТ 12.0.004.2015 [28]. Подготовка и проверка знаний (или аттестация) работников по вопросам промышленной безопасности должны проводиться в соответствии с "положением о порядке подготовки и аттестации работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, подконтрольные Госгортехнадзору России" [30].

Персонал подразделений МГ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецпитанием и другими предусмотренными средствами согласно установленным в организации перечнем и нормам.

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст. 147 ТК РФ и ст. 117 ТК РФ, получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней, как работники, занятые на работах с вредными / опасными условиями труда [29].

6.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Для наиболее безопасного и эффективного ведения работ рабочее место должно быть правильно организовано с наиболее удобным и быстрым доступом к оборудованию. Необходимо обеспечить рациональное размещение зданий и сооружений станций, учитывая стороны света, рельеф местности и роза ветров. Это необходимо для того, чтобы обеспечить благоприятные условия для естественного освещения, проветривания помещений, минимизации последствий снежных заносов, избежать скопления газа в котловинах при его утечке.

						Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	

6.2. Производственная безопасность

Согласно данным [31], при эксплуатации участка линейной части газопровода внешнего транспорта в штатном режиме сотрудниками линейной эксплуатационной службы осуществляются следующие работы по техническому обслуживанию: периодический технический осмотр (обход и объезд) и выполнение земляных работ по устранению незначительных размывов и просадок грунта засыпки трубопровода. Перечень опасных и вредных производственных факторов, воздействие которых возможно при выполнении перечисленных работ представлен в таблице 31.

Таблица 31 – Возможные опасные и вредные производственные факторы

Источник фактора, наименование вида работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-2015		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Технический осмотр трубопровода (обход, объезд) 2. Земляные работы по устранению незначительных размывов и просадок грунта	1. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе 2. Тяжесть и напряженность физического труда 3. Повреждения в результате контакта с животными 4. Повышенный уровень шума	1. Движущиеся машины и механизмы 2. Электро-безопасность 3. Пожаро- и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.004–91 [32] ГОСТ 12.1.005–88 [33] ГОСТ 12.1.008-76 [34] ГОСТ 12.1.010–76 [35] ГОСТ 12.2.011-2012 [36] ГОСТ 12.4.011-89 [37] СанПиН 2.2.2776-10 [38]

6.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия на исследователя(работающего)

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Районы Крайнего Севера, характеризующиеся распространением многолетнемерзлых грунтов, характеризуются резко континентальным, субарктическим или арктическим климатом с низкими среднегодовыми температурами, очень суровой зимой.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей климата в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего и стать причиной заболевания.

Оптимальный климат характеризуется сочетанием таких параметров, которые обуславливают сохранение нормального функционального состояния организма.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются в соответствии с постановлением [39]. Значения показателей, при которых прекращаются работы на открытом воздухе, представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Значения показателей, при которых прекращаются работы на открытом воздухе

Скорость ветра, м/сек	Температура воздуха, °С	
	предоставить перерывы для обогрева и отдыха	прекратить работу
При безветренной погоде	-25	-42
от 5 до 10	-20	-38
от 10 до 22		-30
22 и более	-	Независимо от температуры воздуха

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при низких температурах рискуют получить следующие травмы:

- переохлаждение организма (гипотермии);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, в которые входит комплект утепленной одежды. Комплект одежды включает: куртку (телогрейку); ватные штаны; свитер; головной убор (шапка); перчатки; обувь.

Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Современная спецодежда изготавливается из качественных утеплителей: тинсулет, синтепон, холофайбер.

Для удобства работника, одежда оснащается дополнительными эргономичными деталями: капюшон, функциональные карманы). В ветряную погоду работники должны быть обеспечены средствами защиты лица (специальными масками). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой, и годные по здоровью. Доставка людей к рабочему месту осуществляется в специальных автомобилях, с системой отопления салона [40].

2. Тяжесть и напряженность физического труда.

Газопровод внешнего транспорта, прокладываемый в рассматриваемых условиях, характеризуется большой протяженностью и значительной удаленностью его участков от населенных пунктов. В связи с этим, работникам линейной эксплуатационной службы длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным трудом.

Основным при выполнении работ является физический труд, в результате которого происходит утомление мышц и снижение мышечной деятельности человека. Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний. Для работника линейной эксплуатационной службы, согласно, допустимые показатели физической нагрузки имеют следующие значения:

- Физическая динамическая нагрузка до 46;
- Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную до 30 кг;
- Стереотипные рабочие движения до 40000 за смену;
- Наклоны корпуса до 100 за смену;

Перемещения в пространстве до 8 км по горизонтали, до 2,5 км по вертикали. Для снижения результатов воздействия данного фактора необходимо чередование периодов работы и отдыха. У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть нормированный рабочий день с обеденным перерывом и периодическими кратковременными

					Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия на исследователя(работющего)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

перерывами, а также должны быть предусмотрены надбавки к заработной плате и увеличена продолжительность отпуска.

3. Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми.

Районы Крайнего Севера характеризуется низкой плотностью населения и большими расстояниями между населенными пунктами, что обуславливает богатство животного мира региона, в том числе наличие крупных хищных зверей, ядовитых змей, насекомых и клещей. Столкновение сотрудников линейной эксплуатационной службы с этими животными вполне вероятно при работе на трассе газопровода в определенные периоды года и может привести к получению травм и, в отдельных случаях, к летальному исходу.

Для предотвращения негативного воздействия данного опасного фактора необходимо обеспечить персонал обувью, защищающей от укусов змей и спецсредствами, позволяющими отпугивать диких животных. Кроме того, к профилактическим мерам относится вакцинация всех работников линейной эксплуатационной службы от клещевого энцефалита и других заболеваний, а также применение репеллентов и плотной спецодежды с накомарниками и манжетами, плотно прилегающими к телу.

На случай нападения зверей у бригады, работающей на трассе, с собой должны находиться средства для оказания первой помощи при переломах и рваных ранах. Все сотрудники должны быть обучены методам оказания первой медицинской помощи. Также бригада должна быть обеспечена лекарственными препаратами, снижающими аллергическую реакцию при множественных укусах насекомых, и сывороткой от змеиного яда.

4. Повышенный уровень шума.

Источниками шума являются звуки, производимые работающими механизмами и агрегатами.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и на нервную систему.

					Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия на исследователя(работавшего)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Допустимый эквивалентный уровень звукового давления 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Не должен превышать 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-8.

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- снижение шума на пути распространения звука;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- использование средств автоматики для управления технологическими процессами;
- соблюдение режима труда и отдыха

6.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия

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

Перечисленные работы, выполняемые сотрудниками линейной эксплуатационной службы, обычно осуществляется без специальных машин и оборудования. Однако данный опасный производственный фактор имеет большое влияние, поскольку при техническом обслуживании линейной части магистрального газопровода бригады работников ежедневно преодолевают значительное расстояние на автомобильном транспорте. Дорожно-транспортные происшествия являются одним из основных источников производственных травм и смертности в компаниях по транспорту нефти и нефтепродуктов. Для снижения воздействия данного опасного фактора необходимо предпринимать следующие меры:

- осуществлять контроль технического состояния транспортных средств;

					Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

- производить ежедневную проверку состояния здоровья водителей;
- не допускать нарушения условий труда и отдыха водителей;
- требовать строго соблюдения правил дорожного движения от водителей и пассажиров.

2.Электробезопасность.

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять схеме электрической цепи.

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;

- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Защита от поражения электрическим током:

1. коллективная,

- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;
- защитные ограждения (щиты и ширмы);
- изолирующие накладки и колпаки;
- переносные заземления;

2. индивидуальная.

- средства защиты головы (каска защитные);
- средства защиты рук (рукавицы);
- одежда специальная защитная (комплекты для защиты от электрической дуги).

3.Пожаро- и взрывоопасность

					Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Газ является горючим веществом, пары которой воспламеняются при внесении в их среду открытого пламени. Однако на линейной части газопровода внешнего транспорта воспламенение газа возможно лишь при его утечке из трубы. Утечка может быть вызвана разрушением трубопровода из-за развития дефектов трубы при нарушении ее напряженно-деформированного состояния, случайного или преднамеренного повреждения трубопровода.

Утечку газа можно определить по повышению концентрации газа в воздухе. Для своевременного обнаружения утечек перед началом выполнения работ необходимо производить контроль газовой смеси. Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³.

Также для устранения возможности воспламенения газа работниками линейной эксплуатационной службы должны строго соблюдаться правила пожарной безопасности для газоопасных работ. К ним относятся:

- запрет на использование открытого огня в т. ч. курение;
- применение искробезопасного ручного инструмента;
- применение электроинструмента во взрывозащищенном исполнении.

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

- асбестовое полотно размеров 2х2 м – 2 шт.;
- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты – 2 шт.;
- ведра – 2 шт.;
- топор, лом – по 1 шт.

Вся передвижная техника в охранной зоне МГ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны

					Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10 (каждая единица техники).

6.3. Экологическая безопасность

Экологическая опасность предприятий трубопроводного транспорта углеводородов связана с некоторыми свойствами перекачиваемого продукта. Нефть и нефтепродукты легко воспламеняются, имеют низкую температуру вспышки, способны накапливать электрические заряды, образуют с серой пиррофорные соединения, способные самовозгораться при попадании на воздух, углеводородные газы взрывоопасны и токсичны, тяжелее воздуха и способны скапливаться в пониженных местах (котлованах, колодцах, приямках, оврагах) и длительное время удерживаться там.

6.3.1. Защита атмосферы

Загрязнение атмосферы при эксплуатации линейной части магистрального газопровода возможно при аварийных ситуациях. При попадании газа на воздух происходит его испарение, он обладает токсическими и раздражительными свойствами. В случае возгорания газа образуется вещества, опасные для живых организмов. Для предотвращения аварийных ситуаций на газопроводе необходимо повышать эксплуатационную надежность.

6.3.2. Защита гидросферы

При эксплуатации магистрального газопровода или проведении ремонтных работ на участке некоторые загрязняющие вещества (масла, конденсат) могут нанести вред гидросфере, попав в сточные воды. Причиной этого могут послужить несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений оборудования, аварии. Для защиты гидросферы следует исключить появление источников утечки вредных веществ на месте

					Экологическая безопасность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

эксплуатации или при проведении работ, своевременно убирать отходы в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки. Необходимо придерживаться следующих природоохранных мероприятий:

- соблюдать согласованные места расположения и границ площадок, находящихся от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений и нефтепродуктов в поверхностные воды;

- ёмкости с отработанными материалами должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой и герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив отходов за пределы площадки.

6.3.3. Защита литосферы

В период эксплуатации магистрального трубопровода может осуществляться негативное влияние на литосферу, источником которого могут являться отходы при производстве и при окончании срока эксплуатации оборудования. Во избежание этого все отходы необходимо подвергать селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках и передаче на утилизацию специализированным организациям. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и вышеперечисленным инструкциям.

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Причины возникновения чрезвычайных ситуаций на трассе газопровода могут быть разнообразны: лесные пожары, аварии, ошибки персонала, старение оборудования, удар молнии, а также нарушение целостности газопровода, возникновение утечки.

					Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Наиболее опасной чрезвычайной ситуацией на нефтепроводе является нарушение его целостности, возникновение утечек в больших объемах. Вышедший наружу газ с газопровода создает дополнительную опасность возникновения другой чрезвычайной ситуации, например, пожара.

При возникновении аварии на газопроводе работники обязаны обеспечить все необходимые мероприятия для снижения последствий аварии.

В перечень мероприятий входит:

- анализ аварии и ее опасности;
- обеспечить пожарную безопасность на месте работ;
- если необходимо, то провести эвакуацию населения вблизи аварии;
- провести мероприятия по устранению аварии (замена катушки);
- рекультивация земель в районе аварии.

Аварийно-восстановительные работы на магистральных трубопроводах проводятся в следующей организационно-технологической последовательности:

- сооружение земляного амбара;
- подготовка ремонтной площадки и размещение на ней технических средств;
- вскрытие аварийного участка трубопровода и сооружение ремонтного котлована;
- освобождение аварийного участка трубопровода;
- вырезка дефектного участка трубопровода;
- герметизация (перекрытие) внутренней полости трубопровода;
- монтаж и вварка катушки;
- заварка контрольных отверстий;
- контроль качества сварных швов;
- пуск трубопровода, вывод его на эксплуатационный режим;
- изоляция отремонтированного участка трубопровода;
- засыпка трубопровода, восстановление обвалования.

									Лист
									94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Безопасность в чрезвычайных ситуациях				

При выполнении работ по эксплуатации магистральных трубопроводов необходимо соблюдать требования и правила безопасности с целью минимизации влияния или предотвращения воздействия на работающего указанных в данной главе опасных и вредных производственных факторов.

Организация охраны окружающей среды позволит предотвратить большинство проблем экологического и экономического характера, минимизировать отрицательное влияние человека на здоровую флору и фауну. Ответственное отношение работников к охране труда способно понизить число несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций.

					Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Список литературы

1. Губин В.Е. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктопроводов. Учебное пособие для ВУЗов. В.Е. Губин, П.И.Тугунов, В.Ф.Новоселов. Изд-во «Недра». 1968 – 154 с.
2. Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Уфа. ООО «Дизайн Полиграф Сервис». 2002 – 658 с.
3. Бабин Л.А. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. Учебное пособие для ВУЗов. Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин. М. Недра. 1995 – 245 с.
4. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. Учебник для вузов. А.А. Коршак, А.М. Нечваль – СПб.: Недра, 2008 – 486 с.
5. СТО Газпром 097-2011. Автоматизация. Телемеханизация. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи, транспортировки и подземного хранения газа. Основные положения : стандарт организации : дата введения 2012-01-25 / ОАО «Газпром». – Изд. официальное.
6. СТО Газпром НТП 1.8-001-2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа : стандарт организации : дата введения 2004-11-15 / ОАО «Газпром». – Изд. официальное.
7. СТО Газпром РД 2.5-141-2005. Газораспределение. Термины и определения : стандарт организации : дата введения 2005-03-18 / ОАО «Газпром». – Изд. официальное.
8. СТО Газпром 5.32-2009. Организация единства измерений. Организация измерений природного газа: стандарт организации : дата введения 2010-08-23 / ОАО «Газпром». – Изд. официальное.

9. 1100.ГВТ-П-022.000.000-ПОС-01. Обустройство Харампурского газового месторождения. Освоение сеноманской залежи и участка туронской залежи. Газопровод внешнего транспорта: проектная документация : дата введения 2017-10-16 / ПАО «НК «Роснефть». – Изд. официальное.

10. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями №1,2): свод правил : дата введения 2013-01-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). – Изд. официальное.

11. СП 34.13330.2012. Автомобильные дороги. Актуализированная редакция СНиП 2.05.02-85* (с Изменениями №1,2): свод правил : дата введения 2013-07-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). – Изд. официальное.

12. СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*: свод правил : дата введения 2011-05-20 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). – Изд. официальное.

13. СП 22.13330.2011. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*: свод правил : дата введения 2011-05-20 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). – Изд. официальное.

14. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 (с Изменениями №1,2): свод правил : дата введения 2013-01-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). – Изд. официальное.

15. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 (с Изменениями №1,2): свод правил : дата введения 2013-07-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). – Изд. официальное.

16. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии: государственный стандарт : дата введения 1999-07-01 / Госстандарт России. – Изд. официальное.
17. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* "Магистральные трубопроводы" (СП 86.13330.2012)) (с Изменениями N 1, 2): свод правил : дата введения 2014-06-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). – Изд. официальное.
18. АО "ОДК - Газовые турбины" : официальный сайт. – Москва, 2016. – URL: <http://odk-gt.ru/index.php/ru/gazoperekachivayuschee-oborudovanie-2/gpa-16> (дата обращения 08.05.2020).
19. ПАО «НПО «Искра» : официальный сайт. – Пермь, 2018. URL: <http://www.npoiskra.ru/catalog/docks/agregaty/gpa.pdf>, (дата обращения 08.05.2020).
20. ПроНПЗ : официальный сайт. – Москва, 2020. URL: <https://pronpz.ru/avo/konstruktsii.html>, (дата обращения 08.05.2020).
21. ГК «Газовик» : официальный сайт. – Саратов, 2020. URL: <https://gazovik-gaz.ru/spravochnik/consum/metod.html>, (дата обращения 08.05.2020).
22. Metal.place : официальный сайт. – Москва, 2020. URL: <https://metal.place/ru/wiki/10g2fbyu/>, (дата обращения 08.05.2020).
23. Кузьмина Е. А. Методы поиска новых идей и решений / Е.А. Кузьмина, А.М. Кузьмин // Методы менеджмента качества. – 2003. – №1 – С. 28.
24. Кузьмина Е. А. Функционально-стоимостный анализ. Экскурс в историю. / Е.А. Кузьмина, А.М. Кузьмин // Методы менеджмента качества. – 2007. – №2 – С. 14.
25. Карпунина М.Г. Основы функционально-стоимостного анализа : Учебное пособие / Под ред. М.Г. Карпунина и Б.И. Майданчика. – М.: Изд-во Энергия, 1980. – 175 с.

26. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании : Учебное пособие – М.: Изд-во Высшая школа, 2006. – 399 с.

27. Блог молодого аналитика : официальный сайт. – Москва, 2018.
URL: <http://humeur.ru/page/sushhnost-metodiki-fast-v-oblasti-fsa>, (дата обращения 08.05.2020).

28. ГОСТ 12.0.004-2015. Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения: межгосударственный стандарт : дата введения 2017-03-01 / Росстандарт. – Изд. официальное.

29. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2019): принят Государственной Думой 21 декабря 2001 г.// Собрание законодательства Российской Федерации.

30. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных трубопроводов : руководящий документ : дата введения 2001-01-01 / Минэнерго России. – Изд. официальное.

31. Володченкова О. Ю. Организация проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты : диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – М.: 2007. – 150 с.

32. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования : межгосударственный стандарт : дата введения 1992-07-01 / : дата введения 2001-01-01 / Госстандарт СССР. – Изд. официальное.

33. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны : межгосударственный стандарт : дата введения 1989-01-01 / Госстандарт СССР. – Изд. официальное.

34. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования : межгосударственный стандарт : дата введения 1977-01-01 / Госстандарт СССР. – Изд. официальное.

35. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования : межгосударственный стандарт : дата введения 1978-01-01 / Госстандарт СССР. – Изд. официальное.

36. ГОСТ 12.2.011-2012 ССБТ. Машины строительные, дорожные и землеройные. Общие требования безопасности : межгосударственный стандарт : дата введения 2014-03-01 / Росстандарт. – Изд. официальное.

37. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация : межгосударственный стандарт : дата введения 1990-07-01 / Госстандарт СССР. – Изд. официальное.

38. СанПиН 2.2.2776-10 Гигиенические требования к оценке условий труда при расследовании случаев профессиональных заболеваний : Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы : дата введения 2011-01-17 / Минюст РФ. – Изд. официальное.

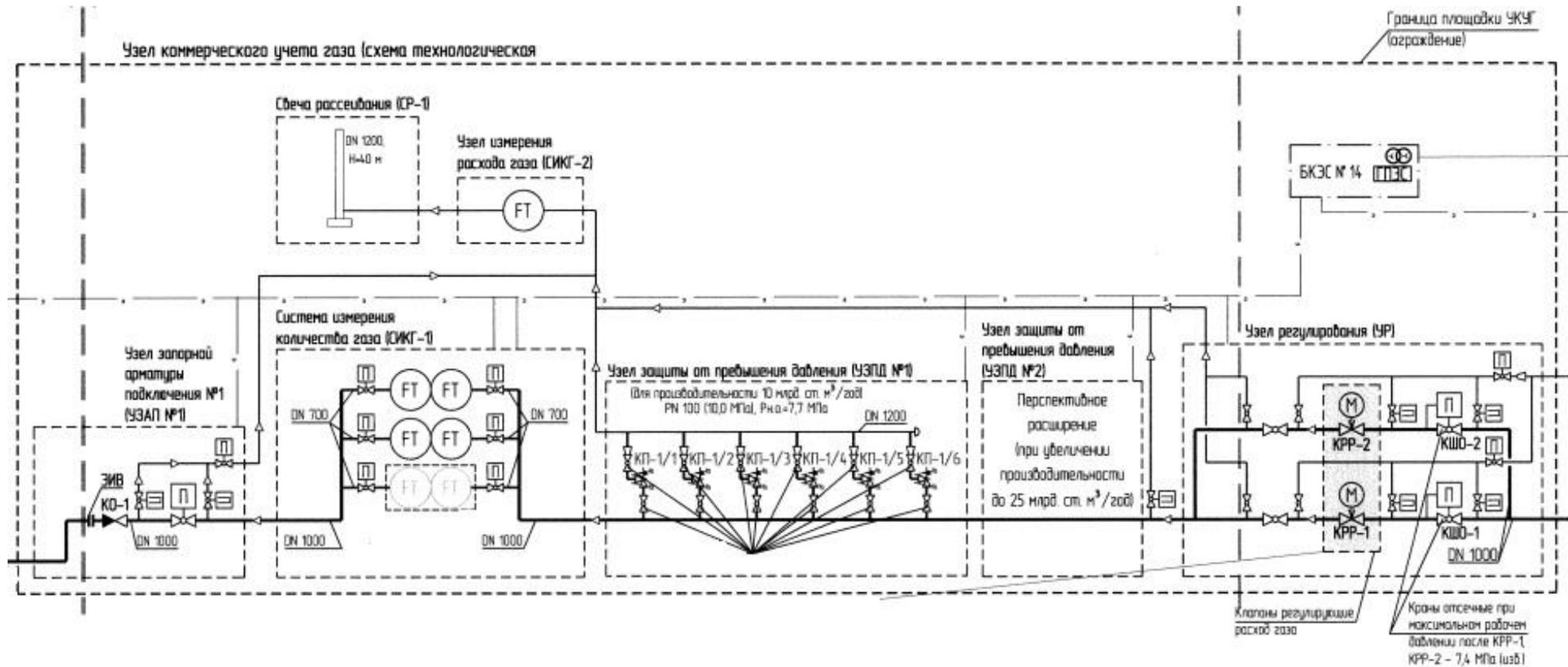
39. Постановление администрации Ямало-Ненецкого автономного округа от 28.01.1992 № 21 «О производственных работах на открытом воздухе в холодное время года на территории Ямало-Ненецкого автономного округа» : постановление : дата введения 2015-08-06 / Администрация ЯНАО.

40. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация : межгосударственный стандарт : дата введения 1990-07-01 / Госстандарт СССР. – Изд. официальное.

41. Рудаченко А.В. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов : учебное пособие / А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева, А.В. Жилин. – Томск : Изд-во ТПУ, 2008. – 238 с.

Приложение А (обязательное)

Технологическая схема установки для коммерческого учета газа



Приложение В (обязательное)

**Газодинамические характеристики компрессора НЦ-16/76-1,44,
расчётные величины: $k = 1.312$, $Z = 0.901$, $R = 507.9$ Дж/(кг·К), $T_n = 288$ К, $n_{ном} = 4900$ об/мин**

