

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы			
«Разработка мероприятий, направленных на эффективность и безопасность работы технологических объектов компрессорных станций на примере объекта Томской области »			
УДК <u>622.691.5:66.078(571.16)</u>			
Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Саликаев А.В.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД	Мезенцева И.Л.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ(УК-1, УК-2,УК-6,УК-7, ОПК-1,ОПК-2),(ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК-5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ(УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3,ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы	<i>Требования ФГОСВО,СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14,ПК-15).</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30),</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	(АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е).
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	<i>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".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5,ОПК-6,ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>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".</i>

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
3-2Б71Т	Саликаев Александр Владимирович

Тема работы:

«Разработка мероприятий, направленных на эффективность и безопасность работы технологических объектов компрессорных станций на примере объекта Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.02.2021 № 36-78/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><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>Производительность КС – 28 - 32млн м³/сут., в течение суток меняется на 30-40 процентов. Режим работы – круглосуточный, круглогодичный. Схема работы 4 ЭГПА (3 раб.+1рез.) с неполнонапорными нагнетателями. Давление газа: - на входе ЭГПА 3,5 – 4,2 МПа; - на выходе ЭГПА 4,5 – 5,2 МПа. Температура газа: на входе ЭГПА +3 °С;</p>
---	--

	на выходе ЭГПА + 30 °С.
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ компоновки Компрессорной станции «Чажемто» до 2012 года. 2. Технические решения, направленные на повышение эффективности Компрессорной станции с электроприводными газоперекачивающими агрегатами. 3. Проведение технологического расчета объекта исследования. 4. Социальная ответственность. 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Технологическая схема компрессорной станции
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Т.Г.
«Социальная ответственность»	Мезенцева И.Л.

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Саликаев А.В.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б71Т	Саликаеву Александру Владимировичу

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Примерный бюджет проекта – 1864517 тыс руб; В реализации проекта задействованы: руководитель, подрядные организации, инженера.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы 10%; Районный коэффициент 30%; Минимальный размер оплаты труда 12792 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Определить коммерческую эффективность реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Определение итоговой стоимости реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка эффективности использования основных производственных фондов в стоимостной форме
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Таблицы	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	Канд.экон.наук, ДОЦЕНТ		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Саликаев Александр Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Б71Т	Саликаеву Александру Владимировичу

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

Тема ВКР:

«Разработка мероприятий, направленных на эффективность и безопасность работы технологических объектов компрессорных станций на примере объекта томской области»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: Электрогазоперекачивающий агрегат.</p> <p>Область применения: Газокомпрессорные станции.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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>СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы»;</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные факторы. Классификация»;</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>1. Атмосфера: - Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ.</p> <p>2. Литосфера: - сохранение плодородного слоя почвы после ремонтных работ.</p> <p>3. Гидросфера: - разливы ГСМ на водных акваториях.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на магистральном газопроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной

	части, возникновения взрыва и развития пожара.
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б71Т	Саликаев Александр Владимирович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2020	<i>Определения, обозначения, сокращения</i>	5
26.02.2020	<i>Введение</i>	20
16.03.2020	<i>Характеристика объекта исследования</i>	15
27.04.2020	<i>Расчетная часть</i>	25
04.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
12.05.2016	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
18.05.2016	<i>Заключение</i>	5
25.05.2016	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	Доцент, д.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

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

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе были применены следующие термины и определения:

Газоперекачивающий агрегат (ГПА): установка, которая состоит из: газовый компрессор (нагнетатель), привод (газотурбинный, электрический, поршневой или другого типа) и оборудование, необходимое для их функционирования.

Газопровод: трубопровод, предназначенный для транспортировки газа.

Газопровод магистральный: комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят односторонний газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газоизмерительные станции, станции охлаждения газа.

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

Давление рабочее (нормативное): устанавливаемое проектом наибольшее избыточное внутреннее давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации газопровода; определяется по сечению на выходном трубопроводе газового компрессора.

Пропускная способность газопровода (участка газопровода): расчетное суточное количество газа, которое может быть передано по газопроводу при стационарном режиме, максимальном использовании располагаемой мощности газоперекачивающих агрегатов и заданных расчетных параметрах: граничных условиях в начале и в конце газопровода, рабочем давлении по трассе, гидравлической эффективности, температуре окружающего воздуха и грунта, температуре охлаждения газа и т.п.

Станция компрессорная: комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

Транспорт газа: технологический процесс подачи газа из пункта его добычи, получения или хранения в пункт доставки.

Цех компрессорный: составная часть компрессорной станции, выполняющая основные технологические функции (очистку, компримирование и охлаждение газа).

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

АБК - административно-бытовой корпус

АГРС- автоматизированная газораспределительная станция

АО – аварийная остановка

АРМ – автоматизированное рабочее место

АСУ – автоматизированная система управления

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

ГДУ – газодинамические уплотнения

ГПА – газоперекачивающий агрегат

ГСМ – горючесмазочные материалы

ДП – диспетчерский пункт

ЗРУ – защитное распределительное устройство

КЗ – катодная защита

КИП – контрольно-измерительный прибор

КПД – коэффициент полезного действия

КС – компрессорная станция

КЦ – компрессорный цех

ПДК – предельная допустимая концентрация

САУ – система автоматического управления

СУ – система управления

ЭАО – экстренная аварийная остановка

ЭГПА – электроприводный газоперкачивающий агрегат

Реферат

Выпускная квалификационная работа 98 с, 5 рис, 30 табл., 28 источников, 3 прил.

Ключевые слова: компрессорная станция, мощность, компрессорный цех газоперекачивающий агрегат, магистральный газопровод, производительность газопровода, пропускная способность газопровода, давление нормативное.

Объектом исследования является компрессорная станция

Предмет исследования - методы повышения эффективности компрессорных станций

Цель работы – реконструкция компрессорной станции, эксплуатируемой на территории Томской области для увеличения производительности магистрального газопровода «Нижневартовского газоперерабатывающего завода - Парабель - Кузбасс».

Имеющаяся производственная проблема связана с малой производительностью, износом оборудования, морально устаревшим оборудованием. В работе рассмотрены методы увеличения объема перекачки, производительности, экономии электроэнергии, повышения коэффициента полезного действия газоперекачивающих агрегатов безопасного и бесперебойного транспорта природного газа потребителю путем постепенной замены морально устаревшего оборудования КС.

Рассмотрены и приведены мероприятия для безопасного ведения технологического процесса и предотвращения влияния вредных и токсичных веществ на эксплуатационный персонал и окружающую среду в целом. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства и безопасности в чрезвычайных ситуациях. Выполнены экономические расчеты, подтверждающие эффективность реконструкции компрессорной станции.

В работе приведена оценка технологического состояния объекта, определены подготовительные и основные работы, монтаж оборудования.

Оглавление

Введение	17
1. Анализ компоновки Компрессорной станции «Чажемто» до 2012 года	18
1.1. Краткая характеристика работы параметров КС «Чажемто».....	18
1.2. Основные сведения о существующей КС.....	18
1.3. Компрессорный цех.....	20
1.4. Установка очистки газа.....	21
1.5. Система подготовки импульсного газа и газа собственных нужд.....	22
1.6. Система маслоснабжения.....	22
1.7. Технологические трубопроводы.....	22
1.8. Узлы подключения КС.....	23
1.9. Фактические режимы работы компрессорной станции.....	23
2. Технические решения, направленные на повышение эффективности КС с электроприводными ГПА	25
2.1. Основные технико-экономические характеристики и показатели объекта.....	26
2.2. Цель проведения реконструкции.....	30
2.2.1. Краткая характеристика природных условий района.....	30
2.2.2. Исходные параметры.....	30
2.2.3. Режим работы.....	31
2.2.4. Требования к объему реконструкции.....	31
2.2.5. Реконструкция линейной части.....	32
2.3. Характеристика систем и оборудования.....	32
2.3.1. Электроприводные газоперекачивающие агрегаты (ЭГПА).....	32
2.3.2. Система автоматического контроля и управления электроприводными газоперекачивающими агрегатами (САУ ЭГПА).....	36
2.3.3. Установка очистки газа с системой сбора продуктов очистки.....	37
2.3.4. Технологические трубопроводы КС и запорная арматура.....	37
2.3.5. Узел подключения.....	38
2.3.6. Система электроснабжения.....	39
2.3.7. Система технологической связи.....	40
2.3.8. Отопление, вентиляция и кондиционирования воздуха.....	41
2.3.9. Теплоснабжение, водоснабжение и канализация.....	43
2.3.10. Системы пожарной сигнализации и пожаротушения.....	43
2.3.11. Защита от коррозии.....	44
2.3.12. Учет газа и метрология.....	45

3. Проведение технологического расчета объекта исследования.....	46
3.1. Технологический расчет магистрального газопровода.....	46
3.2. Определение пропускной способности и производительности магистрального трубопровода.....	47
3.3. Расчет режимов работы компрессорной станции и обоснование установки электроприводного газоперекачивающего агрегата.....	49
4. Социальная ответственность.....	59
4.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	59
4.2. Производственная безопасность.....	61
4.2.1. Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	62
4.3. Экологическая безопасность.....	66
4.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	68
4.4.1. Мероприятия по предотвращению ЧС, разработка порядка действий в случае ЧС.....	68
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	70
5.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	70
5.2. Анализ конкурентных технических решений.....	71
5.3. SWOT-анализ.....	72
5.4. Планирование научно-исследовательской работы.....	74
5.4.1. Структура работы.....	74
5.4.2. Определение трудоёмкости выполнения работ.....	74
5.5. Бюджет научно-технического исследования.....	78
5.5.1. Расчёт материальных затрат НТИ.....	78
5.5.2. Расчёт амортизационных отчислений.....	78
5.5.3. Расчёт заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды.....	79
5.5.4. Расчёт общей себестоимости.....	81
5.6. Капитальные вложения в реконструкцию.....	81
5.7. Эксплуатационные расходы.....	83
5.8. Оценка эффективности инвестиций.....	84
Заключение.....	92
Список используемых источников.....	93
Приложение А.....	96
Приложение В.....	97
Приложение С.....	98

Введение

Целью настоящей работы является реконструкция, направленного на повышение эффективности работы оборудования компрессорной станции «Чажемто», в рамках проведения реконструкции электроприводных газоперекачивающих агрегатов. Разработка комплексных мероприятий по повышению уровня технической эксплуатации, безопасности и эффективности работы оборудования компрессорной станции, обеспечение регулирования режимов компримирования газа, снижение потребления электроэнергии и потерь технологического газа, увеличение до требуемого значения производительности газопровода.

В рамках проведения работы предварительно было проведено техническое обследование КС. В результате была выполнена серия гидравлических расчетов режимов работы газопровода с учетом прогнозных значений потоков газа и динамики его загрузки и было принято решение для реконструкции электроприводных КС принять вариант применения электроприводных газоперекачивающих агрегатов мощностью 4 МВт, с реконструкцией газовой обвязки, с размещением части новых агрегатов в здании действующего компрессорного цеха, а части – на новой площадке.

Предусматривается установка двух ЭГПА в новом здании и установка двух ЭГПА в существующем здании компрессорного цеха на месте демонтируемых ГПА.

Реконструкция компрессорной станции будет выполняться в условиях действующей компрессорной с несколькими непродолжительными остановками со стравливанием газа из коммуникаций станции и участков газопровода в пределах охранных кранов.

1. Анализ компоновки Компрессорной станции «Чажемто» до 2012 года

1.1. Краткая характеристика параметров работы КС «Чажемто»

Компрессорная станция «Чажемто» введена в эксплуатацию в 1981 году.

Диаметр однониточного газопровода - DN 1000, рабочее давление - 55 кг/см².

Производительность КС – 8,2 млрд м³/год (25 млн м³/сут).

На компрессорной станции «Чажемто» установлены 5 ЭГПА типа СТД 4000-2 с центробежными нагнетателями Н-280-12-7 (номинальная производительность 13 млн. м³/сут при P_{вх}=3,4 МПа). Компрессорная станция имеет универсальную трубопроводную обвязку, позволяющую осуществлять работу КС в две ступени (2х2+1 рез.) или в одну ступень (2х1+3 рез.).

Каждая из КС одним всасывающим DN 1000 и двумя нагнетательными шлейфами DN 700 подключена к газопроводу, причём непосредственное подключение ко второй нитке газопровода отсутствует.

1.2. Основные сведения о существующей КС

Компрессорная станция состоит из одного цеха и подключена к одной нитке двухниточного магистрального газопровода «Нижевартовский ГПЗ – Парабель – Кузбасс» на км 559.

Площадка компрессорной станции «Чажемто» находится в Колпашевском районе Томской области.

На КС установлены ЭГПА СТД 4000-2 с центробежными нагнетателями Н-280-12-7 в количестве 5 шт. Общая установленная мощность 20 МВт. ЭГПА установлены в здании компрессорного цеха. Обвязка нагнетателей выполнена по «универсальной» схеме, позволяющей осуществлять компримирование газа в две ступени или в одну ступень.

Очистка газа от механических примесей и жидкости осуществляется на установке очистки, состоящей из блоков циклонных пылеуловителей.

Система охлаждения газа на компрессорной станции отсутствует.

В производственной зоне площадки КС расположены следующие основные сооружения:

- Здание компрессорного цеха;
- Газовая обвязка нагнетателей;
- Установка очистки газа;
- Дизель-генераторная;
- Газораспределительная станция собственных нужд КС;
- Трансформаторная подстанция КТП 2х400 кВА;
- Закрытое распределительное устройство 10 к. Кроме того на территории промплощадки находятся:
 - Склад ГСМ с насосной;
 - Склад метанола;
 - Топливораздаточный пункт;
 - Гаражи;
 - Служебно-эксплуатационный блок;
 - Резервуары запаса воды 250 м³;
 - Канализационные очистные сооружения с насосными станциями бытовых и промышленных стоков;
 - Служебно – эксплуатационный блок;
 - Склады и другие вспомогательные сооружения.

В процессе эксплуатации в связи с неудовлетворительным состоянием трубопровода, построенного из спиральношовных труб, на отдельных участках было снижено рабочее давление до 3,7-4,3 МПа. Для сохранения производительности газопровода и проведения капитального ремонта газопровода от км 305 (КС Вертикос) до км 448 (КС Парабель) на участке НВ ГПЗ - Парабель и до км 317 на участке Парабель - Кузбасс была построена вторая нитка газопровода DN 1000, PN 55 (всего 460 км).

Фактическое техническое состояние оборудования и обвязки компрессорной станции не соответствует современному уровню при

планируемом росте объемов транспорта газа и требуют проведения реконструкции вышеуказанной КС [24].

1.3.Компрессорной цех

По состоянию на 01.01.2021 г. наработка ЭГПА с начала эксплуатации (с 1981года) составляет в пределах 60-93 тыс. часов. Нормативный срок службы до списания электроприводных газоперекачивающих агрегатов в соответствии с ТУ 108.846-79 - 15 лет.

Полный срок службы для электродвигателей серии СТД в соответствии с ТУ 16-512.167-76 - 20 лет.

В 2016 г. ДОО «Оргэнергогаз» (ИТЦ «Оргтехдиагностика») было выполнено обследование и произведены расчёты напряжённо - деформированного состояния трубопроводной обвязки нагнетателей. По результатам измерений были выявлены участки газовой обвязки с повышенным напряжённо-деформированным состоянием, вызванным тем, что 33% опор оказались «неработающими», т.е. отсутствовало опирание труб на опоры. По этой же причине в 30 точках выявлены недопустимые уровни вибрации. Также, в связи с отсутствием свайных опор имеется опасность сезонной подвижки опор, что может привести к перекосу, подъёму или просадке обвязки и, как следствие, к росту напряжений в трубопроводах и на фланцах нагнетателей.

Также было выполнено диагностическое обследование электродвигателей ГПА с наработкой 60-93 тыс.часов. Результаты диагностики электродвигателей указывают на значительный износ ГПА в процессе 25-летней эксплуатации. По полученным результатам был определен остаточный срок службы агрегатов – 25 тыс.часов. На компрессорной станции «Чажемто» средняя наработка агрегатов составляет 2,8 – 3,8 тыс.час/год. Таким образом, почти половина остаточного срока службы на настоящий момент выработана.

Технологическая обвязка газоперекачивающих агрегатов выполнена по «групповой универсальной» схеме, при которой возможна работа агрегатов по

схеме «две группы по два агрегата». Также данная схема обеспечивает работу двух ГПА в одну ступень.

Газовая обвязка выполнена согласно требованиям нормативных документов по состоянию на 1977 год, не отвечает требованиям действующих нормативных документов ОНТП 51-1-85, ВРД 39-1.8-055-2002, ВРД 39-1.10-006-2000*.

Краны газовой обвязки выработали свой ресурс и подлежат замене.

Свечи от крана №5 выведены над кровлей здания компрессорного цеха, а в соответствии с ОНТП 51-1-85 (п. 9.18) их необходимо выводить за ограждение КС на 25 метров.

Электротехническое и технологическое оборудование КЦ, системы автоматизации технологических процессов морально и физически устарели.

Техническое состояние технологического оборудования, газовой обвязки компрессорного цеха, запорной арматуры свидетельствуют о целесообразности полной замены газовой обвязки компрессорного цеха [24].

1.4. Установка очистки газа

Очистка газа от механических примесей и жидкости осуществляется на установке очистки, состоящей из блоков циклонных пылеуловителей.

Установленные на компрессорной станции пылеуловители представлены в Таблице 1.

Таблица 1. Установленные на КС пылеуловители

Наименование КС	Блок пылеуловителя	Производительность млн.м ³ /сут	Количество
КС-4Чажемто	ГП144	9	4

В 2018 году проведено обследование пылеуловителей с целью продления их ресурса. По результатам обследования запрещена эксплуатация пылеуловителей при температуре ниже минус 40°С.

Пылеуловители морально устарели, имеют низкую эффективность очистки газа. Кроме того, отсутствуют емкости выдачи конденсата в

автоцистерну. Таким образом, необходима полная замена установок очистки газа.

1.5. Система подготовки импульсного газа и газа собственных нужд

На компрессорной станции импульсный газ отбирается до и после крана № 20, а так же после установки очистки и поступает в вымораживатель импульсного газа. После вымораживателя газ поступает в коллектор импульсного газа компрессорного цеха. Система подготовки импульсного газа моральноустарела и не отвечает требованиям пункта 7.6.15 ВРД 39-1.8-055-2002 (непредусмотрена осушка газа, отсутствуют ресиверы на узле подключения и в цехе).

Для подготовки газа на собственные нужды КС служит АГРС «Урожай-20», технический уровень и состояние которой требует замены.

1.6. Система маслоснабжения

Для обеспечения нормальной работы систем смазки, регулирования и уплотнений ГПА в состав цеха входит система маслоснабжения, которая обеспечивает прием, хранение, учет расхода масла, подачу чистого масла в маслобаки ЭГПА, слив отработанного масла на склад, аварийный слив и перелив из маслобаков, очистку масла в регенераторной, охлаждение масла.

Техническое состояние системы удовлетворительно, хотя оборудование сильно изношено и морально устарело.

1.7. Технологические трубопроводы

Технологические трубопроводы КС:

- Всасывающий трубопровод DN1000(1шт);
- Нагнетательные трубопроводы DN700(2шт);
- Коллекторы пылеуловителей DN700;
- Коллекторы КЦ DN700;

- Обвод КС DN500.

Не выполняются требования ВРД39-1.8-055-2002:

- На всасывающем и нагнетательных трубопроводах не предусмотрены изолирующие вставки;
- На всасывающем трубопроводе не предусмотрен замер газа [24].

1.8. Узлы подключения КС

Узлы подключения компрессорной станции запроектированы и построены без камер приема-запуска очистных устройств. Компоновка всасывающих и нагнетательных шлейфов не позволяет разместить камеры действующих узлов.

Газ для собственных нужд компрессорной станции отбирается до и после крана № 20 и подается на площадку КС.

При реконструкции газопровода, проведенной в 1990-х годах, участки между охранными кранами КС нереконструировались, поэтому необходима их переукладка.

1.9. Фактические режимы работы компрессорной станции

Фактический режим работы компрессорной станции в настоящее время существенно отличается от проектного режима.

После ввода второй нитки газопровода, требуемая степень сжатия существенно снизилась (с 1,5 до 1,23), и отпала необходимость в последовательном включении агрегатов. В настоящее время компрессорная станция работает по схеме «два агрегата параллельно» с производительностью 15 - 25 млн.м³/сутки.

Из-за ограничений по рабочему давлению на отдельных участках линейной части газопровода, фактическое давление газа на входе КС составляет 25-30 кг*с/см², что приводит к нерасчетным режимам работы центробежных нагнетателей и соответственно, к снижению пропускной способности КС.

Как видно, режим работы компрессорных станций отличается сильной неравномерностью подачи газа, причем сезонная неравномерность не является ярковыраженной.

В связи с увеличением загрузки газопровода (наращиванием подачи газа от Мыльджинского ГКНМ, Лугинецкой ГКС и Северо-Васюганского ГКМ), при подаче газа от поставщиков в объеме более 24 млн. м³/сут возникает потребность в работе КС по схеме три агрегата параллельно, что является непроектной схемой работы.

Поскольку существующая схема КС обеспечивает параллельную работу только двух ГПА, необходимо преобразование существующей групповой схемы обвязки ГПА в коллекторную, с одноступенчатым сжатием газа.

Ограничение давления в газопроводе в значительной степени снижает возможную годовую производительность газопровода, которая составляет не более 7,0млрд.м³/год. Весь газопровод планируется вывести на рабочее давление РН 55. Это позволит увеличить производительность газопровода на участке КС «Парабель» - КС «Володино» до 33млн.м³/сут, что, в свою очередь, потребует увеличения производительности КС [17].

2. Технические решения, направленные на повышение эффективности КС с электроприводными ГПА

Рассмотрев и проанализировав основные сведения о существующей КС, системы очистки газа, системы подготовки импульсного газа и газа собственных нужд, системы маслоснабжения, узлов подключения и технологических трубопроводов можно сделать вывод, что для повышения надежности и эффективности КС необходимы кординальные изменения.

Сначала предварительно было проведено техническое обследование КС.

Стоял выбор между проведением разных вариантов капитального ремонта и реконструкции.

Капитальный ремонт - ремонт, выполняемый для восстановления исправности полного или близкого к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Реконструкция — это переустройство существующих цехов, связанное с совершенствованием газоперекачивающих агрегатов и повышение и их технико экономического уровня на основе научно-технического прогресса, направленного на улучшение технических характеристик ГПА при одновременном улучшении охраны окружающей среды.

В результате было разработано «Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции электроприводных КС».

Указанная работа была рассмотрена и принято решение для реконструкции электроприводной компрессорной станции принять вариант применения электроприводных газоперекачивающих агрегатов мощностью 4 МВт, с реконструкцией газовой обвязки, с размещением части новых агрегатов в здании действующего компрессорного цеха, а части – на новой площадке.

Предусмотрена установка двух ЭГПА в новом здании и установка двух ЭГПА в существующем здании компрессорного цеха на месте демонтируемых ГПА.

Реконструкция компрессорной станции должна быть выполнена в условиях действующей КС с несколькими непродолжительными остановками со стравливанием газа из коммуникаций станции и участков газопровода в пределах охранных кранов.

2.1. Основные технико-экономические характеристики и показатели объекта

Основными методами повышения энергоэффективности работы КС, применяемыми при реконструкции и новом строительстве, являются:

-выбор оптимального количества и типоразмера ГПА, обеспечивающий снижение энергозатрат (замена морально устаревших и физически изношенных ГПА на агрегаты нового поколения с высоким эффективным КПД ГТУ, применение на КС агрегатов с различной удельной мощностью и т.д.);

-регенеративное использование теплоты отходящих газов ГТУ;

-применение модульной компоновки ГПА; снижение гидравлических сопротивлений за счет применения труб с внутренним покрытием.

Компрессорные цеха и компрессорные станции, реальное техническое состояние которых не обеспечивает компримирование планируемых объемов транспортируемого газа, выступают в качестве «узких мест» магистральных газопроводов. В настоящее время значительная часть ГПА на КС имеют эксплуатационный КПД, существенно ниже паспортного значения, что приводит к значительному перерасходу топливного газа на перекачку.

Это связано с двумя факторами - снижением технического состояния ГПА (что, в конечном счете, приводит к необходимости их замены) и их недозагрузкой, что требует решения задачи оптимизации режима работы КС.

Периодическое обновление ГПА на КС – необходимый и закономерный путь улучшения показателей транспорта газа в целом и уменьшения энергозатрат на его осуществление.

Предварительный типоразмер ГПА выбирается на основе значения среднегодовой мощности КЦ в режиме проектной производительности с учетом того, что в отечественной практике применяется мощностной ряд газотурбинных установок 2,5-4- 6,3(8)-10(12,5)-16-25 МВт.

Сравнительному анализу должны быть подвергнуты варианты с разными единичными мощностями ГПА.

Понятие «модульная КС» и «модульный ГПА» обозначают агрегатный принцип формирования оборудования и систем, т.е. ГПА включает в себя аппараты воздушного охлаждения газа (АВОГ), пылеуловитель и вспомогательные системы. В настоящее время имеется необходимость для дальнейшего развития проектных решений, которые можно сформулировать в виде концепции «модульной».

В настоящее время на компрессорных станциях России преобладает классическая схема технологической обвязки оборудования и трубопроводов.

К особенностям классической обвязки можно отнести разбивку основного технологического оборудования на три основные функциональные группы:

1. Группу пылеуловителей;
2. Группу газоперекачивающих агрегатов;
3. Группу аппаратов воздушного охлаждения газа.

Каждая группа оборудования объединена между собой через коллекторную трубопроводную обвязку компрессорного цеха. Недостатками классической коллекторной обвязки, помимо высокой металлоемкости трубопроводной обвязки и значительной площади территории КС, являются высокие газодинамические потери в технологических трубопроводах.

Основной акцент при проведении реконструкции компрессорных станций с применением технологических модулей сделан на следующем: снижении

гидравлических потерь в технологическом оборудовании и трубопроводах; повышении технико-экономических показателей КС, в том числе увеличении надежности оборудования и трубопроводов КС; уменьшении сроков и стоимости строительства, снижении эксплуатационных затрат.

Особенностями компоновки КС с применением блочно-модульной установки являются:

- размещение линии рециркуляции газа непосредственно в технологическом модуле, что позволяет исключить общецеховую линию рециркуляции газа и значительно сократить общую длину стационарных трубопроводов;
- индивидуальная поагрегатная обвязка газа, что ведет к снижению турбулентной, вибрационной составляющей и позволяет повысить надежность технологических трубопроводов.

Переход на блочно-модульную компоновку КС позволит снизить суммарные потери давления газа в фильтр-сепараторах и в АВО газа от 0,17 до 0,05 МПа, что приведет к снижению необходимой степени повышения давления в нагнетателе газа, потребляемой мощности нагнетателя и позволит за счет этого получить экономию до 8–9 % топливного газа на каждом ГПА.

Так же в проектах новых магистральных газопроводов (МГ) трубы с внутренним покрытием используются, в первую очередь, для повышения производительности. Применение данного технического решения при реконструкции линейной части эксплуатируемых МГ является одним из методов повышения энергоэффективности, позволяющим сократить потребляемую мощность и расход топлива на КС.

Основным достоинством «гладкостных» покрытий является снижение трения при транспортировке газа.

Наряду с этим можно выделить ряд положительных факторов применения «гладкостных» внутренних покрытий:

-экономия энергозатрат на перекачку и сжатие в процессе эксплуатации трубопровода обеспечивает окупаемость внутреннего покрытия за 3-5 лет [2];

-улучшенный режим движения газа. Турбулентность потока значительно снижается при наличии внутреннего покрытия, что ведет к снижению критических состояний, определяемых режимом движения газа;

-значительное снижение капитальных затрат за счет возможности уменьшения диаметра трубопровода, обусловленной повышением его пропускной способности.

Установлено, что для газопроводов достаточно нанести покрытие толщиной 40-75 мкм.

Для магистральных газопроводов эффективность применения гладкостных покрытий прямопропорциональна диаметру трубопровода.

Замена 1 км участка газопровода с применением труб с внутренним покрытием снижает потребляемую мощность КС [2] на 30,5- 70,6 кВт; при применении труб с внутренним покрытием вдоль всего участка газопровода между КС (110 км) потребляемая мощность эксплуатируемой станции снижается на 22-23 %. Локальный энергосберегающий эффект зависит от места применения внутреннего покрытия: с увеличением протяженности реконструируемой части МГ снижается потребляемая мощность КС.

Как показал анализ, замена 1 км в начале и в конце участка газопровода даёт одинаковый результат. Поскольку МГ преимущественно работают в квадратичной зоне сопротивления, то увеличение степени расширения транспортируемого газа на участке газопровода между КС описывается параболической зависимостью. При замене 1 км с применением внутреннего покрытия в начале участка газопровода снижение степени расширения газа меньше, однако данный эффект распространяется вдоль всего участка между КС, обуславливая в конце участка одинаковое снижение скорости газа, как и при замене 1 км трубы с применением внутреннего покрытия в конце участка газопровода.

Величина энергосберегающего эффекта при применении внутреннего покрытия определяется геометрической конфигурацией участка газопровода (внутренний диаметр, протяженность), газодинамическими параметрами транспорта газа и в условиях режимно-технологической неравномерности работы МГ имеет переменное значение.

Снижение энергозатрат на транспорт газа по газопроводу в значительной степени связано с эффективностью работы самих газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и, как основного вида энергопривода центробежных нагнетателей на компрессорных станциях [24].

2.2. Цель проведения реконструкции

Целью проведения реконструкции является замена морально и физически устаревшего электротехнологического и технологического оборудования, систем автоматизации технологических процессов.

Повышение уровня технической эксплуатации, безопасности и эффективности работы оборудования КС, обеспечение переменных режимов компримирования газа, снижение потребления электроэнергии и потерь технологического газа, обеспечение перевода режима эксплуатации КС на принципы «малолюдной» технологии.

2.2.1. Краткая характеристика природных условий района

Объект реконструкции находится в Колпашевском районе Томской области.

Климат района реконструкции – резко континентальный.

Абсолютная минимальная температура воздуха – минус 55 °С.

Температура наиболее холодной пятидневки – минус 44 °С.

Нормативная глубина промерзания грунта – 2,2 м.

2.2.2. Исходные параметры

Производительность КС: 16-30 млн.нм³/сут., в течении суток может изменяться на 30-40%.

Давление газа:

- на входе ГПА в пределах 2,8 – 3,8 МПа;
- на выходе ГПА в пределах 3,9 – 5,4 Мпа.

Температура газа:

- на входе в ГПА +3 °С;
- на выходе ГПА +35 °С.

Компонентный состав транспортируемого газа, % об.:

CH₄ – 89,8

C₂H₆ – 3,40

C₃H₈ – 2,20

C₄H₁₀ – 1,18

C₅H₁₂ – 0,12

N₂ – 2,75

CO₂ – 0,55

Плотность газа – 0,760 кг/м³ (при 20 °С и 0,1 МПа).

Относительный удельный вес газа – 0,589.

2.2.3. Режим работы

Режим работы КС – круглосуточный, круглогодичный.

2.2.4. Требования к объему реконструкции

Реконструкции подлежат следующие системы, установки, здания и сооружения:

- 1) Группа электроприводных газоперекачивающих агрегатов (ЭГПА).
- 2) Установка очистки газа с системой сбора продуктов очистки;
- 3) Технологические трубопроводы КС и запорная арматура;
- 4) Газопроводы между охранными кранами, подключающие щлейфы КС;
- 5) Узел подключения;
- 6) Система электроснабжения;
- 7) Аварийная электростанция;
- 8) Автоматизированные системы управления технологическими процессами и энергоснабжения (АСУ ТП и АСУ Э);
- 9) Автоматизированная система диагностики оборудования (АСДО);
- 10) Системы пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения;
- 11) Системы отопления и вентиляции;
- 12) Система теплоснабжения;
- 13) Система водоснабжения;
- 14) Система хозяйственно – бытовой и ливневой канализации;
- 15) Система электрохимзащиты;
- 16) Сети связи;
- 17) Здания компрессорного цеха, ЗРУ-10 кВ, котельной, КНС, аварийной электростанции на реконструируемой КС.

2.2.5. Реконструкция линейной части.

Реконструкция предусматривает замену: строительство новых подключающих шлейфов КС участков DN 1000 между охранными кранами КС, перемычек DN 700 за охранными кранами КС, охранных кранов DN 1000.

После завершения работ по основному этапу реконструкции необходимо демонтировать трубопроводы и запорную арматуру, выработавшей свой ресурс эксплуатации: на узле подключения КС, между охранными кранами и подключающих шлейфов КС.

Необходимо применять трубы и соединительные детали с антикоррозионным защитным покрытием заводского нанесения. Необходимо определиться с классом прочности и толщиной стенки.

Отводы холодного гнущья выполнены согласно ГОСТ 24950 – 81, в полевых условиях.

Предусмотрена изоляция сварных стыков термоусаживающимися манжетами типа «Терма СТМП», разрешенными к применению ПАО «Газпром».

Для баллаستировки газопроводов предусмотрены применение железобетонных утяжелителей УБО. Под утяжелителями установлены футеровочные маты МФ-1020 и ТУ 51-31323949-88-2002.

2.3. Характеристика систем и оборудования

2.3.1. Электроприводные газоперекачивающие агрегаты (ЭГПА)

Реконструкцией предусмотрено применение высокооборотных ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р производства ЗАО «РЭП Холдинг» выполненных по безредукторной схеме с магнитным подвесом роторов двигателя ЦБН с системой газодинамических уплотнений, оснащенных система антипомпажного регулирования и защиты. Двигатели оборудованы системами «мягкого» пуска и регулирования частоты вращения в диапазоне 0,7 – 1,05 от номинальной.

Количество агрегатов было определено по результатам гидравлических расчетов работы газопровода НВГПЗ – Парабель – Кузбасс, выполненных с учетом прогнозных значений его загрузки.

Производителем выбран ЗАО «РЭП Холдинг» не случайно, в настоящее время они являются единственным предприятием в России, которое производит и собирает все компоненты автоматизированных электроприводных газоперекачивающих агрегатов. На российском рынке предлагаются следующие основные модели ЭГПА:

ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р;

ЭГПА-6,3/8200-56/1,44-Р

На рассматриваемой компрессорной станции используют агрегат типа ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р, который состоит из центробежного нагнетателя(ЦБН) типа 220-11-1СМП мощностью 4 МВт, оснащенный системой газодинамических уплотнений (Рис. 1).

В работе нагнетателя не используется масло, что минимизирует эксплуатационные расходы.

Нагнетатель обеспечивает заданную степень повышения давления, регулируемого электроприводом в составе высокоскоростного асинхронного электродвигателя (АД) и трехфазного полупроводникового ПЧ.



Рис. 1. Центробежный нагнетатель типа 220-11-1СМП

ЦБН соединен с электродвигателем, без использования повышающего редуктора, напрямую через компенсирующую пластинчатую муфту производства «FLENDER», Германия.

Данный трехфазный асинхронный двигатель скоротокзамкнутым ротором мощностью 4 МВт разработан компанией Siemens, а также изготавливается ООО «Сименс Электропривод» г. Санкт-Петербурга (Рис. 2). Особенностью строения двигателя является цельный стальной ротор с пазами, в которых размещается медная короткозамкнутая обмотка, закрепленная термодиффузионной сваркой. Бесконтактный подвес ротора двигателя в управляемом магнитном поле обеспечивают магнитные

ПОДШИПНИКИ.



Рис. 2. Трехфазный асинхронный двигатель

В АД установлены два радиальных подшипника. Аксиальный подшипник установлен на нагнетателе. Роторная часть подшипников представляет собой шихтованные втулки из электротехнической стали, насаженные на вал двигателя.

Статорная часть подшипника представляет собой многополюсный статор электрической машины. В пазах статора уложена обмотка, сгруппированная в два канала управления, ориентированных взаимно перпендикулярно. Каждый статор содержит статорную часть датчика радиального и аксиального положения ротора, представляющий собой систему катушек (Рис. 3).

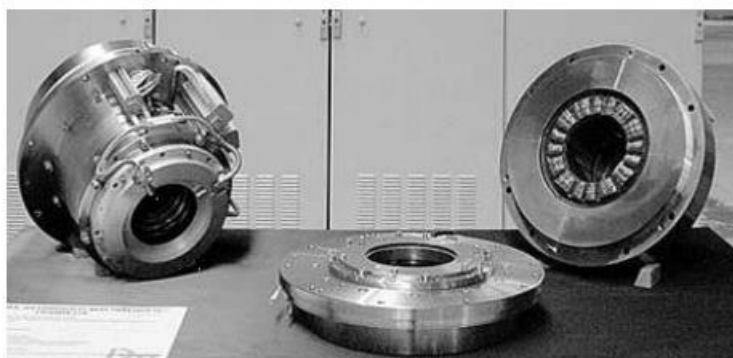


Рис. 3. Подшипники активного магнитного подвеса

Для предотвращения повреждений статорных и роторных поверхностей при обесточивании обмоток магнитного подшипника предусмотрены страховочные шариковые подшипники. Рабочий зазор магнитных подшипников составляет 0,6 мм, а страховочных – 0,2 мм. Следовательно, падение ротора, при номинальной частоте вращения (8200 об/мин), повлечет за собой ревизию частей оборудования с возможной заменой только страховочных подшипников. Для обеспечения

заданных режимов работы и регулирования основных параметров газоперекачивающего агрегата, разработана «Система автоматического управления ЭГПА» (САУ ЭГПА), которая является локальной подсистемой автоматического управления технологическим процессом компрессорного цеха, обеспечивающей как полностью автономную работу ЭГПА, так и работу в составе компрессорной станции под управлением систем диспетчерского уровня.

В состав каждого агрегата входят датчики контролирующие параметры работы ЭГПА. Для получения данных значений параметров асинхронного двигателя в процессе эксплуатации необходимо использование мониторинга, схема которого представлена на рис. 1. Схема показывает, что основными средствами технической диагностики АД являются температура и вибрация. Отслеживание и регистрация данных параметров позволит создать

математическую модель мониторинга и диагностики асинхронных двигателей газоперекачивающих агрегатов (Рис. 4).

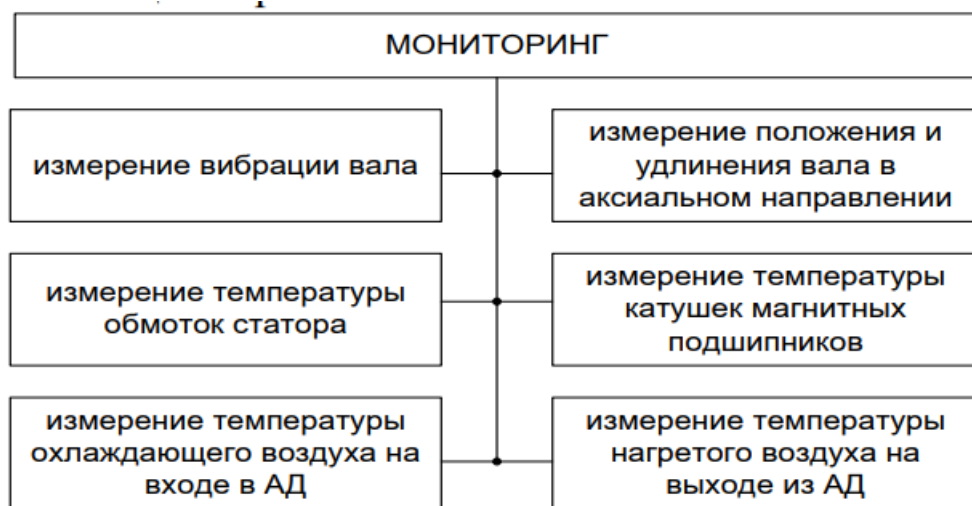


Рис. 4 Схема мониторинга

Внимательное проведение регламентных работ, и осмотров позволяет, обнаружить любой дефект и устранить его на ранней стадии, до того как он станет серьезным повреждением. Таким образом, обслуживание и осмотры помогают предохранить целостность машин, избежать аварийных отключений, а так же увеличивают степень надежности и готовности машины к работе.

Поскольку условия, при которых должна работать машина, могут значительно отличаться, обслуживание, и перечни графиков инспекций могут носить только рекомендательный характер. ЗАО «РЭП Холдинг», на основе опыта полученного на заводе, предполагает, что интервалы проверок должны быть отобраны так, чтобы детали машины, к которым имеется доступ, были осмотрены приблизительно после 500 часов наработки.

2.3.2. Система автоматического контроля и управления электроприводными газоперекачивающими агрегатами (САУ ЭГПА)

В качестве системы автоматического управления применены САУ ЭГПА «ЭЛЕСКУ-4000» комплектной поставки ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р.

САУ ЭГПА обеспечивает управление ЭГПА в целом, а также системой управления частотного преобразователя, системой управления магнитными подвесами, крановой обвязкой ЭГПА.

САУ ЭГПА обеспечивает:

- перевод ЭГПА из резерва в рабочий режим в автоматическом режиме
- без присутствия сменного персонала;
- работу агрегата на всех рабочих режимах без постоянного присутствия обслуживающего персонала, а также функционирование в составе комплексной системы автоматизации компрессорной станции;
- автоматическое и дистанционное выполнение и контроль предпусковых операций;
- автоматический пуск, нормальный, аварийный и экстренный останов агрегата по заданному алгоритму;
- автоматическое регулирование и контроль необходимых параметров агрегата (определение объемной производительности ЦБН);
- предупредительную и аварийную сигнализацию;
- связь агрегата со станционной системой автоматического управления;
- сбор, обработку и предоставление информации, характеризующей режимы работы агрегата;
- антипомпажное регулирование и антипомпажную защиту агрегата;
- расчет режима работы центробежного нагнетателя;
- архивирование.

Защиты трансформаторов выполнены в соответствии с ПУЭ, а также выполнен контроль температуры обмоток трансформатора;

Защиты преобразователя частоты выполнены в соответствии с требованиями завода-изготовителя оборудования и включают:

- от коротких замыканий в преобразователе частоты;
- от перегрева преобразователя частоты;
- от нарушения коммутации и сбоев в цепях управления преобразователя частоты;
- от нарушения в работе вентиляции;
- от исчезновения напряжения в сети;
- от недопустимого понижения напряжения в сети;
- от недопустимого повышения напряжения в сети;

- от обратной фазировки питающего напряжения;
- от обратного вращения ротора двигателя.

2.3.3. Установка очистки газа с системой сбора продуктов очистки

Количество твердых и жидких примесей в газе после установки очистки соответствует требованиям, предъявляемым заводами-изготовителями агрегатов.

Тип и количество аппаратов установки очистки газа определены на основе гидравлических расчетов и характеристики аппарата.

ПО контрольно-измерительным приборам предусмотрены минимальные по необходимости измерения параметры:

- Перепад давлений между входным и выходным коллекторами с выводом сигнала на АСУ ТП КС;
- Местные измерения давления по входу и выходу каждого аппарата;
- Контроль уровня и выдачу сигнала для автоматического сброса жидкости.

2.3.4. Технологические трубопроводы КС и запорная арматура

Конструктивное исполнение трубопроводов технологического газа КС (входные и выходные шлейфы, коллекторы, обвязка установок очистки газа, коллектор буферного газа и обвязка нагнетателей) обеспечивают ресурс безопасной эксплуатации с учетом п. 7.5.1. ВРД 39-1.8-055-2002.

Трубопроводная обвязка КС проверена на статическую и динамическую устойчивость в экспертной организации, определенной ПАО «Газпром».

С целью обеспечения условий для качественной осушки подземных трубопроводов после гидравлических испытаний предусмотрены: уклоны всех коллекторов и минимально необходимое количество «перьев» и «свеч» с верхней образующей коллекторов.

На газовой обвязке КС предусмотрена возможность проведения специальными средствами периодического контроля и диагностики технического состояния трубопроводов, оборудования и фундаментов.

На площадке КС предусмотрены установка геодезических реперов, а на подземных газопроводах «высокой стороны» КС – стационарных геодезических марок.

Так же предусмотрено применение азотной установки, использующей технологию получения азота из воздуха в полволоконных мембранных модулях,

для использования азота при продувки газовых коммуникаций КС в период проведения огневых, ремонтных работ.

Для снабжения ЦБН воздухом, для системы газодинамических уплотнений, предусмотрена установка воздушной компрессорной с ресиверами. Необходимо определиться с мощностью установки и производительностью.

Предусмотрены трубопроводы для газоснабжения существующей котельной от АГРС.

2.3.5. Узел подключения

Площадки узлов подключения выполнены выполнены в соответствии с требованиями, предъявляемыми к площадке КС, в том числе по планировке, водоотведению, поверхностных и грунтовых вод, освещению, молниезащите, ограждению, периметральной сигнализации и в соответствии с разделом 3 ВРД 39-1.8-055-2002.

Для обслуживания узла подключения предусмотрены освещенная подъездная автодорога и пешеходная дорожка от площадки КС.

На входном и выходном щлейфах предусмотрены дополнительные общие отсечные краны с соответствующей обвязкой, т.к. КЦ будет подключаться к двум ниткам газопровода.

На входном шлейфе предусмотрено техническое решение для предотвращения попадания жидкости в шлейф в момент очистки газопровода.

Дистанционным управлением оснащена следующая запорная арматура:

- Охранные краны;
- Краны на всасывающих и нагнетательных щлейфах (№7 и №8);
- Краны обводной линии КС (№ 20);
- Краны на продувочных свечах (№ 17 и № 18)

На трубопроводах, соединяющих узел подключения и площадку КС (шлейфы, газ на собственные нужды) предусмотрена установка изолирующих вставок.

Так же на входном шлейфе КС предусмотрено устройство технологического замера расхода газа с использованием накладных ультразвуковых газовых расходомеров.

Для обслуживания обратных клапанов подземной установки есть колодцы.

До и после крана № 20 имеется отбор газа на собственные нужды.

2.3.6. Система электроснабжения

По Правилам устройства электроустановки согласно РД 51-122-87 ("Категорийность электроприемников объектов газовой промышленности") электроснабжение КС должно осуществляться от 2 независимых источников электропитания, т.е. по I категории. I категория электроснабжения допускает перерыв только на время действия автоматики включения резерва (АВР) 1-3 с. Кроме этого, КС должны быть обеспечены третьим аварийным источником электроснабжения - дизельной электростанцией.

Предусмотрено и реализовано отдельно стоящее здание ЗРУ-10 кВ в капитальном исполнении. В ЗРУ-10 кВ установлено комплектное распределительное устройство с ячейками типа К-204 ЭП, компенсаторы реактивной мощности. Так же установлено устройство резистивного заземления нейтрали.

Расположение КРУ двухрядное с двухсторонним обслуживанием. Устройство вводов от внешних сетей электроснабжения присоединено к шинным мостам от проходных изоляторов до ячеек ввода секций 1 и 2.

Так же в ЗРУ-10 кВ установлены элегазовые выключатели и блоки релейной защиты Seram.

Для электроснабжения сторонних потребителей предусмотрена установка 3 секции шин в ЗРУ-10 кВ. Подключение 3 секции выполнено от ЗРУ-10 кВ кабелем через разделительный трансформатор 10/10 кВ. На каждом присоединении установлен учет электроэнергии с перспективой подключения к АСКУЭ.

Кабельные сети до сооружений КС выполнены по эстакадам.

Для осуществления электроснабжения ЭГПА и вспомогательных устройств по классу напряжения 0,4 кВ компрессорного цеха предусмотрена установка КТП 10/0,4 кВ внутри здания КЦ.

В качестве аварийного источника электроснабжения на КС установлена дизельная электростанция, мощностью 512 кВт. Электростанция в случае аварийной ситуации обеспечивает питание наиболее ответственных потребителей компрессорного цеха.

В качестве источника постоянного тока и источника гарантированного питания КС используются аккумуляторные батареи герметичные с гелиевым наполнением.

Для питания постоянным током автоматики и автоматики ЗРУ-10 кВ и аварийного освещения на КС устанавливаются аккумуляторные батареи кислотного типа С, СК, СН, как более долговечные и требующие меньше места для размещения. Для питания автоматики ГПА используется напряжение = 24 В. Для питания системы управления кранов "Вега" и аварийного освещения используется

постоянное напряжение равное 220 В. Аккумуляторные батареи устанавливаются в специально отведенных помещениях, оборудованных приточно-вытяжной вентиляцией. Для подзаряда аккумуляторов устанавливаются 2 полупроводниковых выпрямителя: рабочий и резервный. Аккумуляторная батарея напряжением 220 В оснащается выпрямителями типа ВАЗП-260/380-80/40, аккумуляторная батарея напряжением 24 В оснащается выпрямителями типа ВУТ-31/60-260.

Постоянное напряжение от аккумуляторной батареи через автомат и рубильник подводится к щиту постоянного тока (ЩПТ). Щит постоянного тока разделен рубильниками на 2 секции.

Напряжение на нагрузку подается от обеих секций. Схемы питания постоянным током радиально-кольцевая. Подключение нагрузок осуществляется через ключи (автоматы) и предохранители. Щит постоянного тока оборудован приборами контроля напряжения на батарее, тока нагрузки, тока под заряда, реле понижения и повышения напряжения, реле контроля земли и т.д.

При снижении изоляции любого из полюсов батареи ниже 20 кОм срабатывает реле контроля "ЗЕМЛЯ" и подает сигнал на ГЩУ. На ГЩУ также должны быть выведены сигналы отключения под зарядных агрегатов.

Снижение изоляции батареи ниже 20 кОм может привести к ложным срабатываниям соленоидов кранов и аварийным остановкам агрегатов и КС в целом.

Контроль изоляции батареи проводится по показаниям вольтметра, подключаемого полюсам батареи с помощью переключателя.

Емкость аккумуляторной батареи выбирается из условий обеспечения выбега и охлаждения ротора ГТУ при полном исчезновении напряжения за 2-3 ч.

От щита постоянного тока запитан блок аварийного освещения. В нормальном режиме светильники аварийного освещения запитаны от переменного напряжения ~220 В.

При исчезновении переменного напряжения ~220 В отключается контактор переменного тока и включается контактор постоянного тока от аккумуляторной батареи.

При восстановлении переменного напряжения ~220 В отпадает контактор постоянного тока и подтягивается снова контактор переменного тока.

2.3.7. Система технологической связи

Сначала проведен анализ существующих технических средств, линий и сооружений связи в районе строительства объекта. Предусмотрено максимальное использование имеющихся ресурсов технологической сети связи. Проведено

обследование существующих сооружений связи в целях определения их пригодности и требуемых объемов реконструкции.

Было решено использовать существующую АТСИ2000.

Так же было решено осуществить строительство кабельной канализации и установку кабельных колодцев между зданиями КС, строительство структурированной кабельной сети и ЛВС по территории и помещениям компрессорной станции с использованием ВОЛС, с выходом на РСПД.

Для осуществления технологической связи между объектами ООО «Газпром трансгаз Томск» были использованы каналы связи, предусмотренные проектом «Реконструкция радиорелейной линии технологической связи «Трал-400/24» Нижневартовск – Парабель – Томск».

Для осуществления видеомониторинга состояния технологических объектов компрессорной станции в соответствии с отдельными техническими требованиями, была предусмотрена система видеонаблюдения, которая обеспечивала передачу видеоизображения на монитор сменного инженера компрессорной станции и в ПДС Администрации.

2.3.8. Отопление и вентиляции и кондиционирования воздуха

Система теплоснабжения зданий и сооружений сделаны отдельными для отопительно-вентиляционных потребителей и нужд бытового и производственного горячего водоснабжения.

Отопление помещений КТП и ЗРУ выполнено электрическими нагревательными приборами со встроенными термостатами.

В помещениях диспетчерской и операторной выполнена система водяного отопления с нагревательными приборами улучшенного дизайна с автоматическими термостатами.

Вентиляция зданий и сооружений КС должна обеспечить:

- ассимиляцию избыточных тепловыделений;
- нормативные кратности обмена воздуха в производственных, административно-бытовых и вспомогательных помещениях;
- разбавление до 10 % нижней концентрации предела распространения пламени горючих и взрывоопасных веществ, обращающихся в технологических процессах;
- нормативно допустимые значения температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха;

В компрессорном цехе предусмотрены:

- общеобменную приточно-вытяжную вентиляцию;
- приточно-вытяжную вентиляцию для ассимиляции теплоизбытков в помещениях залов нагнетателей;

- вытяжную систему вентиляции для выброса воздуха от систем охлаждения преобразователя частоты и электродвигателя ЭГПА;
- аварийную вытяжную механическую вентиляцию в помещениях залов нагнетателей.

В помещениях диспетчерской, операторной и аппаратной предусмотрено:

- приточно-вытяжную механическую вентиляцию из расчета круглогодичного обеспечения оптимальных температур и скорости внутреннего воздуха;
- кондиционирование воздуха с подачей приточного воздуха в обслуживаемую зону.

В помещении аккумуляторной предусмотрены механическая и естественная приточно-вытяжную вентиляцию.

Автоматизацию приточно-вытяжных вентустановок и местных отопительных систем выполнены в следующем объеме:

- автоматическое и дистанционное отключение приточно-вытяжных вентустановок при пожаре, за исключением установок, подающих воздух в тамбуры-шлюзы взрывоопасных помещений;
- автоматический от газоанализаторов и дистанционный пуск систем аварийной вентиляции компрессорного цеха помещений залов нагнетателей;
- автоматический пуск резервных вентагрегатов при выходе из строя основных;
- автоматическое регулирование температуры приточного воздуха;
- автоматический прогрев воздухонагревателей перед пуском приточных установок в холодный период года.

Системы автоматического регулирования и блокировки выполнены электрические.

Для всех вентиляционных систем, кроме местного управления, предусмотрен дистанционный пуск из обслуживаемых помещений.

2.3.9. Теплоснабжение, водоснабжение и канализация

На площадке КС вода используется на питьевые, производственные и противопожарные нужды. Водоснабжение предусмотрено от существующих водопроводных сетей.

Отвод канализационных стоков выполнен в существующие одноименные сети.

Система теплоснабжения компрессорной станции выполнена в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами от существующих блочных модульных котельных с параметрами теплоносителя 70 – 95 °С.

2.3.10. Системы пожарной сигнализации и пожаротушения

Здания, сооружения, помещения, оборудование КС оборудованы автоматическими установками пожаротушения, пожарной сигнализации и системами оповещения людей о пожаре, а также внутренним противопожарным водопроводом согласно действующим нормативным документами.

Тип автоматической установки пожаротушения (пожарной сигнализации), способ тушения определены в зависимости от технологических, конструктивных и объемно-планировочных особенностей защищаемых зданий, помещений и оборудования с учетом требований действующих нормативно-технических документов.

Так же предусмотрены газовое пожаротушение следующих объектов:

- подпольные каналы машинных залов электродвигателей;
- подпольные каналы КТП компрессорного цеха;
- аппаратная АСУ, включая техподполье;
- техподполье помещения операторной.

В качестве огнетушащего вещества в составе автоматических установок пожаротушения применена двуокись углерода.

Предусмотрен контроль загазованности следующих объектов:

- галерея нагнетателей;
- машинный зал КЦ;
- аккумуляторная;
- котельная.

Системы АУПТ и АУПС интегрированы в комплексе АСУ ТП КС.

АУПТ выполняют функции автоматической пожарной сигнализации и формировать сигналы на оповещение о пожаре, аварийный останов технологического оборудования и на отключение приточно-вытяжной вентиляции.

АУПТ имеют местное, дистанционное и автоматическое управление.

В зависимости от первичного признака пожара и категорий производства, в защищаемых помещениях устанавливаются тепловые и дымовые пожарные извещатели.

Для выдачи сигнала о пожаре при его визуальном обнаружении, здания и сооружения оснащаются ручными пожарными извещателями.

2.3.11. Защита от коррозии

При защите подземных коммуникаций от коррозии применены станции катодной защиты нового поколения.

Применено оборудование ЭХЗ, разрешенное в ПАО «Газпром».

Система коррозионного мониторинга КС включена в общую систему АУС ТП КС.

Для контроля защитного потенциала на подземных коммуникациях предусмотрены контрольно-диагностические пункты, оборудованные электродами сравнения длительного действия.

Электроснабжение станций катодной защиты предусмотрены по I категории надежности.

Для подземных стальных технологических трубопроводов и их элементов предусмотрена комплексная защита от коррозии изоляционными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

Изоляция технологических трубопроводов КС и их элементов

(соединительные детали, запорно-регулирующая арматура) выполнены из полимерных материалов, нанесенных в заводских условиях.

Изоляция переходов «земля-воздух» выполнена при помощи термоусаживающихся манжет.

Участки трубопроводов при надземной прокладке изолированы от опор. Общее сопротивление этой изоляции должно быть не менее 100 кОм на каждой опоре.

Смежные коммуникации защищены при помощи блоков совместной защиты и динодно-резисторных блоков.

Дренажные кабели от СКЗ до сооружений и анодных заземлений выполнены медным двужильным кабелем в двойной полимерной изоляции.

В качестве электродов анодного заземления применены электрод, со сроком службы не менее 30 лет. Тип анодного заземления выбраны исходя из местных условий, с учетом литологии, агрессивности грунтов и отсутствия вредного влияния на другие коммуникации.

Электрохимзащита подземных сооружений площадки компрессорного станции от почвенной коррозии выполнены отдельно от магистральных газопроводов. Для этого на газопроводах-шлейфах установлены электроизолирующие вставки.

2.3.12. Учет газа и метрология

Учет компримированного газа по ГПА и КС обеспечен в целом.

На узлах учета газа предусмотрены расходомеры с автоматическими вычислителями (корректорами) расхода и дистанционной передачей данных в АСУ ТП.

Обеспечен коммерческий учет тепловой и электрической энергии.

Обеспечен лабораторный контроль показателей качества газа и параметров экологического мониторинга.

3. Проведение технологического расчета объекта исследования.

3.1. Технологический расчет магистрального газопровода

Проведем технологический расчет участка магистрального газопровода Томской области.

Для технологического расчета принимаем следующие общие данные: производительность $Q = 9$ млрд.м³/год; длина трубопровода $L = 111$ км; давление компрессорной станции $P_1 = 5,4$ МПа; давление в конце участка $P_2 = 3,9$ МПа; температура газа в начале участка $t_1 = +30^\circ\text{C}$; температура газа в конце участка $t_2 = +3^\circ\text{C}$; начальные и конечные нивелировочные отметки не превышают 100 метров.

Данные состава природного газа представлены в таблице 2.1. [25].

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

Технологический расчет трубопровода МГ будем выполнять согласно ОНТП 51-1-85 «Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы» [26].

Методика технологического расчета магистральных газопроводов включает в себя:

- определение стационарных гидравлических режимов работы линейных участков;
- определение стационарных тепловых режимов работы линейных участков;
- вычисление пропускной способности и производительности магистрального газопровода;
- определение режимов работы компрессорных станций.

3.2. Определение пропускной способности и производительности магистрального трубопровода

Определим пропускную способность МГ (млн.м³/сут., 20 °С, Pст) по формуле:

$$q_0 = \frac{Q_3 \cdot 10^3}{365 \cdot K_u} = \frac{9 \cdot 1000}{365 \cdot 0,922} = 26,74 \text{ млн.м}^3/\text{сут} \quad (3.2.1)$$

где q_0 - производительность магистрального газопровода в стандартных условиях, млрд.м³/г;

$$K_{и}^0 = K_{ро} K_{эт} K_{нд}^0 = 0,95 \cdot 0,98 \cdot 0,99 = 0,992 \text{ млн.м}^3/\text{сут} \quad (3.2.2)$$

$K_{ро}$ - коэффициент расчетного обеспечения снабжения газом, принимаем 0,95 [48];

$K_{эт}$ - коэффициент $T_{экстр}$, принимаем $K_{эт} = 0,98$;

$K_{и}^0$ - оценочный коэффициент;

$K_{нд}^0$ - оценочный коэффициент надежности МГ, значение коэффициента 0,99 принимаем по таблице 2.2

Таблица 2.2 Оценочный коэффициент надежности газопровода газоперекачивающих агрегатов

Длина газопровода, км	Тип газоперекачивающих агрегатов				
	С газотурбинным и электрическим приводом				ГМК
	Диаметр газопровода, мм				
	1420	1220	1020	820	≤820
1	2	3	4	5	6
500	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
1000	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
1500	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98
2000	0,96	0,97	0,97	0,98	0,96
2500	0,95	0,96	0,97	0,97	0,95
3000	0,94	0,95	0,96	0,97	0,94

Вычисление основных технологических параметров транспортировки газа должно производиться для базовых газопроводов по оценочной пропускной способности, найденной по формуле (3.2.1) при среднегодовой температуре окружающей среды (наружный воздух и грунт).

Проектная производительность базовых магистральных газопроводов определим по формуле:

$$Q_{п} = K_{И} \sum (q_i \tau_i) 10^{-3} \cdot 10 = 0,88445 \cdot \sum (26,74 \cdot 365) = 8,632 \text{ млрд. м}^3/\text{год}, \quad (3.2.3)$$

где q_i – пропускная способность газопровода в i -то м расчетном периоде, млн.м³/сут;

τ_i – количество дней в i -то м расчетном периоде, дни;

$K_{И}$ – коэффициент использования пропускной способности

магистрального газопровода, который должен определяться по формуле:

$$K_{И} = K_{РО} K_{ЭТ} K_{НД} = 0,95 \cdot 0,98 \cdot 0,95 = 0,88445 \quad (3.2.4)$$

Значения коэффициентов, входящих в формулу (3.2.4) следующие:

- $K_{РО} = 0,95$ – для всех газопроводов;

- $K_{ЭТ} = 0,98$.

При определении значения коэффициента надежности пользуются методикой расчета магистральных газопроводов, которая была разработана ВНИИГАЗом. Определяя коэффициент надежности, учитывается вся

протяженность газопровода несмотря на то, что проектируется его отдельный участок [27].

Соотношение количества рабочих и резервных газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции однониточных газопроводов следует выбирать согласно таблице 3.

Таблица 3. Соотношение количества рабочих и резервных газоперекачивающих агрегатов

Газоперекачивающие агрегаты с приводом от электродвигателя			
Неполнонапорные		Полнонапорные	
Рабочие	Резервные	Рабочие	Резервные
5	6	7	8
2	1	2	1
3	2*	3	1
6	2	4	2*
-	-	5	2
-	-	6	2

Соотношение количества рабочих и резервных газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции рассматриваемого газопровода выбираем следующее: 4 рабочих и 1 резервный (неполнонапорные).

3.3. Расчет режимов работы компрессорной станции и обоснование установки электроприводного газоперекачивающего агрегата

Компрессорная станция является неотъемлемой и составной частью магистрального газопровода, которая обеспечивает транспортировку газа, служит управляющим элементом в комплексе сооружений.

Режим работы газопровода определяется параметрами работы компрессорной станции.

Компрессорная станция обеспечивает регулировку режима работы газопровода в зависимости от потребления газа, максимально используя

аккумулирующую способность газопровода. Отбор газа для газораспределительной станции производится до входа в компрессорную станцию.

Проведем расчет режимов работы компрессорной станции.

Для компрессорной станции характерны следующие исходные данные:

- коммерческая производительность, $Q_{\text{км}} = 9$ млрд.м³/год;
- рабочее давление компрессорной станции, $P_1 = 5,4$ МПа;
- давление в компрессорную станцию на входе, $P_2 = 3,9$ МПа;
- температура газа компрессорной станции на выходе, $t_1 = 30$ °С;
- температура газа на входе в компрессорную станцию, $t_2 = 7$ °С;
- диаметр газопровода на входе и выходе, $D = 1020$ мм.

Давление газа, $P_{\text{вс}}$ на входе компрессорного цеха определим по формуле:

$$P_{\text{вс}} = P_2 - \delta P_{\text{вх}},$$

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

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

Значение потери давления газа в технологических коммуникациях компрессорной станции принимаем $\delta_{\text{Рвх}}=0,08$ (таблица 3.4) [26].

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

На компрессорной станции предполагается установить газоперекачивающие агрегаты с электроприводом типа ГПА-4,0/8200-56/1,26-Р и нагнетателем типа

НЦ-4,0/56-1,26, основные характеристики которых представлены в таблице 3.5, 3.6.

Таблица 3.6 Техническая характеристика газоперекачивающего агрегата с электроприводом

Наименование параметра	Значение
Тип агрегата	4,0/8200-56/1,26-Р
Мощность, кВт	4000
Напряжение, В	10000
Частота вращения, об/мин	8200
Коэффициент мощности	0,9
КПД электродвигателя, %	97,2
Тип центробежного нагнетателя	НЦ-4,0/56-1,26
Степень сжатия	1,26
Абсолютное давления на нагнетателе, МПа	4,36
Частота вращения ротора нагнетателя, об/мин	8200
$z_{пр}$	0,91
$R_{пр}$, Дж/(кг·К)	490,5
$(T_{вс})_{пр}$, К	287,15

Таблица 3.7 Параметры центробежного нагнетателя

Тип нагнетателя	$z_{пр}$	$R_{пр}$, Дж/кг·К	$T_{пр}$, К	$Q_{пр min}$, м ³ /мин	$Q_{пр max}$, м ³ /мин	n_n , мин ⁻¹	$\eta_{по}$ L_{max}
1	2	3	4	5	6	7	8
НЦ-4,0/56-1,26	0,91	490,5	287,15	141,60	290	8200	0,8



Рис. 5. ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р с нагнетателем типа НЦ-4,0/56-1,26

Состав электроприводного газоперекачивающего агрегата:

- центробежный нагнетатель природного газа;
- асинхронный высокоскоростной электродвигатель;
- полупроводниковый преобразователь частоты;
- агрегатная система автоматического управления и регулирования;
- аппарат воздушного охлаждения газа с вентильным электроприводом;
- система активного магнитного подвеса;
- система электроснабжения.

Объемную производительность при параметрах на входе в нагнетатель Q м³/мин., определим по формуле:

$$Q = \frac{0,24 Q_h z_{вс} T_{вс}}{P_{вс}},$$

где Q_h - производительность центробежного нагнетателя, млн.м³/сут (при 293,15 К и 0,1013 МПа);

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

$P_{вс}$ - абсолютное давление, МПа;

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

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

$$Q_k = \frac{q_{kn}}{m},$$

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

В нашем случае $m=1$

$$Q_k = 9/1 = 9 \text{ млн.м}^3/\text{сут}$$

$$z_{вс} = 1 - \frac{0,0241P_{np2}}{\tau},$$

$$\tau = 1 - 1,68T_{np2} + 0,78T_{np2}^2 + 0,0107T_{np2}^3.$$

$$P_{np2} = \frac{P_2}{P_{нк}}$$

$$T_{np2} = \frac{T_2}{T_{нк}}$$

$$P_{np2} = \frac{3,9}{4,614} = 0,8453$$

$$T_{np2} = \frac{280,15}{213,14} = 1,314$$

где P_{np} , T_{np} – приведенные давление и температура;

$P_{нк}$ – псевдокритическое давление;

$T_{нк}$ – псевдокритическая температура;

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

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

$$z_{вс} = 1 - \frac{0,0241 \times 0,8453}{0,2399} = 0,8904$$

$$Q = \frac{0,24 \times 9 \times 280,15}{3,9} = 138,15 \text{ м}^3/\text{мин}$$

Определим мощность N кВт, потребляемую нагнетателем:

$$N = \frac{N_i}{0,95\eta_m},$$

где η_m – коэффициент полезного действия нагнетателя и редуктора, для электроприводных ГПА принимаем 0,96; 0,95 – коэффициент, учитывающий допуски и техническое состояние нагнетателя [30].

Если приведенные характеристики нагнетателя отсутствуют, то до пускается приближенное расчетное определение внутренней мощности нагнетателя, кВт, определим по формуле:

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

где ε - степень повышения давления в нагнетателе;

$\eta_{пол}$ - политропический коэффициент полезного действия нагнетателя, при отсутствии данных, принимаем 0,80.

$$\varepsilon = \frac{P_{\text{наг}}}{P_{\text{вс}}} = \frac{5,4}{3,9} = 1,3846,$$

$$N_i = \frac{55,6 \times 3,9 \times 138,15}{0,8} (1,3846^{0,3} - 1) = 3639,95 \text{ кВт},$$

$$N = \frac{3639,95}{0,95 \times 0,96} = 3991,173 \text{ кВт}.$$

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

$$\rho_{\text{вс}} = \frac{P_{\text{вс}}}{z_{\text{вс}} R T_{\text{вс}}},$$

где $z_{\text{вс}}$ – коэффициент сжимаемости газа при входе в нагнетатель;

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

$T_{\text{вс}}$ – температура газа на входе в нагнетатель, К;

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

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

$$\rho_{\text{вс}} = \frac{3,9 \cdot 10^6}{0,8904 \cdot 414,51 \cdot 286,15} = 37,990 \text{ кг/м}^3.$$

Определение параметров центробежных нагнетателей выполним по их приведенным характеристикам, что позволит учитывать отклонение параметров газа на входе в нагнетатель.

Приведенная объемная производительность, м³/мин.

$$Q_{\text{пр}} = Q \frac{n}{n_n},$$

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

$$Q_{\text{пр}} = 138,15 \frac{8200}{8000} = 141,6 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

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

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

3.1.

$$\left(\frac{n}{n_H}\right)_{пр} = \frac{8000}{8200} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 287,15 \cdot 490,5}{0,8904 \cdot 280,15 \cdot 414,51}} = 1,074$$

Принимаем значение фактической частоты вращения вала нагнетателя $n = 8000$ об/мин.

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

- характеристика центробежного нагнетателя в форме зависимостей степени повышения давления:

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{вс}},$$

- политропического коэффициента полезного действия $\eta_{пол}$ и приведенной относительной мощности:

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{вс}},$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}}\right)_{пр} = \frac{N_i}{\rho_{вс}} \left(\frac{n_H}{n}\right)^3,$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}}\right)_{пр} = \frac{3639,95}{37,990} \left(\frac{8200}{8000}\right)^3 = 103,18 \text{ кВт/кг} \cdot \text{м}^3.$$

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

$$(N_i)_{пр} = \frac{N_i \cdot (P_{вс})_{пр}}{P_{вс}} \sqrt{\frac{z_{пр}(T_{вс})_{пр} R_{пр}}{z_{вс} T_{вс} R}},$$

$$(N_i)_{пр} = \frac{3639,95}{3,9} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 287,15 \cdot 490,5}{0,8904 \cdot 286,15 \cdot 414,51}} = 3146,22 \text{ кВт.}$$

- от приведенной производительности

$$(Q_k)_{пр} = Q_k \sqrt{\frac{z_{вс} T_{вс} R_{пр}}{z_{пр}(T_{вс})_{пр} R}},$$

$$(Q_k)_{пр} = 9 \cdot \sqrt{\frac{0,8904 \cdot 286,15 \cdot 490,5}{0,91 \cdot 287,15 \cdot 414,51}} = 8,647 \text{ млрд м}^3/\text{год.}$$

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

$$(Q)_{np} = Q \cdot \sqrt{\frac{z_{np}(T_{вс})_{np} R_{np}}{z_{вс} T_{вс} R}}$$

$$(Q)_{np} = 138,15 \cdot \sqrt{\frac{0,91 \cdot 287,15 \cdot 490,5}{0,8904 \cdot 286,15 \cdot 414,51}} = 152,19 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Зависимость повышения температуры газа в нагнетателе $\Delta t_n (\Delta T_n)$ от его объемной приведенной производительности для различных значений приведенных относительных оборотов.

$$\left(\frac{n}{n_{np}}\right)_{np} = \frac{n}{n_{np}} \sqrt{\frac{z_{np} R_{np}}{z_{вс} R}}$$

$$\left(\frac{n}{n_{np}}\right)_{np} = \frac{8000}{8200} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 490,5}{0,8904 \cdot 414,51}} = 1,072.$$

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

$$T_{наг} = T_{вх} \varepsilon^{\frac{k-1}{k} \eta_{пол}},$$

где $k = 1,31$;

$$T_{наг} = 280,15 \cdot 1,141^{\frac{1,31-1}{1,31-0,8}} = 302,563 \text{ К.}$$

Определим P_k по формуле:

$$P_k = \sqrt{\frac{p_n^2 - Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot z_{ср} \cdot T_{ср} \cdot l}{105,087^2 \cdot D_{вн}^5}}$$

$$p_k = \sqrt{5,4^2 - \frac{138,15^2 \cdot 0,692 \cdot 1,291 \cdot 10^{-2} \cdot 0,89 \cdot 291,76 \cdot 111}{105,087^2 \cdot 0,1020^5}} = 3,867 \text{ МПа.}$$

Определим среднее давление по формуле:

$$p_{ср} = \frac{2}{3} \left(p_n + \frac{p_k^2}{p_n + p_k} \right) = \frac{2}{3} \left(5,4 + \frac{3,867^2}{5,4 + 3,867} \right) = 4,603 \text{ МПа}$$

В ходе расчета были проработаны нормативные документы в области технологического проектирования и сооружения магистральных газопроводов.

По результатам расчетов определены расчетные параметры, которые представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Расчетные параметры реконструируемой КС

Наименование расчетного параметра	Значение
1	2
Конечное давление P_k , МПа	3,9
Среднее давление P_{cp} , МПа	4,603
Приведенная температура $T_{пр}$	1,54
Приведенное давление $P_{пр}$	0,965
Тепло емкость газа C_p , кДж/(кг·К)	2,560
Коэффициент Джоуля-Томсона Di , К/МПа	3,936
Параметр a_t	$2,6 \cdot 10^{-3}$
Средняя температура T_{cp} , К	291,76
Средний коэффициент сжимаемости Z_{cp}	0,890
Динамическая вязкость газа μ , Па·с	$1,176 \cdot 10^{-5}$
1	2
Число Рейнольдса Re	$33,7 \cdot 10^7$
Коэффициент сопротивления трения $\lambda_{тр}$	$11,1 \cdot 10^{-3}$
Коэффициент гидравлического сопротивления λ	$1,291 \cdot 10^{-2}$
Конечное давление P_k , МПа	3,9
Относительная погрешность по давлению, %	0,08

Установлено, что проектная пропускная производительность соответствует прогнозной динамике потоков газа по газопроводу, которая составляет 9,52 млрд м³/год.

Показано, что применяемые для технического перевооружения компрессорной станции электроприводные агрегаты с регулируемым числом оборотов обеспечивают заданные режимы работы компрессорной станции.

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.

Важнейшей задачей при производстве работ по техническому перевооружению газоперекачивающих агрегатов компрессорной станции магистрального газопровода является соблюдение правил и требований промышленной безопасности.

Для компании также важен вопрос организации экологической безопасности на производстве. В процессе трудовой деятельности используется разное сырье и инструменты, поэтому соблюдение всех экологических норм крайне важно для обеспечения и организации безопасных условий труда на производстве.

Объектом исследования данной работы является рассмотрение технического перевооружения компрессорной станции.

В административном отношении район производства работ относится к Колпашевскому району Томской области. Компрессорная станция состоит из одного цеха и подключена к одной нитке двухниточного магистрального газопровода «Нижневартовский ГПЗ – Парабель – Кузбасс» на км 559.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства

Для соблюдения безопасности жизнедеятельности работников при выполнении работ по ремонту, обслуживанию и эксплуатации трубопроводов, их трудовую деятельность регулируют следующие основные правовые и нормативные акты, а также отраслевые регламенты:

1. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014);
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08 - 624-03;

3. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г;

Также в соответствии с ФЗ от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда» и статьями 147 и 117 ТК РФ, рабочий персонал компании в праве получать денежную надбавку в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в течении 7 дней. Надбавка к заработной плате также полагается за работу в ночное время, работа в праздничные и выходные дни и за сверхурочную работу.

Трудовой кодекс РФ ст. 91 регламентирует нормальную величину продолжительности рабочего времени 40 часов в неделю. Однако согласно статье 300 ТК РФ, в случае вахтового метода работы, ведется суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или за другой период не превышающий одного года.

В случае проведения работ в условиях Крайнего Севера, рабочие компании имеют права и льготы, отраженные в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

Организационные работы по компоновке рабочей зоны сотрудников

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. Основным рабочим местом машиниста технологических компрессоров является цех по техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации газопровода. Трудовая деятельность работника в цеховых условиях регламентируется следующими государственными стандартами безопасности труда:

1. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»
2. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ «Оборудование производственное. Общие эргономические требования»

3. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»

Для снижения травмоопасности работников на рабочих местах сотрудники в обязательном порядке должны быть обеспечены в полной мере спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, согласно следующему регламенту: «Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам»

При работе непосредственно на самом трубопроводе или сопутствующих его объектов, рабочим местом могут являться объекты линейной части трубопровода, сам трубопровод или специальные ремонтные котлованы, предназначенные для капитального ремонта. Каждый вид таких работ, проводимый на выездных объектах, регулируется руководящими документами компании и правилами по охране труда для каждого вида работ.

4.2 Производственная безопасность

Таблица 4.1

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтно-восстановительных работ

Факторы	Этапы работ	Нормативные документы
(ГОСТ 12.0.003-2015)	Ремонтно восстановительные работы	–
1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [8]
2. Электрический ток Электрическая дуга и металлические искры при сварке	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [6]

3. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	ГОСТ 12.1.005-88 [7]
4. Превышение уровней шума	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [8]
5. Превышение уровней вибрации	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [9]
6. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	ГОСТ 12.1.046-2014 [10]
7. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [7]
8. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	+	ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ [12]

4.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные и опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении технического перевооружения газоперекачивающих агрегатов компрессорной станции, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

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

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах. [8]

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

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

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

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

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза. [6]

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

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

3. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах, приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды, устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С. При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежедневно должен быть обеспечен обогрев в помещении с температурой +25 °С. [7]

В зимнее время работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

4. Превышение уровней шума.

Влияние повышенного уровня шума как в цехе, так и за его пределами неблагоприятно для трудовой деятельности работника. На всех этапах производственного цикла рабочего сопровождает различная техника или оборудование, издающая повышенный уровень шума.

Повышенный уровень шума влияет на центральную нервную систему человека, является причиной сердечно-сосудистых заболеваний, повреждает органы слуха работника, нарушает обмен веществ и т.д. Шум также напрямую влияет на трудовую деятельность человека: замедляет реакцию работника, увеличивает шанс травматичности; снижает его внимание на рабочем месте, что приводит к повышенному количеству ошибок при выполнении разного рода работ.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 допустимый уровень шума составляет 80 дБА.[8]

Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

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

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.[8]

5. Превышение уровней вибрации

Источниками вибрации являются колебания машин, аппаратов, оборудования, строительных конструкций и сооружений.

Неблагоприятное влияние вибрации на организм человека характеризуется локальным действием на ткани и заложенные в них многочисленные экстеро- и интерорецепторы (прямой микротравмирующий эффект) и опосредованно через центральную нервную систему на различные системы и органы. Важную роль играют вторичные расстройства в результате нарушения трофики, вызванного сосудистой дисфункцией.

Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.[9]

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- применением средств виброзащиты;
- организационно-техническими мероприятиями: поддержание технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации. [9]

6. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

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

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, и способствует развитию близорукости. [10]

7. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Во время производства работ на строительной площадке при использовании специальной техники в рабочей зоне образуется запыленность, которая неблагоприятно воздействует на дыхательные пути человека.

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

- для нефти – 300 мг/м³;
- для метана (4-ый класс опасности) – 300 мг/м³.
- для одорантов, в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH) (2-ой класс опасности) – 1 мг/м³.
- для сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) (2-ой класс опасности) – 3 мг/м³.
- для сернистого газа (SO₂) (3-ий класс опасности) – 10 мг/м³
- для метанола (CH₃OH) – 5 мг/м³.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах, защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем. [7]

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

В районе строительства возможно возникновение инфекционных заболеваний, вызываемых весенне-летним клещевым энцефалитом. Заражение КВЭ происходит в период с апреля по сентябрь, с весенне-летним пиком во время наибольшей активности перезимовавших клещей. В связи с этим необходимо проведение иммунизации против клещевого энцефалита.

В летнее время года, работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща. [12]

4.3 Экологическая безопасность

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её

устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Защита атмосферы

При выполнении строительно-монтажных работ воздействие на приземный слой атмосферы будет связано с неорганизованными и организованными выбросами загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу. Выбросы являются неизбежными. Все источники выбросов ЗВ в атмосферу в период строительства – передвижные.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются: автотранспорт и строительная техника; сварочный агрегат; битумоварочные котлы; земляные работы; аппарат газовой резки; изоляционные работы; окрасочные работы.

Проектом предлагаются следующие природоохранные мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание (силами Подрядчика) для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта в расчетных пределах;
- допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии;
- наблюдение за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности.

Защита гидросферы

В ходе реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода возможна ситуация разлива горюче-смазочных материалов на почву и в ближайшие водные объекты. В таком случае используют средства для локализации разлива на водной поверхности (оградительные боновые заграждения), а также при необходимости сбора большого объема ГСМ возможно применение нефтесборного оборудования для сбора нефтяных пленок и устранения последствий разлива.

Защита литосферы

Ремонт трубопроводов оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растепляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры. При растеплении, происходит процесс эрозии. Эрозии сильно подвергаются мелкозернистые пылеватые пески, пылеватые суглинки, глины лессы, лессовидные суглинки.

4.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На объектах магистрального газопровода наиболее вероятно следующие чрезвычайные ситуации: наводнения; ураганы; лесные пожары; разгерметизация МН; сейсмическая активность.

4.4.1. Мероприятия по предотвращению ЧС, разработка порядка действий в случае ЧС

Наиболее вероятной ЧС на газовых предприятиях является пожар.

В случае возникновения пожара каждый сотрудник обязан:

- немедленно сообщить об этом по телефону в пожарную охрану (при этом необходимо назвать адрес объекта, место возникновения пожара, а также сообщить свою фамилию);
- поставить в известность руководство, диспетчера или ответственного дежурного по объекту о наличии возгорания или его признаков;
- по возможности принять меры для эвакуации людей;
- по возможности принять меры для тушения пожара.

До приезда пожарных следует попытаться ликвидировать очаг пожара с помощью первичных средств пожаротушения (песка, плотной негорючей ткани, огнетушителей и воды из пожарных кранов).

В случае стихийных бедствий, действуют как и в обстановке военного времени:

- эвакуируют людей;
- проводят спасательные и аварийно-восстановительные работы.

Вывод по разделу

В процессе трудовой деятельности работников необходимо проявлять заботу об их здоровье, поскольку современный труд, как правило, сопряжен с воздействием на работника многих вредных и производственных факторов. Техническое перевооружение газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции относится к опасным видам работ и требует повышенного внимания со стороны управления по охране труда. В связи с этим формулирование и соблюдение всех правил промышленной безопасности является одной из главных задач на современном производстве.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Для оценки эффективности реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции определена коммерческая эффективность проекта.

Расчет коммерческой эффективности проекта основывается на сложившихся в мировой инвестиционной практике подходах, основным из которых является расчет денежных потоков, включающий все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы, которые необходимы для реализации проекта.

Для технического перевооружения компрессорной станции принято решение применить электроприводные газоперекачивающие агрегаты мощностью 4 МВт.

Мы предполагаем, что в реконструкцию объекта подобного типа необходимы: капитальные вложения и эксплуатационные расходы.

5.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Объектом разработки является компрессорная станция. Потенциальными потребителями компрессорной станции выступают промышленные предприятия (подземного хранения газа), газораспределительные станции магистральных и линейных трубопроводов (транспортировка газа). Сегментирование рынка проводится по сфере использования и по размеру компании-заказчика. Карта сегментирования приведена в таблице 6.1.1.

Таблица 5.1.1 – Карта сегментирования

		Сфера использования	
		Промышленные предприятия газовой отрасли	
Размер предприятия	Крупные	+	
	Средние	+	
	Мелкие	-	

В приведенной карте сегментирования показано, что для реализации разработки подходят крупные и средние предприятия газовой отрасли.

5.2 Анализ конкурентных технических решений

На российском рынке основные поставщики: ОАО «Пермский моторный завод», ОАО «Моторостроитель», ОАО «Уфимское Моторостроительное Производственное объединение».

Все конкуренты обладают примерно одинаковым уровнем качества, основные различия – в возможностях производства, технических параметрах производимой продукции (в первую очередь к.п.д. приводов), объемах производства и опыте сотрудничества с заказчиком.

Сравнительная таблица конкурирующих технических решений приведена в табл. 5.2.1.

Таблица 5.2.1 – Сравнение конкурирующих технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Удобство в эксплуатации	0,1	5	2	3	0,5	0,2	0,3
Долговечность	0,1	5	1	5	1	0,2	1
Надежность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
Безопасность	0,2	4	4	4	0,8	0,8	0,8
Качество	0,2	5	2	4	1,25	0,5	1
Быстродействие	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
Цена	0,1	5	5	3	0,5	0,5	0,3
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	4	4	5	0,4	0,4	0,5
Послепродажное обслуживание	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
Доступность	0,05	5	3	4	1	0,6	0,8
Итого	1	48	35	41	6,45	4,15	5,55

По результатам расчетов табл. 5.2.1 заключим, что предприятия по производству компрессорных станций на рынке конкурентоспособны. Разработка проигрывает аналогичным компрессорным станциям в техническом решении: ОАО «Пермский моторный завод» за счет конструктивного совершенствования; ОАО «Уфимское Моторостроительное Производственное объединение» за счет компоновки оборудования. К сильным сторонам можно отнести безопасность, надежность (за счет предварительного проектирования и возможности применения сложных алгоритмов автоматического управления), а также цену разработки (экономия за счет рационального использования материальных и топливно-энергетических ресурсов).

5.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ проводится для комплексной оценки внешней и внутренней среды проекта реконструкции компрессорной станции. В силу того, что разработка является лишь частным способом применения рассмотренного подхода, при SWOT-анализе рассматриваются сильные и слабые стороны, возможности и угрозы применительно к способу решения поставленной задачи. Итоговая матрица SWOT-анализа приведена в табл. 5.3.1.

Таблица 5.3.1 – Матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны:	Слабые стороны:
	С1. Предварительное проектирование.	Сл1. Затраты на ПО для проектирования.
	С2. Возможность применения сложных алгоритмов управления.	Сл2. Затраты на дополнительное обучение оператора.
	С3. Возможность быстрой замены комплектующих компрессорной станции.	Сл3. Необходимость проведения расчетов проекта реконструкции компрессорной станции.
	С4. Экономия за счет рационального использования материальных и топливно-энергетических	Сл4. Сложность применения ресурсосберегающего подхода.

	ресурсов	
Возможности: В1. Рост стоимости комплектующих – ошибка без применения проектирования. В2. Рост спроса со стороны опасных производств. В3. Расчет требуемых комплектующих. В4. Использование смет на материалы и ГСМ.	В1В2С1С2. Эффективность предварительного проектирования реконструкции будет возрастать. В3С3. Автоматический расчет смет ускорит проектирование реконструкции	В1В2Сл1Сл2. Потенциальная стоимость вероятной ошибки выше стоимости предварительного проектирования. В3Сл3. При реализации автоматического расчета смет слабая сторона корректируется. В4Сл4. Сметы позволят рассчитать необходимое количество ресурсов

Продолжение таблицы 5.3.1 – Матрица SWOT-анализа

Угрозы: У1. Рост спроса на комплектующие компрессорной станции. У2. Повышенные требования к безопасности. У3. Оптимизация затрат на предприятии.	У1С2С3. Введение сметного расчета позволит исследуемому подходу оставаться конкурентоспособным	У1Сл3. Приведет к конкурентному отставанию, если не вводить в систему автоматический расчет затрат. У3Сл1Сл2. Возможен отказ от подхода.
--	--	---

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для реконструкции компрессорной станции, так и в целом подхода к замене комплектующих.

1. Для противодействия угрозе У1 следует ввести подсистему автоматического сметного расчета.

2. В случае предъявления повышенных требований к точности данных (угроза У2) разработка проекта реконструкции может получить конкурентное отставание, так как неточные цены могут повысить стоимость проекта.

3. Для противодействия угрозе У3 и сокращения затрат на разработку следует использовать сметный расчет.

5.4 Планирование научно-исследовательской работы

5.4.1 Структура работ

Работу над проектом начнем с планирования этапов работы, обозначив занятость каждого из участников, приведем сроки выполнения каждого этапа. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей, приведены в табл.

5.4.1.1.

Таблица 5.4.1.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Создание темы проекта	1	Составление и утверждение темы проекта	Научный руководитель
	2	Анализ актуальности темы	
Выбор направления исследования	3	Поиск и изучение материала по теме	Инженер
	4	Выбор направления исследований	Научный руководитель, инженер
	5	Календарное планирование работ	
Георетические исследования	6	Изучение литературы по теме	Инженер
	7	Описание и анализ предметной области	
	8	Изучение реконструкции компрессорной станции	
Оценка полученных результатов	9	Технико-экономические расчеты	Инженер
	10	Анализ результатов	Научный руководитель, инженер
	11	Оценка эффективности полученных результатов	

5.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоёмкость выполнения исследования оценивается экспертным путем в силу вероятностного характера величины. Ожидаемая трудоемкость рассчитывается по формуле[28]:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{\min} + 2 \cdot t_{\max}}{5}, \quad (5.4.2.1)$$

где $t_{ож}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения работы чел.дн;

t_{\min} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы, чел.дн;

t_{\max} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы, чел.дн.

Для построения графика проведения научных работ (диаграмма Ганта) длительность каждого из этапов работ в рабочих днях переводится в календарные дни по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot K_{КД}, \quad (5.4.2.2)$$

где $T_{КД}$ – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

$T_{РД}$ – продолжительность выполнения работы в рабочих днях;

$K_{КД}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$K_{КД} = \frac{T_{КД}}{T_{КД} - T_{ВД} - T_{ПД}}, \quad (5.4.2.3)$$

где $T_{КД}$ – количество календарных дней в году;

$T_{ВД}$ – количество выходных дней в году;

$T_{ПД}$ – количество праздничных дней в году.

Значение коэффициента календарности для 2021 года [28]:

$$K_{КД} = 365 / (365 - 66) = 1,22 \quad (5.4.2.4)$$

В качестве примера расчета рассмотрим руководителя (6 дневная рабочая неделя) – составление и утверждение технического задания:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 5}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел. дн.};$$

$$T_{р} = 1,4 \cdot 2 = 2 \text{ дн.};$$

$$k_{\text{кал}} = 365 / (365 - 66) = 1,22;$$

$$T_{\text{к}} = 2 * 1,22 = 2,44 \approx 3 \text{ дня.}$$

Инженер (5 дневная рабочая неделя) – подбор и изучение материалов:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3*1 + 2*2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел. дн.};$$

$$T_{\text{р}} = 2 - 1 = 2 \text{ дн.};$$

$$k_{\text{кал}} = 365 / (365 - 118) = 1,48;$$

$$T_{\text{к}} = 2 * 1,48 = 10,36 \approx 3 \text{ дня.}$$

С учетом данных таблицы 5.4.1.1 и приведенных выше формул составляется расчетная таблица 5.4.2.1.

Таблица 5.4.2.1 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Грудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях		Длительность работ в календарных днях	
	min, чел-дни		max, чел-дни		кожі, чел-дни		Г _р		Т _к	
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение темы проекта	1		2		2		2		3	
Анализ актуальности темы	2		4		8		8		12	
Поиск и изучение материала по теме		3		4		4		4		6
Выбор направления исследований	3		5		4		4		5	

Календарное планирование работ		4		9		5		5		9
Изучение литературы по теме		4		8		5		5		9
Описание и анализ предметной области		5		8		7		7		11
Изучение реконструкции компрессорной станции		5		8		7		7		11
Технико-экономические расчеты		3		6		5		5		8
Анализ результатов	2		3		3			5		8
Оценка эффективности полученных результатов		1		3		2		1		3
Итого дней руководитель										11
Итого дней инженер										70
Итого дней проект										81

Диаграмма Ганта, (Приложение А) представляющая собой календарный график работ.

Диаграмма показывает, что практическая часть всего исследования занимает около двух календарных месяцев. Сравнительно большой промежуток времени выделен на анализ актуальности темы.

5.5 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

5.5.1 Расчёт материальных затрат НТИ

В этом подразделе оценивается стоимость всех материальных ценностей, непосредственно расходуемых в процессе выполнения работ.

Теоретические исследования, а также проектирование реконструкции компрессорной станции находятся в свободном доступе в сети «Интернет». Затраты на материалы включают: канцелярские принадлежности, интернет. В материальные затраты также включаются транспортно-заготовительные расходы (ТЗР) – 20% от общей цены материалов. Расчет материальных затрат приведен в табл. 5.5.1.1.

Таблица 5.5.1.1 – Материальные затраты

Наименование	Цена за ед., руб.	Кол-во, шт.	Сумма, руб.
Бумага офисная, упак. 500 листов	310	1	310
Гетрадь общая, 48 л.	60	1	60
Шариковая ручка	40	2	80
Интернет, М/бит (пакет)	300	1	300
Итого			750
Итого с учетом ТЗР (20%)			900

5.5.2 Расчёт амортизационных отчислений

Для проектирования и проведения расчетов используется персональный компьютер первоначальной стоимостью 63500 рублей. Написание дипломной работы 5 месяцев. Срок полезного использования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет [28].

Норма амортизации H_A рассчитывается как [28]:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\%, \quad (5.5.2.1)$$

где T – срок полезного использования, лет.

Если принять срок полезного использования равным 3 годам, тогда норма амортизации H_A :

$$H_A = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\%. \quad (5.5.2.2)$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_{\text{год}} = 63500 \cdot 0,33 = 20955 \text{ руб.} \quad (5.5.2.3)$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_{\text{мес}} = 20955 / 12 = 1746,25 \text{ руб.} \quad (5.5.2.4)$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 1746,25 \cdot 5 = 8731,25 \quad (5.5.2.5)$$

5.5.3 Расчет заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды

Оклад научного руководителя (в должности доцента) составляет 36174,00 рублей, оклад консультанта (в должности ассистента) – 23 382 рублей. Оклад студента/инженера принимается равным 18 426 рублей. В 2021 году с учетом 48-дневного отпуска 247 рабочих дня. Среднее количество рабочих дней в месяце составит 21 день. Среднедневная заработная плата для руководителя составит 1722,57 рублей в день, для консультанта и инженера – 877,43 рублей в день.

Заработная плата включает в себя основную и дополнительную части.

При этом основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{\text{осн}} = ЗП_{\text{дн}} \cdot T_{\text{РД}} \cdot (1 + K_{\text{пр}} + K_{\text{д}}) \cdot K_{\text{р}}, \quad (5.5.3.1)$$

где $ЗП_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата, руб.;

$T_{\text{РД}}$ – трудоемкость выполнения работы в рабочих днях;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент премирования;

K_{∂} – коэффициент доплат;

K_p – районный коэффициент.

Результаты расчета основной заработной платы по формуле 5.5.3.1 приведены в табл. 5.5.3.1.

Таблица 5.5.3.1 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$ЗП_{\partial н}$	K_p	K_{∂}	K_{np}	$T_{РД}$	$ЗП_{осн}$, руб
Руководитель	1722,57	0,1	0,2	1,3	9,72	22 443,79
Консультант	1113,43	0	0,2	1,3	3,96	8 443,79
Инженер	877,43	0	0,2	1,3	79,32	64 059,21
Итого						94 946,78

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{\partial он} = ЗП_{осн} \cdot 0,12 , \quad (5.5.3.2)$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

Отчисления во внебюджетные фонды в соответствии с Налоговым кодексом РФ рассчитываются по формуле:

$$ЗП_{внеб} = (ЗП_{осн} + ЗП_{\partial он}) \cdot 0,3 , \quad (5.5.3.3)$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб;

$ЗП_{\partial он}$ – дополнительная заработная плата, руб.

Результаты расчетов по формулам 5.5.3.2 и 5.5.3.3 приведены в табл. 5.5.3.2.

Таблица 5.5.3.2 – Расчет дополнительной заработной платы и отчислений, руб.

Исполнители	$ЗП_{\partial он}$	$ЗП_{внеб}$
Руководител	2693,25	7541,11
Консультант	1013,25	2837,11
Инженер	7687,11	21523,89
Итого	11 393,61	31 902,12

Накладные расходы принимаются в размере 10% от величины всех остальных расходов.

5.5.4 Расчет общей себестоимости

Рассчитанные в пунктах 6.5.1-6.5.3 расходы сведены в таблицу 5.5.4.1.

Таблица 5.5.4.1 – Себестоимость

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	900	0,65
Затраты на амортизацию	8 731,25	6,34
Основная заработная плата	74 917,05	54,42
Дополнительная заработная плата	8 990,05	6,53
Страховые взносы	31 902,12	22,96
Накладные расходы	12 514,05	9,09
Итого	137 654,52	100

Расчет затрат на разработку проекта показал, что основная часть (54,42%) средств расходуется на заработную плату исполнителей.

5.6 Капитальные вложения в реконструкцию

Предполагаемая стоимость реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции определена сводным сметным расчетом.

Рассмотрим распределение предполагаемой сметной стоимости реконструкции объекта в таблице 5.6.

Таблица 5.6.1 – Распределение сметной стоимости реконструкции компрессорной станции

Виды работ	Стоимость, руб.
1	2
Подготовка территории строительства	78 174,34
Основные объекты строительства, всего	1 264 460,68
Объекты энергетического хозяйства-всего	21 429,53
Объекты транспортного хозяйства и связи – всего	160 536,44
Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения – всего	68 238,71

Благоустройство и озеленение территории - всего	24 802,70
Итого по видам работ	1 617 642,40
Необъемные затраты (резерв средств на непредвиденные затраты)	252 262,32
- в том числе возвратные суммы	5 387,80
Итого (без НДС)	1 869 904,72
НДС 20%	373 980,94
Всего по сводному сметному расчету	2 243 885,66
- в том числе возвратные суммы	6 465,36
Капитальные вложения (без НДС и возвратных сумм)	1 864 516,92
Основные фонды	1 858 051,56

При определении основных фондов из суммы капитальных вложений исключены затраты, не относящиеся к основным фондам (возвратные суммы). В результате основные фонды по реконструируемой компрессорной станции составят 1 858 051,56 руб.

Капитальные вложения в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции приведены в таблице 5.6.2.

Таблица 5.1.2 – Капитальные вложения в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции

Виды работ	Стоимость, руб.
1	2
Работы подготовительного периода, всего	78 174,34
Работы основного периода, всего	1 539 468,06
в том числе:	0
- основные объекты строительства	1 264 460,68
- объекты энергетического хозяйства	21 429,53
- объекты транспортного хозяйства и связи	160 536,44
- наружные сети и сооружения,	68 238,71

водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения	
- благоустройство и озеленение территории	24 802,7
Итого по видам работ	232 120,40
По видам работ (включая резерв 33%)	308 720,12
Всего	308 720,12
Капитальные вложения (без НДС и возвратных сумм)	1 864 516,92
Основные фонды	1 858 051,56

Стоимость реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции (капитальные вложения) составит 1 864 516,92 руб. на два года.

5.7 Эксплуатационные расходы

В данном разделе приведены годовые эксплуатационные расходы, которые связаны с реконструкцией и техническим перевооружением электроприводной компрессорной станции.

Расход газа, электроэнергии принят по прейскуранту «Внутренние расчетные (оптовые) цены на газ и электроэнергию». Стоимость газа принята по прейскуранту.

Годовой фонд заработной платы обслуживающего персонала рассчитан на основании уровня среднемесячной заработной платы одного работника, занятого в транспорте газа.

Начисления на зарплату приняты в размере 30 % по нормативным документам, действующим в Российской Федерации.

Амортизационные отчисления основных фондов определены на основании «Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

На основании анализа фактических данных отчисления в ремонтный фонд приняты в размере 1 % от стоимости основных фондов.

Прочие расходы приняты в размере 10 % от суммы всех расходов по смете.

Годовые эксплуатационные расходы, которые связаны с реконструкцией и техническим перевооружением компрессорной станции магистрального газопровода представлены в таблице 5.7.1.

Таблица 5.7.1 – Годовые эксплуатационные расходы реконструкции компрессорной станции

Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена за ед., руб.	Количество	Сумма, руб.
Электроэнергия	тыс.кВт.час	972,3	85465	80687,79
Газ	тыс.м ³	883	780,9	669,53
Зарплата	тыс.руб.			83907,1
Начисления на заработанную плату	тыс.руб.			31602,12
Амортизационные отчисления	тыс.руб.			104775,00
Отчисления в ремонтный фонд	тыс.руб.			18580,52
Прочие расходы	тыс.руб.			186451,69
Всего	тыс.руб.			506673,75

Годовые эксплуатационные расходы, которые связаны с реконструкцией и техническим перевооружением компрессорной станции магистрального газопровода составляют 506673,75 руб.

5.8 Оценка эффективности инвестиций

Для оценки эффективности инвестиций определена коммерческая эффективность реконструкции и технического перевооружения компрессорной станции. Для расчета коммерческой эффективности реконструкции компрессорной станции приняты следующие параметры: метод оценки – чистый денежный поток в рублях; расчетный период – 21 год; шаг расчета – 1

год; 2020 год начала оценки инвестиций; условия финансирования – собственные средства; ставка дисконта (10 % в год); размер налога на прибыль – 24 %.

В расчете учтена потребность в повторных капиталовложениях для обновления основных фондов (10 % от стоимости капитальных вложений для замены наиболее изнашивающегося оборудования).

Годовой чистый денежный поток определяется как сложение амортизационных отчислений и чистой прибыли.

Стоимость товарного газа за руб./1000 куб.м 4118,2 руб. (без НДС).

Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции представлен в таблице 5.8.1 – 5.8.5.

Таблица 5.8.1 – Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции

Годы расчетного периода	Производительность до реконструкции, млрд/м ³	Производительность после реконструкции, млрд/м ³	Объем товарного газа, млрд/м ³	Выручка от реализации руб.
1	2	3	4	5
2020	-	-	-	6974,75
2021	7,00	8,14	1,14	16702,69
2022	7,00	9,73	2,73	16886,23
2023	7,00	9,76	2,76	16763,87
2024	7,00	9,74	2,74	16580,32
2025	7,00	9,71	2,71	16457,96
2026	7,00	9,69	2,69	16335,59
2027	7,00	9,67	2,67	16152,05
2028	7,00	9,64	2,64	16029,68
2029	7,00	9,62	2,62	15846,14
2030	7,00	9,57	2,59	15723,77
2031	7,00	9,55	2,57	15601,41

2032	7,00	9,52	2,55	15417,86
2033	7,00	9,52	2,52	15417,86
2034	7,00	9,52	2,52	15417,86
2035	7,00	9,52	2,52	15417,86
2036	7,00	9,52	2,52	15417,86
2037	7,00	9,52	2,52	15417,86
2038	7,00	9,52	2,52	15417,86
2039	7,00	9,52	2,52	15417,86
2040	7,00	9,52	2,52	15417,86

Таблица 5.8.2 – Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции

Валовая прибыль КС, млн.руб.	Увеличение чистой прибыли газотранспортного предприятия по всей России, руб.	Увеличение чистой прибыли дочернего предприятия, руб.	Капитальные вложения, руб.
-	-	0,00	1864,52
550,5649	2289,688	2708,106	1817,18
1861,466	5483,205	6897,957	1839,42
793,0623	5543,461	6146,189	1656,39
-332,88	5503,301	5170,421	2519,99
-2114,72	5443,05	3328,33	1437,84
-3077,14	5402,865	2325,725	-
-3110,87	5362,693	2251,823	-
-3161,57	5302,463	2066,933	-
-3195,35	5262,276	2066,926	-
-3246,04	5202,029	1955,989	-
-3279,82	5161,843	1882,023	186,45
-3313,62	5121,688	1808,068	181,72
-3364,24	5061,424	1697,184	183,94
-3364,24	5061,424	1697,184	165,64
-3363,77	5061,428	1697,658	251,99
-2580,75	5061,429	2480,679	-
-1901,76	5061,436	3159,676	-
-1211,84	5061,443	3849,603	-
-596,998	5061,428	4464,43	-
390,7721	5061,429	5358,392	-

Таблица 5.8.3 – Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции

Себестоимость трансп.доп. объемов газа, руб.	Производственные затраты, руб.	
	всего	в том числе амортизация
1	2	3
2821,91	4644,27	748,23
6757,70	9287,73	1471,89
6831,98	13067,64	2203,54
6782,46	16756,55	2864,01
6708,21	22603,78	3874,09
6658,68	25740,40	4445,37
6609,19	25740,40	4445,37
6534,94	39494,42	14134,52
6485,42	39195,12	14027,41
6411,17	25740,40	4445,37
6361,65	25740,40	4445,37
6312,16	38147,99	13652,65
6237,90	25740,40	4445,37
6237,90	25740,40	4445,37
6237,90	25738,80	4444,79
6237,90	23094,03	3696,57
6237,90	20800,63	3047,74
6237,90	18470,32	2388,49
6237,90	16393,60	1801,01
6237,90	13057,26	857,70
6237,90	25740,40	4445,37
6237,90	25738,80	4444,79

Таблица 5.8.4 – Расчет чистого дисконтированного денежного дохода для оценки коммерческой эффективности реконструкции и технического перевооружения электроприводной компрессорной станции

Коэффициент дисконтирования 10%		
Год реализации проекта	Фактический денежный поток, руб.	Чистый дисконтированный денежный поток, руб
1	6974,75	-107672,23

2	16702,69	-103745,92
3	16886,23	-85724,56
4	16763,87	-73761,03
5	16580,32	91191,76
6	16457,96	108622,54
7	16335,59	125784,04
8	16152,05	142138,04
9	16029,68	158693,83
10	15846,14	174307,54
11	15723,77	190257,62
12	15601,41	205938,61
13	15417,86	220475,40
14	15417,86	237435,04
15	15417,86	254394,69
16	15417,86	271354,34
17	15417,86	288313,98
18	15417,86	305273,63
19	15417,86	322233,27
20	15417,86	339192,92
21	15417,86	356152,57

В результате выполненных расчетов были определены интегральные показатели коммерческой эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение компрессорной станции (таблица 5.8.4).

Накопленный чистый дисконтированный поток равен 3 818 141,49 руб. По общему правилу, если $NPV > 0$, то проект принимается. Положительное значение NPV значит, что денежный поток проекта за рассматриваемый срок при установленной ставке дисконтирования покрывает своими поступлениями инвестиции и текущие затраты.

Таблица 5.8.5 – Интегральные показатели коммерческой эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение электроприводной компрессорной станции

Наименование показателей	Единица измерения	Показатели
Чистый дисконтированный	руб.	356152,57

денежный доход		
Срок окупаемости	лет	5
Индекс доходности		1,191016
Внутренняя норма доходности	%	26%

Таким образом, данные, приведенные в таблице 6.8.5, свидетельствуют о том, что в целом реконструкция и техническое перевооружение электроприводной компрессорной станции эффективно.

Стоимость реконструкции и технического перевооружения КС составили 1 864 516,90 руб.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В разделе 5.6 оценены экономические аспекты исследуемого подхода к построению системы реконструкции компрессорной станции:

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Разработка может быть применена на средних предприятиях газовой промышленности (см. подраздел 5.1).

2. Проведен анализ конкурентных конструктивных решений. Выявлено два конкурента: ОАО «Пермский моторный завод» за счет конструктивного совершенствования; ОАО «Уфимское Моторостроительное Производственное объединение». Разрабатываемая система на текущем этапе не уступает конкурентам по безопасности, надежности (за счет предварительного проектирования и возможности применения сложных алгоритмов автоматического управления), а также цену разработки (экономия за счет рационального использования материальных и топливно-энергетических ресурсов).

3. В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: рост спроса на комплектующие у конкурентов; повышенные требования к стоимости проекта; оптимизация затрат на предприятии. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз – использование сметного расчета.

4. Основной статьей расходов в научно-исследовательской работе является заработная плата исполнителей: основная – 74 917,05 руб. (54,42%), страховые взносы в фонды на заработную плату – 31 902,12 руб. (22,96%). Накладные расходы – 12 514,05 руб. (9,09%). Меньше всего средств уходит на амортизацию оборудования – 8 731,25 руб. (6,34%), дополнительную заработную плату – 8 990,05 руб. (6,53%) и на материальные затраты – 900 руб. (0,65%). Общий бюджет разработки составил 2371190,67 руб. При этом запланированная продолжительность работы составляет 114 дней.

5. В подразделе 6.6 оценена экономическая эффективность проектной разработки. Предварительный проект реконструкции и техническим перевооружением компрессорной станции оценивалась исходя из вероятных затрат. Срок окупаемости проекта 5 лет при внутренней норме доходности 26%.

Заключение

На основе исходных данных (основных параметров) были определены последовательность проведения реконструкции компрессорной станции, в результате которой было установлено:

Давление газа на входе компрессорной станции стало 3,8-4,3 МПа, увеличение на 33,2%, давление газа на выходе компрессорной станции составило 4,8-5,5 МПа, увеличение на 43%, что позволило определить увеличение производительности рассматриваемого объекта.

Сама производительность объекта увеличилась до 33,3 млн.м³/сутки, что составило 41%.

Мощность компрессорной станции увеличилась с 4 МВт до 16МВт. Стоимость технического перевооружения и реконструкции компрессорной станции составила 1 864 516,90 тыс. руб.

Список используемых источников

1. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*;
2. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.01.1997 №116 ФЗ;
3. СТО Газпром 2 - 3.5 - 051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов»;
4. РД 51-3-96 «Регламент по техническому обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды»;
5. ГОСТ 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;
6. ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»;
7. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
8. ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»;
9. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования»;
10. ГОСТ 12.1.046-2014 «Строительство. Нормы освещения строительных площадок»;
11. ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
12. ГОСТ 12.1.008-76 «Биологическая безопасность. Общие требования»;
13. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
14. СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на объектах ОАО Газпром»

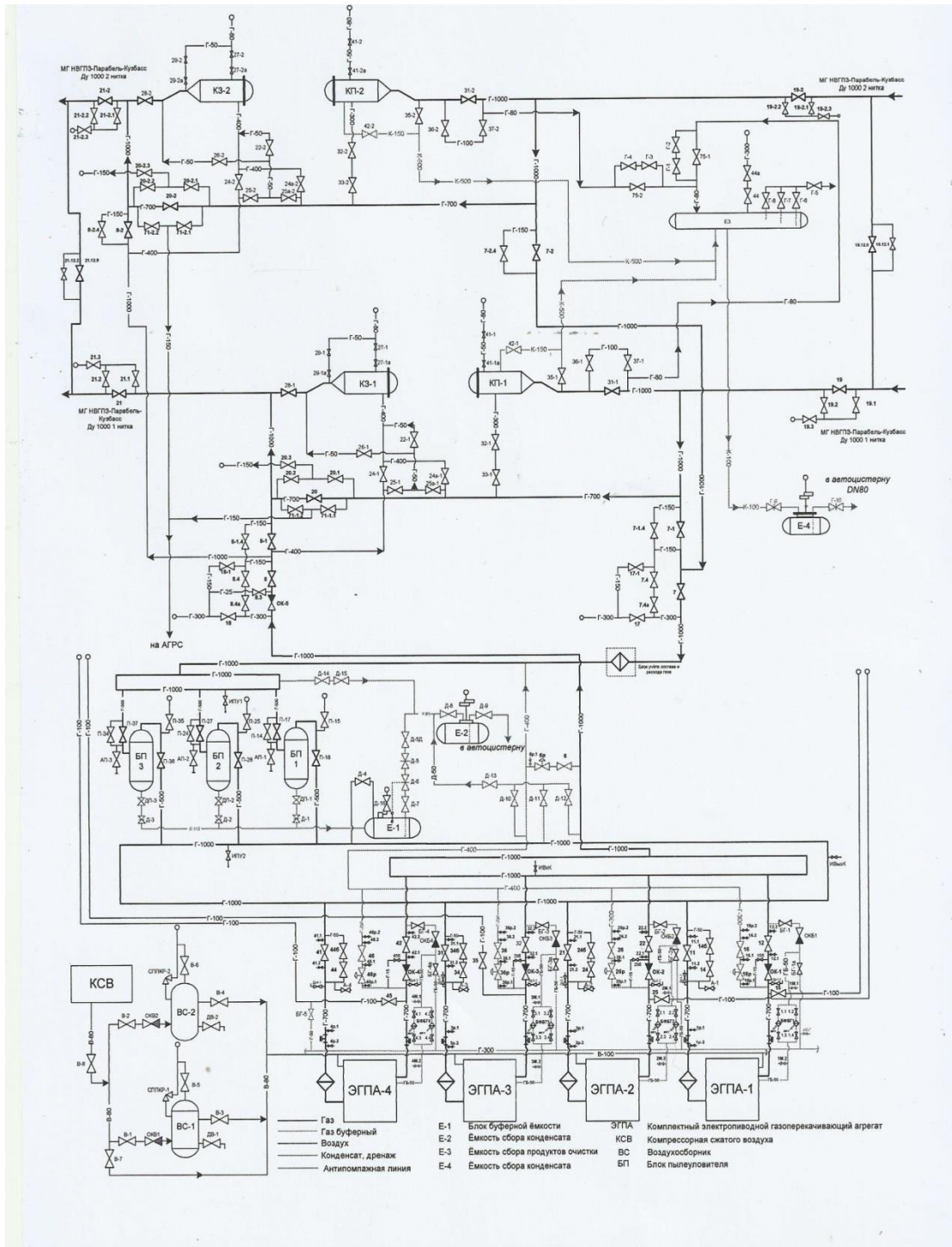
15. СТО Газпром 0113-173-2018 Дополнение к СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на объектах ОАО Газпром»
16. СТО ГТТ 0113-111-2018 «Организация и проведение работ повышенной опасности на объектах ООО Газпром трансгаз Томск».
17. СТО Газпром 2-2.3-681-2012 Компрессорные станции. Газоперекачивающие агрегаты. Порядок проведения технического обслуживания и ремонта.
18. СТО Газпром 2-2.5-252-2008 Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром».
19. СТО Газпром 2-2.1-512-2010 «Обеспечение системной надежности транспорта газа и стабильности поставок газа потребителям»
20. Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов».
21. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. [Электронный ресурс];
22. СТО Газпром 2-3.5-253-2008. Контроль качества оборудования при поставке и эксплуатации. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. [Электронный ресурс];
23. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». [Электронный ресурс];
24. https://www.ncfu.ru/export/uploads/imported-from-dle/op/doclinks2017/Metod_Disc_OMGNP_21.03.01_2017.pdf
[Электронный ресурс];
25. ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс];
26. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы. [Электронный ресурс];

- 27.РД 03–29–93. Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды. [Электронный ресурс];
- 28.Шепеленко Г.И. Экономика, организация и планирование производства на предприятии: Учебное пособие / Г. И. Шепеленко. – 2-е изд., доп. и перераб. – Ростов-на-Дону: МарТ, 2000г. – 544 с.

Приложение А

(рекомендуемое)

Технологическая схема КС



Приложение В

(рекомендуемое)

Диаграмма Ганта

