

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы:
«Организационно-техническое сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями»

УДК 622.691.4.052:621.51

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Иванов Владислав Федорович		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Федин Д.В.	д.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений

ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б91	Иванов Владислав Федорович

Тема работы:

«Организационно-технические мероприятия по повышению эффективности работы оборудования компрессорного цеха с газотурбинными центробежными нагнетателями»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.02.2023 г., № 38-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема обвязки ЭГПА «Парабель», магистрального газопровода «Нижневартовский ГПЗ – Парабель – Кузбасс». Технологическая схема компрессорной станции «Парабель». Технологическая схема узла подключения ██████████ «Парабель»
---------------------------------	--

	Состав оборудования компрессорного цеха. Исходные данные параметров работы ГПА для технологического расчета.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1) Изучение нормативно-технической, эксплуатационной технической документации, учебной литературы и современных научных публикаций по заданной тематике; 2) Изучение технологической схемы рассматриваемой компрессорной станции и обвязки электроприводных газоперекачивающих агрегатов, оборудования данной КС и их технических характеристик; 3) Разработка организационно-технических мероприятий по повышению надежности оборудования компрессорной станции; 4) Технологический расчёт по подбору и определению характеристик оборудования компрессорной станции.
Перечень графического материала	– Схема циклонного пылеуловителя – Рисунки, схемы, графики; – Таблицы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель ООД ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.02.2023 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Федин Д.В.	к.т.н.		07.02.2023 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Иванов Владислав Федорович		07.02.2023 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б91	Иванов Владислав Федорович

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. Нормативные источники
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Налоговый кодекс РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения работ по врезке отвода в магистральный газопровод с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.
2. Планирование и формирование бюджета научного исследования	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования	1. Расчет показателей ресурсоэффективности. 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

01.02.2023

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		01.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Иванов Владислав Федорович		01.02.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б91	Иванов Владислав Федорович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление, специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. 	<p><i>Тема ВКР:</i> Организационно-технические мероприятия по повышению эффективности работы оборудования компрессорного цеха с газотурбинными центробежными нагнетателями.</p> <p><i>Объект исследования:</i> компрессорный цех газоперекачивающего агрегата.</p> <p><i>Область применения:</i> газоперекачивающие агрегаты, устанавливаемые на линейных компрессорных станциях.</p> <p><i>Рабочей зоной</i> при производстве работ является ангарное помещение газоперекачивающего агрегата.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 	<p>ТК РФ Статья 92. Сокращенная продолжительность рабочего времени</p> <p>ТК РФ Статья 117. Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.</p> <p>ТК РФ Статья 147. Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны:</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов 	<p>Вредные факторы:</p>

<p>– Обоснование мероприятий по снижению их воздействия</p>	<p>– повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;</p> <p>– повышенный уровень общей вибрации;</p> <p>– производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работника;</p> <p>– отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.</p> <p>Опасные факторы:</p> <p>– сосуды и аппараты под высоким давлением;</p> <p>– пожаровзрывоопасность;</p> <p>– производственные факторы, связанные с электрическим током;</p> <p>– вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция).</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Гидросфера: загрязнение сточных вод нефтепродуктами.</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы углеводородными смесями.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС: воспламенение масла в компрессорном цехе, попадание посторонних предметов в полость нагнетателя, поступление воспламеняющихся веществ через неплотности арматуры.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: потеря герметичности трубопроводов</p>

<p>Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком</p>	
---	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель ООД ШБИП</p>	<p>Гуляев М.В.</p>			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2Б91</p>	<p>Иванов Владислав Федорович</p>		

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 2022/2023 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)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Характеристика компрессорной станции</i>	10
15.03.2023	<i>Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат</i>	10
18.04.2023	<i>Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА</i>	10
27.03.2023	<i>Повышение надежности работы ЭГПА</i>	20
29.03.2023	<i>Расчетная часть</i>	10
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Федин Д.В.	к.т.н.		07.02.2023 г.

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023 г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа 109 с., 14 рис., 31 табл., 26 источника, 4 приложений.

Ключевые слова: газ, компримирование, компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, техническое обслуживание, эффективность, центробежный нагнетатель, электродвигатель.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является оборудования компрессорной станции.

Цель исследования заключается в разработке предложений по усовершенствованию алгоритмов управления электрооборудования.

Методология проведения работы: представлен алгоритм форсированного открытия антипомпажного клапана по сигналу срабатывания кинетической буферизации преобразователя частоты; в качестве технологического расчёта проведён анализ газодинамических характеристик нагнетателя и параметров работы ГПА на соответствие функционирования нагнетателя требованиям газодинамической устойчивости.

Основные конструктивные решения: без выдержки времени открытие антипомпажного клапана на 100% по сигналу от преобразователя частоты при снижении напряжения звена постоянного тока.

Область применения: газоперекачивающие агрегаты, устанавливаемые на линейных компрессорных станциях.

Значимость работы: сокращение количества вынужденных и аварийных остановов ЭГПА, время втягивания ЭГПА в рабочий режим при внешних возмущениях и уменьшение нагрузки на механические узлы агрегата.

					<i>Организационно-техническое сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Иванов В.Ф.</i>			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Федин Д.В.</i>					100	809
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

Abstract

Graduate qualification work 109 p., 14 fig., 31 table., 26 sources, 4 appendix.

Key words: gas, compression, compressor station, gas pumping unit, maintenance, efficiency, centrifugal supercharger, electric motor.

The object of research of the final qualification work is the equipment of the compressor station.

The purpose of the study is to develop proposals for improving control algorithms for electrical equipment.

Methodology of the work: the algorithm of forced opening of the anti-surge valve according to the signal of the kinetic buffering of the frequency converter is presented; as a technological calculation, the analysis of the gas dynamic characteristics of the supercharger and the parameters of the GPA operation for compliance of the functioning of the supercharger with the requirements of gas dynamic stability is carried out.

The main design solutions: without time delay, the opening of the anti-surge valve is 100% on the signal from the frequency converter with a decrease in the voltage of the DC link.

Scope of application: gas pumping units installed at linear compressor stations.

The significance of the work: reducing the number of forced and emergency shutdowns of the EGPA, the time of pulling the EGPA into the operating mode with external disturbances and reducing the load on the mechanical components of the unit.

					<i>Abstract</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

Определения, сокращения

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Компрессорная станция: составная часть магистрального газопровода, которая предназначена для обеспечения его пропускной способности, посредством увеличения давления на выходе компрессорной станции при помощи газоперекачивающих агрегатов.

Линейная компрессорная станция: компрессорная станция, расположенная на участках магистральных газопроводов и служащая для компенсации потерь давления на предшествующем участке.

Компрессорный цех: сооружение в составе компрессорной станции, предназначенное для поддержания заданного давления в магистральном газопроводе и технологических параметров газ.

Газоперекачивающий агрегат: энергетическая установка, состоящая из теплового или электрического привода, газового компрессора и вспомогательного оборудования, предназначенная для сжатия газа в различных технологических процессах газовой и нефтяной отраслей.

Центробежный компрессор (другое название – центробежный нагнетатель): центробежная компрессорная машина с приводом от электродвигателя или газотурбинной установки.

Эксплуатация: стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество, включающая в себя в общем случае использование по назначению, транспортирование, хранение, техническое обслуживание и ремонт.

Техническое обслуживание: комплекс технологических операций и

					<i>Организационно-техническое сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Иванов В.Ф.</i>			Определения, сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Федин Д.В.</i>					12	809
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

организационных действий по поддержанию работоспособности или исправности объекта при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.

Политропный коэффициент полезного действия: показатель эффективности центробежного компрессора.

Относительная потребляемая мощность: мощность на муфте ГПА, отнесенная к давлению на входе в центробежный компрессор.

Производительность компрессора: количество перекачиваемого газа в объемном исчислении ($\text{м}^3/\text{мин}$ при условиях на входе компрессора или млн.нм³/сут, приведенных к 0,1013 МПа и 293 К).

Сокращения

МГ – магистральный газопровод;

КС – компрессорная станция;

ГКС – головная компрессорная станция;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ЭГПА – электроприводной газоперекачивающий агрегат;

ГГПА – газотурбинный газоперекачивающий агрегат;

САУ – система автоматического управления;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура;

КЦ – компрессорный цех;

АМП – активный магнитный подвес;

СГУ – сухие газовые уплотнения;

АД – асинхронный двигатель;

ЦБН – центробежный нагнетатель;

ЦБК – центробежный компрессор;

МП – магнитный подвес;

					Определения, сокращения	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

АО – аварийная остановка;

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт.

					Определения, сокращения	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

Оглавление

Введение.....	18
1. Характеристика компрессорной станции	20
1.1 Общие сведения о компрессорной станции	20
1.2 Инфраструктура компрессорной станции	21
2. Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат.....	26
2.1 Оборудование компрессорного цеха	26
2.1.1 Центробежный нагнетатель.....	29
2.1.2 Электродвигатель.....	33
2.1.3 Преобразователь частот	35
2.1.4 Активный электромагнитный подвес	37
2.1.5 Сухие газовые уплотнения	40
2.1.6 Шкаф управления магнитными подвесами.....	43
2.1.7 Система автоматического управления ЭГПА	45
2.2 Принцип процесса сжатия газа.....	46
3. Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА	48
3.1 Техническое обслуживание и ремонт пылеуловителя.....	48
3.2 Техническое обслуживание ЭГПА и его оборудования.....	50
3.2.1 Техническое обслуживание и ремонт высокоскоростного асинхронного двигателя.....	51
3.2.2 Техническое обслуживание и ремонт ЦБН.....	53
3.2.3 Техническое обслуживание и ремонт шкафа управления магнитных подвесов двигателя и нагнетателя	54
3.2.4 Техническое обслуживание и ремонт преобразователя частоты..	55

					<i>Организационно-техническое сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Иванов В.Ф.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Федин Д.В.</i>			15	809	
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>			Оглавление		
					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

3.2.5	Техническое обслуживание и ремонт системы автоматического управления электроприводного газоперекачивающего агрегата	56
4.	Повышение надежности работы ЭГПА	59
4.1	Анализ аварийных остановов ЭГПА	59
4.2	Усовершенствование алгоритмов управления электрооборудования....	60
5.	Расчетная часть.....	62
6.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	67
6.1.	Потенциальные потребители результатов исследования	67
6.2	Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	68
6.3	SWOT-анализ	70
6.4	Планирование научно-исследовательских работ	72
6.4.1	Структура работ в рамках научного исследования	72
6.4.2	Определение трудоемкости работ	73
6.4.3	Разработка графика проведения научного исследования	74
6.5	Бюджет научно-технического исследования	77
6.5.1	Расчет материальных затрат НТИ	77
6.5.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ .	78
6.5.3	Основная заработная плата исполнителей работы.....	79
6.5.4	Дополнительная заработная плата исполнителей работы	80
6.5.5	Отчисления во внебюджетные фонды	81
6.5.6	Накладные расходы	82
6.5.7	Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы	82
6.6	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования..	83
7.	Социальная ответственность	87
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
7.2	Производственная безопасность.....	89

7.2.1 Анализ потенциальных вредных и опасных природных факторов	89
7.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных факторов.....	91
7.2.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных факторов.....	95
7.3 Экологическая безопасность.....	100
7.3.1 Защита гидросферы.....	100
7.3.3 Защита литосферы.....	101
7.4 Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях	102
Заключение.....	104
Список источников.....	106
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Технологическая схема компрессорной станции [REDACTED]	110
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Схема технологической обвязки ЭГПА.....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Технологическая схема узла подключения [REDACTED]	112
Приложение Г. Структурная схема САУ газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р.....	113

Введение

В странах с развитой экономикой газ, будь то природный или нефтяной, часто используется в промышленности и коммунальном хозяйстве. Однако, поскольку источники газа часто расположены вдали от потребителей, газ необходимо доставлять до его места использования. Это достигается через использование промысловых магистральных и распределительных газопроводов.

ПАО «Газпром» владеет более 150 тысяч километров магистральных газопроводов, расположенных по всей стране, на которых находится более четырех тысяч газоперекачивающих установок, суммарная мощность которых превышает 40 млн. кВт. Компания также располагает 21 подземным хранилищем, где можно хранить более 110 миллиардов кубических метров газа, а также 6 газоперерабатывающим заводами и 3400 газораспределительными станциями. Это позволяет ОАО "Газпром" безотказно поставлять газ потребителям и гарантировать надежность системы [1].

ПАО "Газпром", один из крупнейших газодобывающих и газотранспортных компаний, сосредоточен на повышении надежности оборудования и сокращении негативного влияния на окружающую среду. Это включает в себя уменьшение потребления электроэнергии и природного газа, улучшение безопасности работников и использование энергоэффективных технологий и оборудования. Энергоэффективность газопровода и безопасность газотранспортных объектов являются приоритетами не только для компании, но и для государства в целом. Каждый квалифицированный работник компрессорной станции обязан знать как устроено и работает ее оборудование.

					Организационно-техническое сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Иванов В.Ф.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Федин Д.В.					18	109
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

Именно поэтому на сегодняшний день актуальной темой является сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции, в составе которой есть электроприводные газоперекачивающие агрегаты.

Объектом данного исследования является оборудование компрессорной станции.

Основная цель исследования заключается в разработке предложений по усовершенствованию алгоритмов управления электрооборудования.

Для выполнения поставленной цели в процессе работы были выполнены следующие задачи:

- 1) Изучение нормативно-технической, эксплуатационной технической документации, учебной литературы и современных научных публикаций по заданной тематике;
- 2) Изучение технологической схемы рассматриваемой компрессорной станции и обвязки электроприводных газоперекачивающих агрегатов, оборудования данной КС и их технических характеристик;
- 3) Разработка организационно-технических мероприятий по повышению надежности оборудования данной компрессорной станции;
- 4) Технологический расчёт по подбору и определению характеристик оборудования компрессорного цеха;
- 5) Анализ вопросов финансового менеджмента, ресурсоэффективности, ресурсосбережения и социальной ответственности в рамках данной работы.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1. Характеристика компрессорной станции

1.1 Общие сведения о компрессорной станции

Компрессорная станция – это важный элемент газотранспортной системы, обеспечивающий повышенное давление сжатия газа при его транспортировке, хранении и добычи. Энергетическое оборудование КС способно компримировать газ, т.е. обеспечить его сжатие. Главным параметром, используемым в дальнейших расчетах выходных показателей газа, компримировании голубого топлива является коэффициент сжатия [2]. По своей работе КС классифицируются на головные (дожимные) и линейные (промежуточные) согласно [3].

Очищенный от механических примесей, сероводорода, углекислого газа и осушенный от влаги и газового конденсата газ транспортируется от его газодобывающего месторождения на головную компрессорную станцию (ГКС). Дожимная станция отвечает за повышение давления газа до необходимых параметров перекачки по магистральному газопроводу (МГ) (5...8 МПа) и перед его транспортировкой по МГ она его подготавливает. В подготовке газа на ГКС подразумевается осушка, сепарация, очистка природного газа в части удаления сероводорода, углекислоты и доведения качества голубого топлива до товарного с дальнейшим его замером количества.

Линейная компрессорная станция (ЛКС) распределяется по трассе магистральных трубопроводов на определенном расстоянии друг от друга, вычисляемом с помощью гидравлических расчетов и определяемом с помощью исследования инженеров. Промежуточная КС способна поддерживать давление 4...10 МПа. Для того, чтобы сохранить товарное качество газа и обеспечить нормальную работу основного и вспомогательного оборудования, на ЛКС, как и на ГКС проводят очистку от механических

					<i>Организационно-техническое сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Иванов В.Ф.</i>			Характеристика компрессорной станции	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Федин Д.В.</i>					20	609
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

примесей. Это позволяет сохранить эксплуатационные ресурсы оборудования, которые потенциально могли бы быть забиты шлаковыми изложениями, и предотвратить его поломку.

Давление природного газа при прохождении по газопроводу уменьшается, и этот процесс вызван гидравлическим сопротивлением. С потерей давления происходит и снижение пропускной способности магистрального трубопровода. Так же с этим процессом происходит потеря температуры голубого топлива, посредством взаимодействия (теплообмена) стенки трубопровода между атмосферой (или почвой) и нагретым транспортируемым газом.

1.2 Инфраструктура компрессорной станции

Типовая компрессорная станция включает множество компонентов, позволяющих осуществлять основную функцию – транспорт природного газа по магистральным трубопроводам. В составе типовой КС можно встретить такие объекты, сооружения, системы как [3]:

- система сбора, удаления и обезвреживания твердых и жидких примесей, извлеченных из транспортируемого газа;
- компрессорный цех (может быть несколько);
- узел подключения КС;
- систем электроснабжения;
- систем канализации и очистные сооружения;
- систем молниезащиты;
- систем связи;
- систем теплоснабжения и утилизации отходов;
- систем производственно-хозяйственного и противопожарного водоснабжения;
- административно-хозяйственные помещения, склады для хранения материалов, реагентов и оборудования;

					Характеристика компрессорной станции	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

- диспетчерский пункт;
- оборудования и средства технического обслуживания и ремонта линейно части КС;
- вспомогательные объекты.

Все оборудования расположенные непосредственно на компрессорной станции можно разделить на 2 вида, по своей значимости и работе, это вспомогательное и основное.

Основное оборудование типовой компрессорной станции должно в себе содержать: компрессорный цех, узел приема и пуска очистных и диагностирующих устройств, агрегат воздушного охлаждения (АВО) газа, площадка очистки газа, коллекторы газа высокого давления. Вспомогательное оборудование обеспечивает работу основного.

Далее в работе будет рассматриваться технологическая схема компрессорной станции с электроприводными газоперекачивающими агрегатами имеющие ряд некоторых отличий от технологической схемы КС с газотурбинными приводами нагнетателей:

- отсутствие систем охлаждения;
- отсутствие блоков подготовки топливного и пускового газов.

В приложении А представлена технологическая схема компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями на примере компрессорной станции «Парабель» магистрального газопровода [REDACTED] компрессорной станции [REDACTED]

Основным оборудованием на компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями является следующее оборудование, сооружение:

- узел подключения КС;
- узел очистки;
- компрессорный цех.

					Характеристика компрессорной станции	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Прежде чем природный газ прошел через компрессорной цех КС и дальше по МГ, он должен пройти через узел подключения компрессорной станции и магистрального трубопровода и очистку от механических примесей и конденсата через узел очистки.

Сооружение для соединения компрессорной станции с магистральным газопроводом называется узлом подключения. Оно состоит из газопроводов различного диаметра, трубопроводной арматуры и байпасных линий. Кроме того, типовая схема компрессорной станции предусматривает использование узла пуска и приема очистительных и диагностических устройств для соединения КС с магистральным трубопроводом согласно технологической схеме узла подключения №1 КС «Парабель» совмещенного с камерой приема и камерой запуска очистных устройств, которая представлена в приложении В.

На компрессорной станции в качестве оборудования для очистки газа присутствуют пылеуловители циклонного типа. Это цилиндрические резервуары, имеющие встроенные циклоны. Циклонные пылеуловители используются для предварительной очистки газа перед его поступлением в компрессорный цех, где происходит компримирование природного газа. Данное оборудование состоит из конструированных особенностей таких как: [4]:

- патрубков для ввода и вывода газа;
- блока цилиндра;
- люков-Лаз;
- цилиндра;
- штуцеры;
- дренажного коллектора.

На рисунке 1 представлена упрощенная схема циклонного пылеуловителя, для понятия работы данного оборудования.

Действие фильтра-пылеуловителя начинается с поступления неочищенного газа через входную трубу в секцию ввода. Винтовой

					<i>Характеристика компрессорной станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

завихритель направляет газ в циклонное устройство, где центробежные силы выделяют капли жидкости и твердые частицы из вращающегося потока. Эти примеси переносятся в осадную секцию фильтра-пылеуловителя, где их удаление происходит через штуцеры. Жидкость автоматически удаляется в ёмкость, а механические примеси удаляются через ручную или автоматическую продувку через дренажный коллектор в отстойную ёмкость.

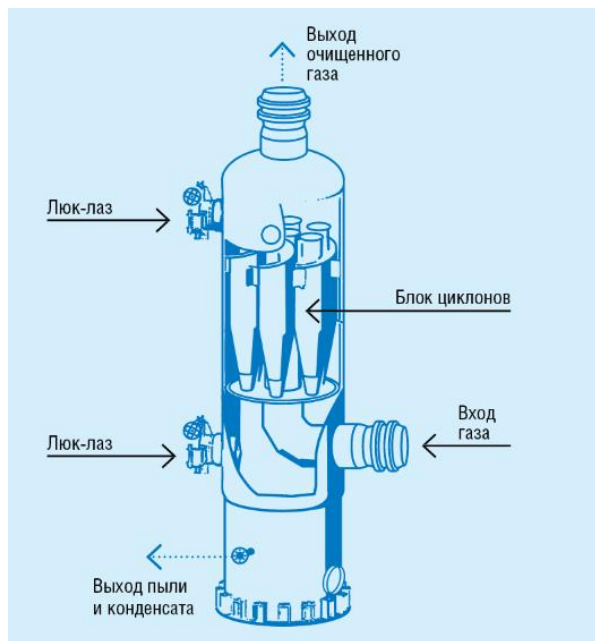


Рисунок 1 – Упрощенная схема циклонного пылеуловителя

Компрессорный цех является неотъемлемой частью компрессорной станции, он служит для поддержания заданного планового давления природного газа и позволяет придерживаться технологическим параметрам. КЦ оснащен основным технологическим объектом – газоперекачивающим агрегатом. Количество компрессорного цеха зависит непосредственно от вида исполнения магистрального газопровода (двухниточный, односточный и т.д.). С помощью технологического расчета определяется количество ГПА. Наибольшую распространенность на КЦ получило использование ГПА с центробежными нагнетателями. Газоперекачивающий агрегат может различаться по типу приводов: газотурбинный (80%) и электропривод (20% от числа общего использования ГПА на всех компрессорных станциях

Российской Федерации) [5]. Использование ЭГПА в свою очередь имеет некоторые преимущества перед применением ГГПА. К таким достоинствам можно отнести высокую эксплуатационную надежность и несложность выполнения технического обслуживания и ремонта.

В данной работе будет подробно рассмотрен компрессорный цех компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями, так как в нем находится главное оборудования данной станции.

					<i>Характеристика компрессорной станции</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

2. Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа.

Газоперекачивающий агрегат

2.1 Оборудование компрессорного цеха

Компрессорный цех представляет собой связку газоперекачивающих агрегатов, которые располагаются рядом друг с другом в одном или нескольких крытых помещениях. Помимо ГПА на КЦ также присутствует сооружение, системы, оборудование [3]:

- узел подключения к магистральному газопроводу;
- установка очистки газа;
- технологические коммуникации с запорной арматурой;
- установки воздушного охлаждения газа;
- станция охлаждения газа;
- системы подготовки топливно, пускового, импульсного газов;
- электрические устройства цеха;
- система охлаждения смазочного масла;
- вспомогательные системы и устройства (пожаротушения, автоматического пожаротушения, пожарной и охранной сигнализации, контроля загазованности, маслоснабжения, отопления, сжатого воздуха, вентиляции и кондиционирования воздуха, канализации и др.);
- САУ и КИПиА.

В качестве примера в приложении Б представлена технологическая схема компрессорного цеха с ЭГПА компрессорной станции «Парабель».

На любой компрессорной станции присутствуют ГПА, как раз это оборудование считается основным, оно выполнено в центробежном типе.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями			
Разраб.		Иванов В.Ф.			Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Федин Д.В.					26	2209
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		
.								

Нагнетатель представляет собой аппарат для перекачки газа с помощью центробежной машины, которая может быть запущена газотурбинной установкой или электродвигателем.

Основное оборудование электроприводного газоперекачивающего агрегата представлено в следующем составе [3]:

- центробежный нагнетатель;
- электродвигатель;
- мультипликатор;
- вспомогательное оборудование (система автоматического управления, защиты и регулирования, масляная система, система охлаждения масла и воздуха, уплотнения нагнетателя, магнитные подвесы и др.).

Для примера рассмотрим электроприводной газоперекачивающий агрегат ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р компрессорной станции [REDACTED] магистрального газопровода [REDACTED]

Технические характеристики и условия номинального режима ЭГПА представлены в таблице 1 и 2 согласно [6].

Таблица 1 – Технические характеристики ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р

Наименование	Значение
Производительность объемная, отнесенная к 20 °С и 0,1013 МПа, млн. м ³ /сут.	[REDACTED]
Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям, м ³ /мин	[REDACTED]
Степень повышения давления (степень сжатия), о.е.	[REDACTED]
Политропный КПД нагнетателя, не менее, о.е.	[REDACTED]
КПД привода, не менее, о.е.	[REDACTED]
Мощность привода, кВт	[REDACTED]

Продолжение таблицы 1

Диапазон рабочих частот вращения от номинальной, без превышения номинальной мощности, %	■
Точность установки частоты вращения в рабочем диапазоне, (в % от номинальной), не выше	■

Таблица 2 – Условия номинального режима работы ЭГПА

Наименование	Значение
Напряжение на входе, кВ	■
Давление газа конечное абсолютное при выходе из нагнетателя, МПа	■
Давление газа начальное абсолютное при входе в нагнетатель, МПа	■
Температура газа на входе в нагнетатель, °С	■
Плотность газа, отнесенная к 20 °С и 0,1013 МПа, кг/м ³	■
Частота вращения ротора нагнетателя, об/мин	■

Согласно технологической схеме компрессорного цеха, состоящего из агрегатов ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р (приложение Б), основное оборудование эксплуатируемых ГПА КС «Парабель» включает:

- центробежный нагнетатель ■;
- высокоскоростной асинхронный двигатель ■;
- преобразователь частоты ■;

- шкаф управления магнитными подшипниками электродвигателя [REDACTED]
- система автоматического управления электроприводного газоперекачивающего агрегата САУ ЭГПА [REDACTED];
- комплект магнитных подшипников ротора (2 шт.);
- система сухих газовых уплотнений.

Далее в подразделах 2.1.1 – 2.1.7 будут кратко показаны ключевые оборудования ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р согласно руководству по эксплуатации ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р [6], описание которых необходимо для правильного понимания дальнейших разделов.

2.1.1 Центробежный нагнетатель

Центробежные нагнетатели устанавливаются на газоперекачивающие агрегаты, которые могут приводиться в действие высокоскоростными асинхронными электрическими двигателями.

Ротор нагнетателя имеет два радиальных магнитных подшипника и двухсторонний осевой магнитный подшипник. Ротор электродвигателя также содержит два радиальных магнитных подшипника. Он стабилизируется с помощью сил магнитного притяжения, которые образуются благодаря электромагнитам, расположенных рядом с ротором.

Система АМП содержит страховочные подшипники, которые обеспечивают безопасную остановку роторов агрегата в случае выключения электропитания системы магнитного подвеса. Кроме того, включается система поддержки бесперебойного питания магнитного подвеса, чтобы обеспечить непрерывную работу в периоды отключения основного электропитания.

Функции управления и контроля активным магнитным подвесом ЦБК возлагаются на шкаф управления магнитным подвесом центробежного нагнетателя. Надежность магнитного подшипника на опасных объектах обеспечивается защитной конструкцией нагнетателя.

					Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Состав центробежного нагнетателя [7]:

- система газовых уплотнений (СГУ);
- система активного электромагнитного подвеса (АМП);
- комплект датчиков для обеспечения работы системы противопомпажной защиты и измерения производительности ЦБК, который позволит измерять расход газа с погрешностью до 4%.
- приспособления для разборки и сборки ЦБН.

В таблице 3 представлены основные технические характеристики нагнетателя 220-11-1СМП согласно [6].

Таблица 3 – Основные технические характеристики ЦБН

Наименование параметра	Значение
Рабочий диапазон изменения частоты вращения ротора, об/мин	■
Производительность объемная, отнесенная к 20 °С и 0,1013 МПа, млн. м ³ /сут.	■
Диапазон рабочих температур газа, °С	■
Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям, м ³ /мин.	■
Номинальная механическая мощность, потребляемая нагнетателем на муфте электродвигателя, кВт	■
Политропный КПД	■
Масса при транспортировке, кг	■
Тепловыделения при максимальной нагрузке не более, кВт	■

В таблице 4 представлены расчетные условия эксплуатации электроприводного центробежного нагнетателя ■ газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р согласно [6].

Таблица 4 – Расчетные условия эксплуатации ЦБН

Наименования параметра	Значение
Давление газа конечное, абсолютное на выходе из нагнетателя, МПа	■
Степень сжатия (отношение давлений)	■
Давление газа начальное, абсолютное на входе в нагнетатель, МПа	■
Температура газа на входе в нагнетатель, °С	■
Плотность газа, отнесенная к 20 °С и 0,1013 МПа, кг/м ³	■
Номинальная частота вращения ротора нагнетателя об/мин.	■

Блок нагнетателя нагнетателя ■ газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р согласно [6] состоит из частей, представленных на рисунке 2.

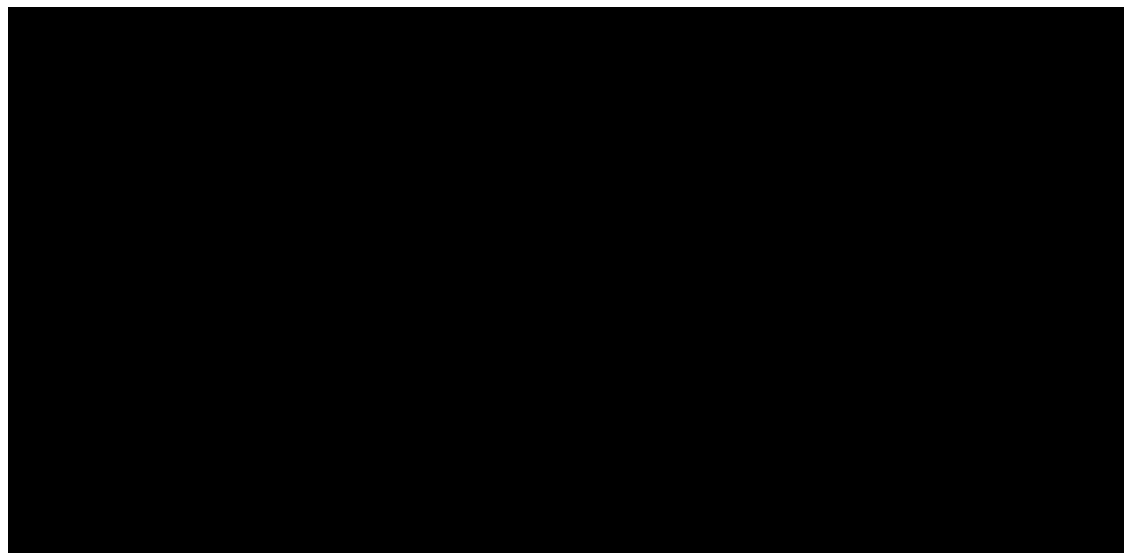


Рисунок 2 – Состав блока нагнетателя: 1 – цилиндр; 2 – пакет; 3 – блок радиального МП; 4 – блок радиально-упорного МП; 5 – трубопровод; 6 – всасывающий патрубок; 7 – нагнетательный патрубок; 8 – шпонка продольная; 9 – шпонка поперечная; 10 – рама фундаментная; 11 – опора; 12 – наварыш

					Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Проточная часть нагнетателя расположена в пакете, который устанавливается в расточку цилиндра. Внутри расточки расположены обоймы лабиринтных уплотнений, которые содержат крышки, нагнетательную часть и вставки. Ротор может находиться внутри пакета, смещенного до упора в нагнетательную часть, или на поясах обойм уплотнений, если не установлены блоки магнитных подвесов.

Состав пакета и ротора центробежного нагнетателя [REDACTED] газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р согласно [6] представлен на рисунке 3 и 4 соответственно.

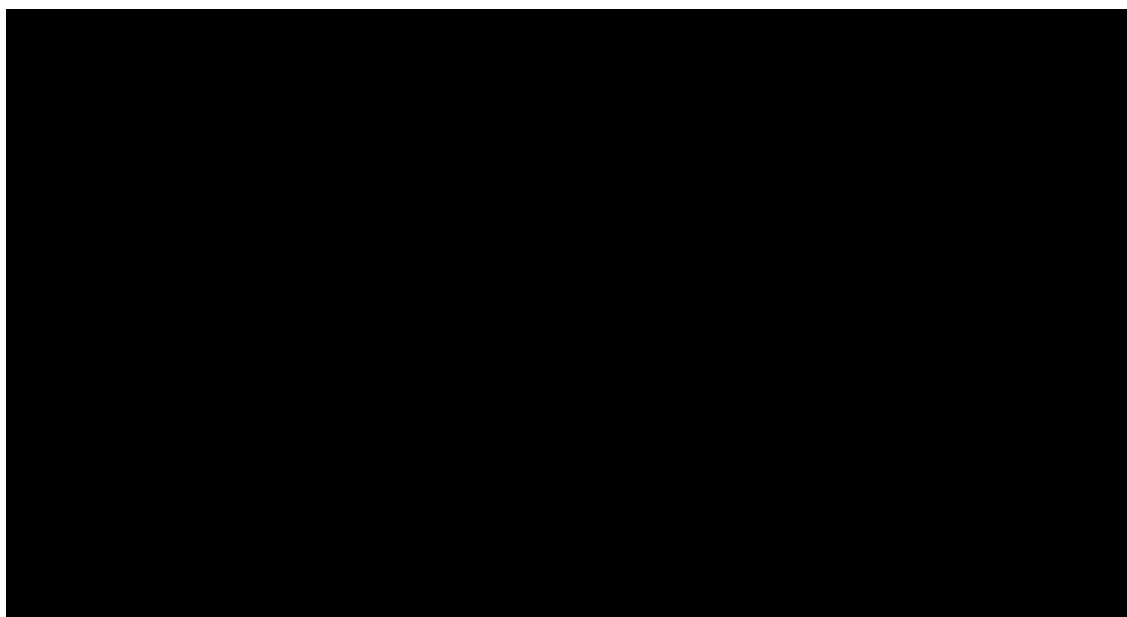


Рисунок 3 – Состав пакета ЦБН: 1 – крышка; 2 – вставка; 3 – нагнетательная часть; 4 – диффузор; 5 – ротор; 6 – обойма уплотнения; 7 – уплотнение

Ротор центробежного нагнетателя [REDACTED] газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р согласно [6] представлен на рисунке 4.

					Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

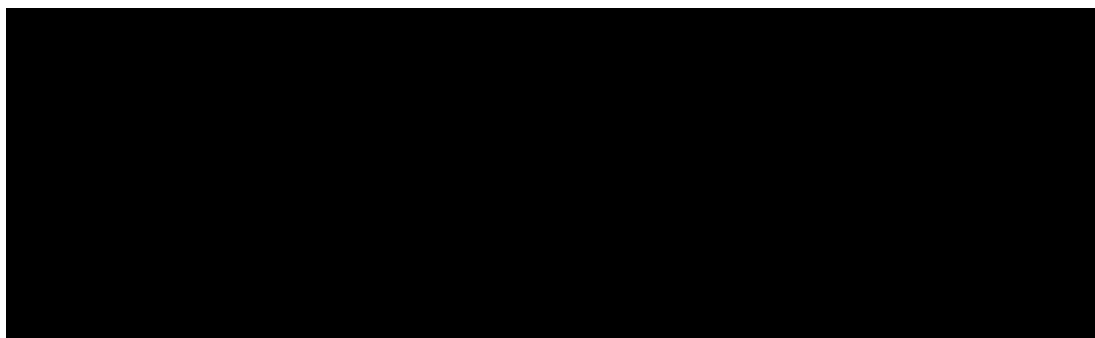


Рисунок 4 – Состав ротора ЦБН: 1 – посадочная втулка радиального страховочного подшипника; 2 – рабочее колесо; 3 – думмис; 4 – вал; 5 – распорная посадочная втулка; 6 – предохранительная посадочная втулка; 7 – втулка с промежуточным диском; 8 – диск оснащенный; 9 – распорный диск; 10 – дисковый фланец; 11 – датчик осевой скорости; 12 – гайка со стопорной шайбой; 13 – кольцо упорное; 14 – кольцо стяжное; 15 – втулка; 16 – втулка; 17 – датчик радиального подшипника ротора; 18 – посадочная втулка осевого подшипника

2.1.2 Электродвигатель

Электроприводной газоперекачивающий агрегат включает в себя электродвигатель, который имеет массивный ротор и способен работать на высоких скоростях, и преобразователь частоты. Электродвигатель является приводным механизмом.

В асинхронный двигатель (АД) встроена уникальная форма, которая дает возможность достигнуть высокой скорости вращения ротора и работать с ЦБН в прямом соединении с помощью муфты без использования повышающего редуктора. Это позволяет избежать использования повышающего редуктора в составе ЭГПА согласно [6].

Ротор АД устанавливается на магнитный подвес такого же типа, как и подвес ЦБН. Однако главное отличие заключается в том, что устройство АД не имеет осевого магнитного подшипника. Вместо этого осевая стабилизация ротора АД достигается благодаря осевой стабилизации ротора ЦБН.

					<i>Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

На рисунке 5 и 6 представлен состав и внутреннее устройство в разрезе асинхронного двигателя ██████████ газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р согласно [6].

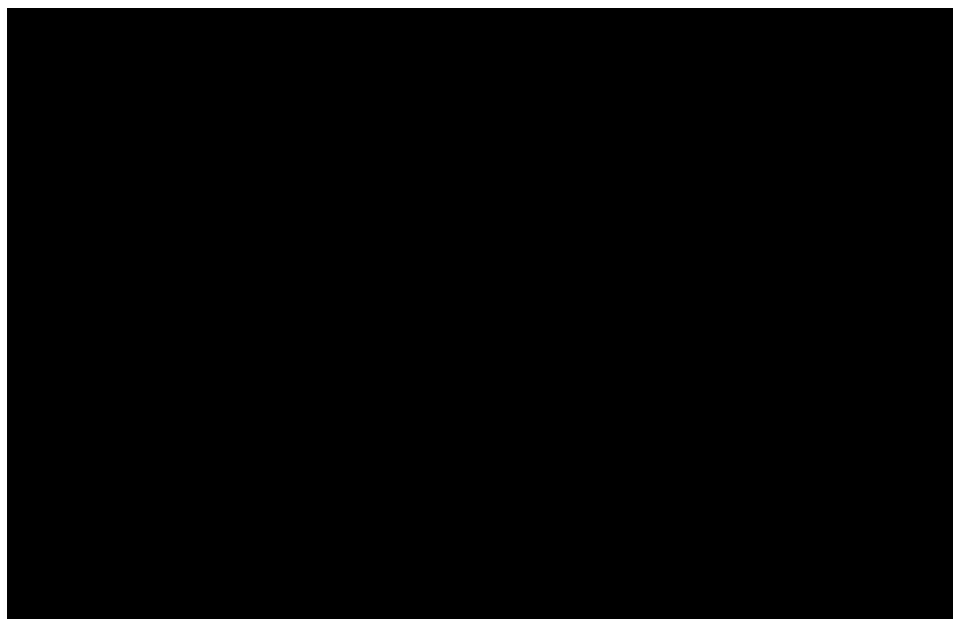


Рисунок 5 – Состав АД: 1 – Локальная система охлаждения; 2 – корпус, 3 – ротор; 4 – комплект магнитного подвеса; 5 – статор

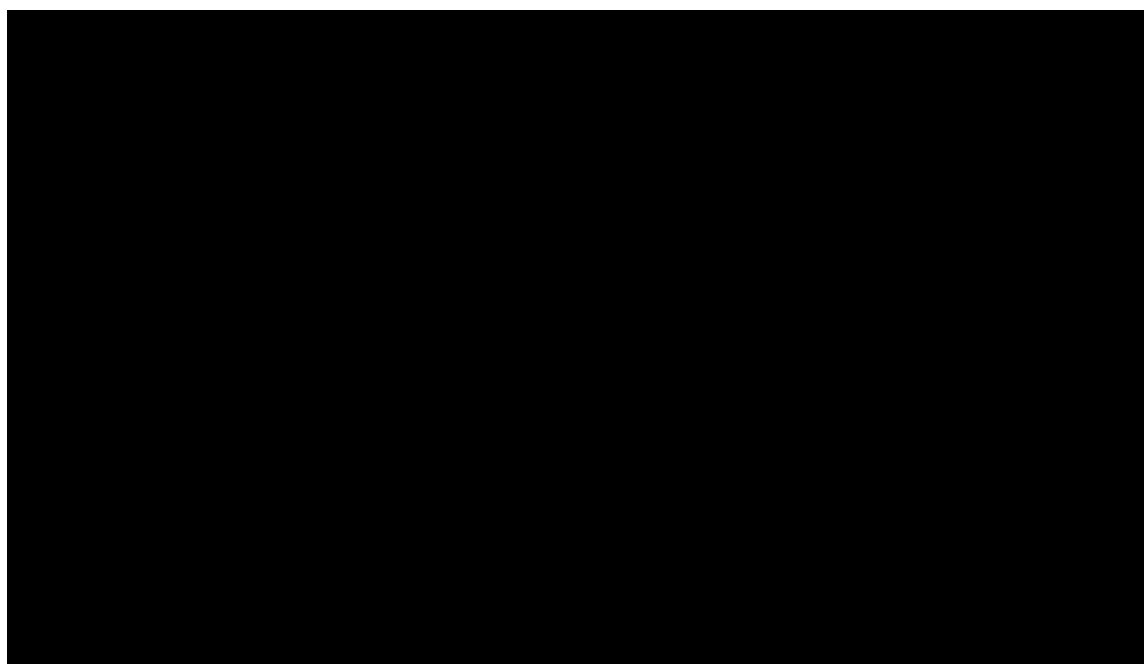


Рисунок 6 – Внутреннее устройство АД в разрезе: АД. 1 – подъемный люк, 2 – смотровой люк, 3 – подшипниковый щит, 4 – блок МП, 5 – защитный кожух МП, 6 – втулка МП, 7 – фланец, 8 – ротор, 9 – лабиринтное уплотнение, 10 –

					Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

воздуховод охлаждения МП, 11 – обмотка статора, 12 – короткозамкнутая обмотка ротора, 13 – статор, 14 – перегородка, 15 – первое входное окно холодного воздуха, 16 – окно выхода горячего воздуха, 17 – второе входное окно холодного воздуха, 18 – графитовые щетки заземления ротора, 19 – втулка с магнитным элементом.

В таблице 5 представлены технологические характеристики АД [REDACTED] газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р согласно [6].

Таблица 5 – Основные технические характеристики АД 1ТА2832-4AU01-Z

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность асинхронного двигателя, кВт	[REDACTED]
Номинальный КПД асинхронного двигателя	[REDACTED]
Номинальная скорость вращения ротора, об/мин	[REDACTED]
Номинальный момент, кН×м	[REDACTED]
Максимальная мощность асинхронного двигателя, кВт	[REDACTED]
Напряжение питания при максимальной мощности асинхронного двигателя 4,2 МВт, В	[REDACTED]
Рабочий диапазон скоростей вращения ротора, об/мин	[REDACTED]

2.1.3 Преобразователь частот

Преобразователь частот (ПЧ) обеспечивает питание, управление и защиту АД. ПЧ позволяет в широких пределах ([REDACTED]) регулировать частоту вращения ротора АД и благодаря этому можно получить следующие результаты согласно [6]:

- АД запускается плавно, без превышения номинального тока;
- Производительность ЭГПА можно регулировать, изменяя частоту вращения ротора центробежного нагнетателя;
- ЭГПА может быть быстро остановлен путем конвертирования кинетической энергии, которая возникает при вращении роторов, в

тепловую энергию и дальнейшего ее рассеивания на специальном тормозном резисторе.

Питание АД через ПЧ позволяет реализовать следующее:

- возможность ограничить электрические и мощностные характеристики АД на безопасном уровне, что является важным как для самой установки, так и для ЦБН;
- возможность практически полностью исключить потребление реактивной мощности АД из сети на всех режимах работы;
- возможность снизить значительное влияние АД на сеть при его запуске и в номинальном режиме работы;
- возможность контролировать в режиме реального времени следующие параметры АД (частоту вращения и крутящий момент на валу АД, активную, реактивную и полную мощность АД, а также ток и напряжение АД).

Основные технические характеристики преобразователя частот газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р согласно [6] представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные технические характеристики ПЧ

Наименование параметра	Значение
Напряжение питания входа, В	■
Диапазон напряжения питания на выходе, В	■
Частотный диапазон на выходе, Гц	■
КПД	■
Коэффициент мощности потребляемой электроэнергии	■
Тепловые потери мощности, кВт	■
Точность поддержания частоты вращения АД, %	■

2.1.4 Активный электромагнитный подвес

Стандартные активные магнитные подшипники (АМП) состоят из двух радиальных подшипников (2 контура управления на радиальный подшипник) и осевого упорный подшипник (1 контур управления). 5 осей управляют 5 степенями свободы ротора (движущийся объект имеет 6 степеней свободы), таким образом, позволяя ротору вращаться. Магнитный подшипник представляет собой механическое устройство вместе с электроникой управления. Контакт между статором и ротором полностью отсутствует [8].

Каждая ось представляет одинаковую структуру [8]:

- датчики положения (включая осциллятор и демодулятор);
- электронные цепи структуры типа ПИД (пропорционально-интегрально-дифференциальные);
- фильтры;
- нелинейные цепи.

Два усилителя мощности (выходная мощность) питают электромагниты, которые «при роторе» создают силы для противодействия силам, прикладываемым к ротору (гравитация, технологический процесс) (рис.7).

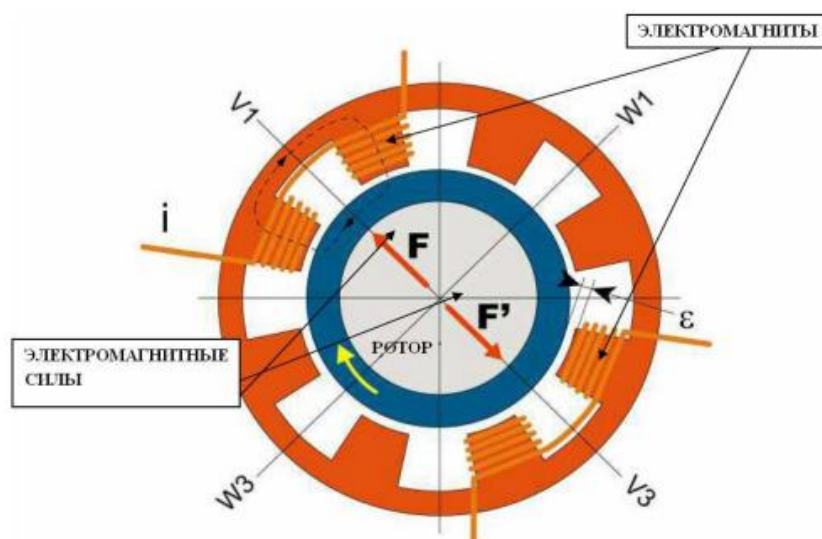


Рисунок 7 – Принцип работы МП

					Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Сигнал, направленный датчиком положения, сравнивается с базовым сигналом, который определяет номинальное положение ротора (положение в пределах допуска). Если базовый сигнал равен нулю, номинальное положение в центре статора. Сигнал об ошибке пропорционален разнице между номинальным положением и действительным положением ротора в данный момент времени. Данный сигнал передается в процессор, который, в свою очередь, посылает корректирующий сигнал на усилитель мощности (рис 8.).



Рисунок 8 – Схема подачи и принятия сигнала датчика о ошибке

НА АМП предусмотрена возможность управлять каждой осью отдельно. Следовательно, должен быть, по крайней мере, один датчик на ось. Датчики размещаются в таком же угловом положении, что и электромагнитный блок. Изображение датчиков и электромагнитов активного магнитного подшипника █████ газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р и центробежного нагнетателя █████ представлен на рисунке 9 и 10 согласно [8].

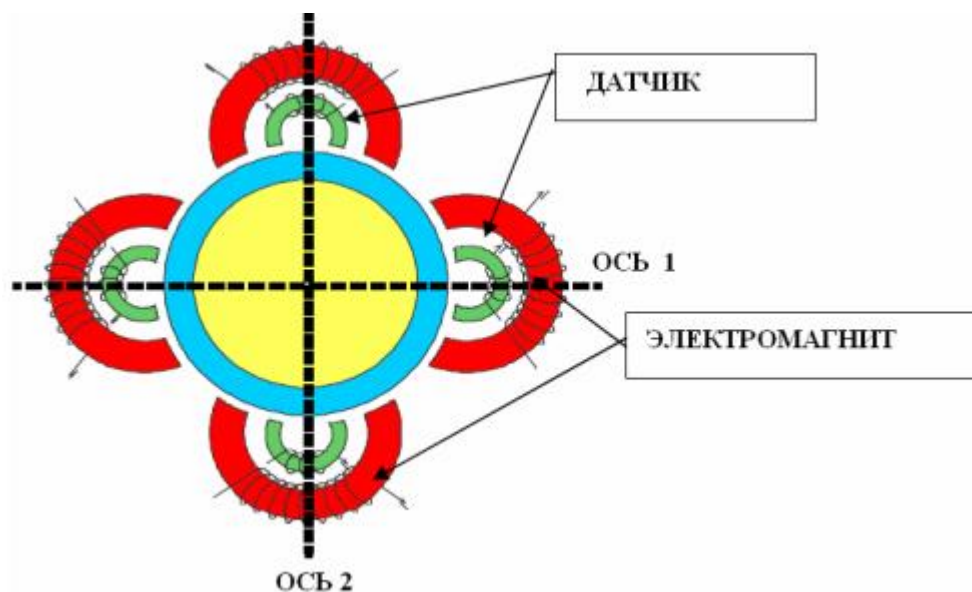


Рисунок 9 – Схема расположение датчиков и электромагнитов в АМП

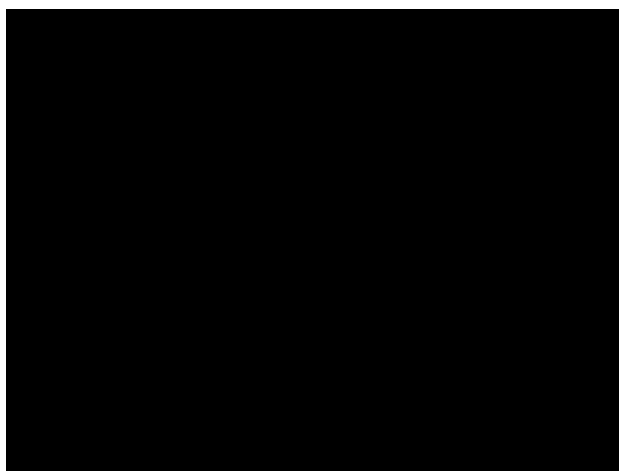


Рисунок 10 – Внешний вид АМП с указанием электромагнитов

Радиальные магнитные цепи имеют четыре электромагнита, сделанных из 3 или 4 обмоток на один электромагнит. Обмотки намотаны таким образом, что полюсные наконечники имеют полярности север, юг, север и т.д. для одного электромагнита, затем север, юг, север для прилегающего магнита и так далее.

Преимущества активного магнитного подшипника

Следует отметить преимущества активного магнитного подшипника:

- скорость вращения;
- энергопотребление;
- отсутствие смазки;

- отсутствие изнашивания;
- работа в экстремальных условиях;
- невосприимчивость к загрязнению;
- отслеживание положения оси ротора;
- отсутствие шума и вибрации;
- возможность использования датчиковых сигналов (контроль параметров рабочего процесса).

Недостатки активного магнитного подшипника

Несмотря на большое количество преимуществ к недостаткам можно отнести:

- использование внешнего источника энергии;
- стоимость;
- наличие персонала с высокой квалификации (для технического обслуживания данного подвеса);
- сложность в использовании электронного блока управления.

2.1.5 Сухие газовые уплотнения

Ротор ЦБН уплотнен при помощи системы сухих газодинамических уплотнений (СГУ). Для нормальной работы СГУ необходима подача буферного газа и барьерного воздуха с определенными параметрами. Буферный газ является очищенным природным газом, взятым за краном со стороны магистрали. Очистка газа происходит на стойке фильтров и регуляторов давления (СРФД не входит в состав ЭГПА). Барьерный воздух подается от отдельного компрессора, коллектор которого является общим для цеха и всех установленных в нем ЭГПА [6].

Узлы уплотнений центробежного нагнетателя ██████████ могут работать в любом направлении вращения [9].

Каждый узел уплотнения состоит из двух последовательных уплотнительных ступеней, каждая из которых включает в себя подвижный

					Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

торец, размещенный внутри корпуса и нагруженный набором пружин для осевого сжатия. Торец прижимается к вращающемуся седлу, которое не перемещается в осевом направлении. Для избежания утечек в процессе работы на торцевых рабочих поверхностях седел сделаны динамические пазы, за счет глубины.

В процессе вращения седел канавки захватывают буферный газ, который нагнетается к внутреннему диаметру канавок, где встречается с уплотнительной перегородкой. Когда газ сталкивается с этим сопротивлением, давление увеличивается, что в свою очередь приводит к отжатию торцов. Чтобы уменьшить поток газа, устанавливаются уплотнительные зазоры размером несколько микрон.

Очищенный буферный газ подается через канал на первую, внутреннюю ступень уплотнения с давлением, превышающим рабочее давление газа компрессора в области уплотнения. Большая часть газа проходит через лабиринт и поступает в проточную часть нагнетателя, что предотвращает попадание неочищенного газа в уплотнение. Оставшаяся часть газа дросселируется через уплотнительный зазор и становится первичной утечкой, выведенной на свечу.

Внешняя ступень уплотнения работает при давлении около $0,3 \text{ кг/см}^2$. Она предотвращает первичную утечку и также служит запасным вариантом для первой ступени, если произойдет ее разгерметизация.

Концевой лабиринт представляет собой дополнительную ступень уплотнения. Барьерный воздух подается через канал в полость перед лабиринтом, где большая часть (приблизительно 75%) попадает в полость за второй ступенью и выдувает вторичную утечку на свечу через канал. Таким образом, предотвращается попадание буферного газа в подшипниковую полость. В полость подшипника будет поступать другая часть барьерного воздуха.

					<i>Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

В таблице 7 представлены основные технические характеристики сухих газовых уплотнений центробежного нагнетателя [REDACTED] газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р согласно [9].

Таблица 7 – Основные технические характеристики СГУ

Наименование параметра	Значение
Давление рабочей среды в областях уплотнений, $\text{кг}/\text{см}^2$: <ul style="list-style-type: none"> • на рабочих режимах • на режимах опрессовки, в статике 	[REDACTED] [REDACTED]
Температура рабочей среды нагнетателя, °С	[REDACTED]
Частота вращения ротора, $\text{об}/\text{мин.}$	[REDACTED]
Допустимая амплитуда вибраций ротора, мкм	[REDACTED]
Давление буферного газа перед контрольно-измерительной панелью (КИП) СГУ, $\text{кг}/\text{см}^2$	[REDACTED]
Требуемый расход буферного газа для подачи в каждый узел СГУ, $\text{м}^3/\text{час}$	[REDACTED]
Утечки буферного газа на свечу через один узел СГУ, $\text{л}/\text{мин.}$: <ul style="list-style-type: none"> • номинальная • максимальная 	[REDACTED] [REDACTED]
Давления барьерного воздуха на подаче в узлы СГУ, $\text{кг}/\text{см}^2$	[REDACTED]
Температура барьерного воздуха на подаче в узлы СГУ, °С	[REDACTED]
Требуемый расход барьерного воздуха для подачи в каждый узел СГУ, $\text{м}^3/\text{час}$	[REDACTED]

2.1.6 Шкаф управления магнитными подвесами

Шкаф управления магнитным подвесом (ШУМП) ЦБН типа ██████████ предназначен для регулирования, управления и контроля комплекта магнитного (КМП) подвеса двигателя. КМП является электромеханическим изделием, для работы которого необходимо силовое питание и слежение за его правильной работой согласно [6].

ШУМП АД осуществляет следующие функции [6]:

- подвес ротора АД в магнитном поле путем подачи силового питания на КМП;
- стабилизацию положения ротора АД в центральном положении за счет сигналов обратной связи с датчиков КМП;
- контроль и передачу по цифровым и аналоговым каналам таких параметров КМП, как: перемещение ротора АД в радиальном и осевом направлениях во всех опорах, частота вращения ротора АД, температура всех магнитных подвесов;
- защиту КМП и АД от аварийных ситуаций.

На рисунке 11 представлен общий вид шкафа управления магнитного подвеса типа ██████████ газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р согласно [8].

					Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

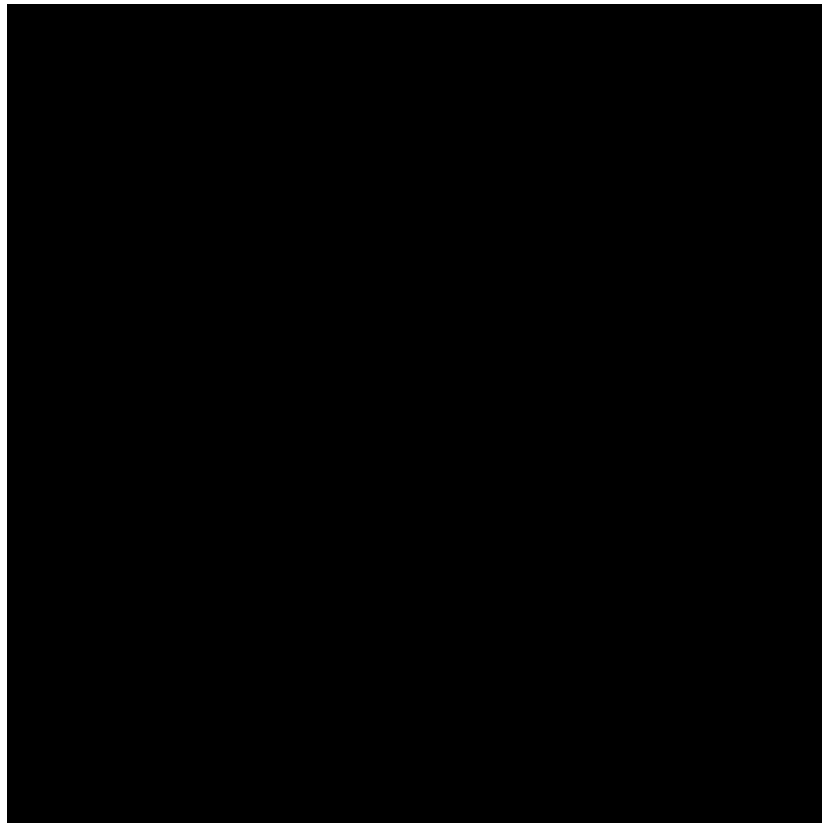


Рисунок 11 – Общий вид шкафа управления магнитного подвеса: 1 – подъемные кольца; 2 – испытательное сопротивление аккумуляторных батарей; 3 – усилители; 4 – банка плат; 5 – встроенная система сбора и модем; 6 – плата интерфейса сбора данных; 7, 9 – защитные плавкие предохранители; 8, 23 ,24 – преобразователь постоянного тока в постоянный; 10 – клиентская клеммная колодка ХВ4; 11 – реле контроля напряжения; 12 – клеммная колодка машинных сигналов; 13 – клеммная колодка входа сетевого электропитания; 14 – шина заземления; 15 – трансформатор сетевого электропитания; 16 – аккумуляторная банка; 17 – клеммная колодка мощности машины; 18 – фильтрационная коробка электромагнитной совместимости; 18 – фильтрационная коробка электромагнитной совместимости; 19 – дроссельная катушка фильтрации; 20 -испытательное реле аккумуляторных батарей; 21 – зарядник аккумуляторных батарей; 22 – цоколь для подсоединения браслета антистатика; 25 – плата плавких предохранителей; 26 – плата разрядки конденсаторов

					<i>Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

Основные технические характеристики ШУМП ЦБН ██████████ газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р представлены в таблице 8 согласно [6].

Таблица 8 - Основные технические характеристики ШУМП ЦБН

Наименование параметра	Значение
Потребляемая мощность (максимум), кВт	█
Тепловые потери мощности (максимально), кВт	█
Напряжение внутреннего аккумулятора, В	████
Количество каналов силового питания	█
Количество аналоговых входов от датчиков КМП	█
Частота питания датчиков КМП, кГц	█
Ток в катушках КМП, А	████
Напряжение на катушках КМП (амплитуда), В	█

2.1.7 Система автоматического управления ЭГПА

Управление ЭГПА осуществляется при помощи системы автоматического управления (САУ). САУ ЭГПА состоит из следующих подсистем: шкаф управления магнитными подвесами нагнетателя ШУМП ЦБН, шкаф управления магнитными подвесами двигателя ШУМП АД и САУ ЭГПА может работать как автономно от САУ КЦ, так и под ее управлением. САУ ЭГПА выполняет весь комплекс задач по контролю, регулированию и управлению ЭГПА [6].

САУ согласно [6] служит для:

- автоматизации действий по контролю, управлению, защите и регулированию ЭГПА;
- возможности взаимодействия САУ КЦ;
- работы без необходимости постоянного контроля операторами непосредственно в КЦ;

- работы в автономном режиме при неработоспособности или отсутствии систем верхнего уровня, а также при проведении наладочных или ремонтных работ над этими системами.
- работы в обычных условиях и в условиях, когда происходят отклонения от нормы, а также в критических ситуациях и при аварийных ситуациях;
- Возможность увеличения надежности и улучшение работы электроприводных газоперекачивающих агрегатов достигается благодаря применению современных структурных решений систем автоматического управления, а также усовершенствованной техники, такой как контроллеры и датчики с улучшенными показателями надежности и технических характеристик.

В приложении Г представлена структурная схема системы автоматического управления газоперекачивающего агрегата ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р согласно [6].

2.2 Принцип процесса сжатия газа

В насосе установлено рабочее колесо с двойным отводом. Воздух, поступающий через входной направляющий аппарат из атмосферы, направляется к центральной части колеса. При вращении колеса лопатки передают энергию частицам воздуха. В результате, разогнанные частицы под действием центробежной силы перемещаются к периферии колеса и попадают в выходной направляющий аппарат или спиральный отвод. В этом месте газ теряет кинетическую энергию и приобретает потенциальную.

Через лопатки фанового колеса проходят газовые частицы, и правильное профилирование лопаток и геометрия колеса могут улучшить эффективность компрессора и достичь необходимых характеристик без потерь энергии.

					<i>Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Это происходит за счет того, что оптимальное профилирование лопаток позволяет увеличить скорость газа в рабочих каналах, что в свою очередь усиливает компрессию. Кроме того, правильно выбранный угол наклона и ширина лопаток позволяет уменьшить потери энергии на трение газа. В результате, КПД компрессора повышается, что означает более эффективную работу с меньшим расходом энергии. Кроме того, правильно спроектированное колесо компрессора позволяет получить нужную мощность на выходе и нужное давление, что важно для многих промышленных процессов.

					<i>Характеристика компрессорного цеха и процесс сжатия газа. Газоперекачивающий агрегат</i>	<i>Лист</i>
						47
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА

Техническое обслуживание любого оборудования, заключается в поддержании его работоспособности и проводится с целью предотвращения возможных отказов.

Мероприятия по техническому обслуживанию можно разделить на 3 вида по периодичности их проведения согласно [6]:

- ЕО – ежедневное техническое обслуживание;
- ТО-1 – первое техническое обслуживание (через ■ часов наработки);
- ТО-2 – второе техническое обслуживание (через ■ часов наработки).

3.1 Техническое обслуживание и ремонт пылеуловителя

При проведении технического обслуживания и ремонта пылеуловителя доступ во внутреннюю полость осуществляется через 2 люка оборудованных быстродействующими затворами.

В конструкции затвора входит:

- полухомуты, охватывающие крышку и фланец корпуса люка по периметру;
- вентиль предохранительного устройства для контроля и наличия давления газа в корпусе пылеуловителя;
- откидная контрольная планка, предотвращающая открытие крышки люка при закрытым вентиле предохранительного устройства;
- ходовой винт с маховиком;

					<i>Организационно-техническое сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Иванов В.Ф.</i>			<i>Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Федин Д.В.</i>					48	109
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

- крышка люка, снабженная ручкой для открытия;

Открытие крышки люка происходит в данной последовательности:

- отвернуть на 2 оборота вентиль предохранительного устройства специальным ключом;
- убедиться в отсутствии давления газа в корпусе пылеуловителя (отсутствие шума истечения газа свидетельствует об отсутствии избыточного давления);
- отвернуть вентиль полностью и откинуть контрольную планку;
- вращением маховика против часовой стрелки развести полухомуты до упора;
- потянуть за ручку и открыть крышку люка;

Для закрытия крышки люка необходимо:

- подвести крышку к фланцу люка;
- проверить плотность прилегания крышки к фланцу;
- вращением маховика по часовой стрелки ввести полухомуты в соприкосновении с крышкой и фланцем;
- затянуть полухомуты вращением маховика до упора;
- установить контрольную планку, при этом пальцы должны войти в отверстие контрольной планки;
- завернуть вентиль предохранителя до упора;
- произвести внешний осмотр затвора и крышки.

Запрещается эксплуатация затвора в следующих случаях:

- при обнаружении в элементах затвора трещин, выпучен, негерметичности прокладок;
- при неполностью введенных в зацеплении с фланцами полухомутов;

					<i>Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- при неисправности контрольной планки и предохранительного вентиля;
- при неполностью установленной контрольной планки;
- при неполностью закрытого предохранительного вентиля.

Во всех вышеперечисленных случаях избыточное давления из аппарата должно быть немедленно сброшено, а неисправности устранены.

3.2 Техническое обслуживание ЭГПА и его оборудования

Для эксплуатации, обслуживания и ремонта оборудования должны быть наняты работники, которые пройдут обучение и проверку знаний правил техники безопасности и правил эксплуатации электроустановок потребителей. Кроме того, необходимо провести инструктаж по охране труда, адаптированный к данному оборудованию согласно [6].

Регулярное проведение регламентных работ и стоящих осмотров позволяет выявлять неисправности на ранних этапах и устранять их, прежде чем они станут критическими. Таким образом, поддерживая и проводя необходимые технические мероприятия, можно сохранить целостность и работоспособность ЭГПА, предотвратить аварийные ситуации и повысить уровень надежности и готовности системы к работе.

Для поддержания эффективной работы ЭГПА необходимо регулярно осматривать наиболее важные элементы в короткие промежутки времени. Отклонения от нормальной работы могут свидетельствовать о снижении надежности и работоспособности системы.

Текущий ремонт (ТР) согласно [6]

При необходимости ремонта агрегата, вызванного «падением» ротора двигателя или нагнетателя на страховочные подшипники, демонтаж оборудования и его ремонт должны производиться только в присутствии представителя компании-изготовителя ЭГПА ██████████

					Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Текущий ремонт оборудования выполняется только при обнаружении неисправностей в его работе. Если какие-то составные части оборудования отказывают, их заменяют на запасные части, чтобы обеспечить нормальную эксплуатацию оборудования.

Средний ремонт (СР) согласно [6] (через █████ часов)

Во время среднего ремонта производится замена оборудования, которое выработало свой эксплуатационный ресурс.

Средний ремонт может быть выполнен на месте в эксплуатирующей организации. Однако, для выполнения определенных видов работ может потребоваться привлечение специалистов-представителей производителя устройства.

После среднего ремонта необходимо проводить техобслуживание и регулярные осмотры устройства.

Капитальный ремонт (КР) согласно [6] (через █████ часов)

Капитальный ремонт состоит из следующих основных этапов:

- обследование состояния оборудования и составления программы капитального ремонта;
- составление технического задания на модернизацию оборудования (при необходимости);
- объём капитального ремонта может составить замену не более 50 % комплектующих из состава оборудования.

3.2.1 Техническое обслуживание и ремонт высокоскоростного асинхронного двигателя

Перечень работ по техническому обслуживанию и ремонту высокоскоростного асинхронного двигателя согласно [6]:

- для частичной разборки электродвигателя необходимо выполнить следующие действия: снять крышки магнитных подшипников и сервисные люки, а также удалить воздушные фильтры системы

					<i>Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

вентиляции. Затем снять крышки клеммной коробки, крышку коробки термоконтроля, магнитных подшипников и антиконденсатных обогревателей. В конце необходимо снять клеммные коробки электродвигателей вентиляторов системы охлаждения (ТО-1, ТО-2, СР, КР);

- профилактика воздушных фильтров. Проверить состояние фильтров. При необходимости очистить от загрязнений вакуумным способом. При наличии повреждений или невозможности очистки произвести замену фильтрующих элементов (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- осмотр контактных соединений. Проверить крепление жил кабеля питающей сети, заземления, подключение магнитных подшипников, датчиков температуры (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверить затяжку силовых кабелей (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- очистка вакуумным способом от загрязнений внутри корпуса электродвигателя (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверить затяжку болтов основания (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- при обнаружении несоответствия затяжки болтов основания произвести проверку деформации корпуса (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверить и при необходимости выставить зазоры сальников. Выставление зазора проводить при включенном магнитном подшипнике (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверить износ щеток заземления вала и при необходимости заменить. Проверить прижимное давление (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверить осевой зазор. Проверку проводить при включенных магнитных подшипниках (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверить поверхности машины на возможные повреждения. При необходимости локализовать дефект (ТО-1, ТО-2, СР, КР);

					<i>Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

- проверить трубки охлаждающего воздуха подшипников и при необходимости прочистить (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверить состояние магнитных подшипников. Произвести визуальный осмотр подшипников (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверить подключение магнитного подшипника на наличие повреждений изоляции. Подтянуть клеммные соединения (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- измерить сопротивление изоляции обмоток статора (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- измерить сопротивление изоляции обмоток статора электродвигателей вентиляторов системы охлаждения (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверить опрессовку сердечника статора и отсутствие зазоров между пластинами сердечника (КР);
- заменить вентиляторы с двигателем системы охлаждения (КР);
- произвести ревизию страховочных подшипников визуально без демонтажа подшипников. Оценить состояние подшипников нанести смазку (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- ревизия страховочных подшипников с демонтажем подшипников (ревизия после каждого выбега ротора на страховочных подшипниках с номинальной скорости).

3.2.2 Техническое обслуживание и ремонт ЦБН

Перечень работ по техническому обслуживанию и ремонту центробежного нагнетателя согласно [6]:

- состояние системы СГУ - узлов уплотнения, контрольной стойки и др. (в соответствии с руководством по эксплуатации фирмы-изготовителя);

					<i>Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
						53
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- состояние системы магнитного подвеса, включая электромеханические узлы, шкаф управления (в соответствии с руководством по эксплуатации фирмы-изготовителя);
- страховочные подшипники качения (ревизия после каждого выбега ротора на страховочных подшипниках с номинальной скорости);
- диаметральные зазоры в лабиринтных уплотнениях (КР);
- концевые уплотнения лабиринтных камер (КР);
- уплотнение покрывающего диска (КР);
- уплотнение думмиса (КР);
- центровка ротора нагнетателя и электродвигателя (СР, КР);
- контроль герметичности разъемных соединений по газу (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- осмотр наружного крепежа (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- осмотр крепления к фундаментной раме (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- осмотр шлицевого соединения соединительной муфты (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- осмотр кабельных вводов (ТО-1, ТО-2, СР, КР).

3.2.3 Техническое обслуживание и ремонт шкафа управления магнитных подвесов двигателя и нагнетателя

Перечень работ по техническому обслуживанию и ремонту шкафа управления магнитных подвесов двигателя и нагнетателя согласно [6]:

- замена вентиляторов (КР);
- проверка затяжки креплений электрических цепей (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- замена аккумулятора резервного питания (КР);
- замена воздушных фильтров (чистка в процессе текущей эксплуатации) (ТО-1, ТО-2, СР, КР);

					<i>Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
						54
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- очистка внешней поверхности шкафа от пыли (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- продувка шкафа и внутренних его элементов с целью удаления пыли (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверка целостности гнезд предохранителей и номиналов предохранителей требованиям эксплуатационной документации (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- устранить неисправность шкафа магнитного подвеса (при наличии сообщения об аварии на панели шкафа управления магнитного подвеса устранить причину неисправности)
- проверка сопротивления токоведущих частей оборудования относительно корпуса (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- измерение сопротивления защитного заземления (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверка версии программного обеспечения (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверка работоспособности шкафа управления МП (ТО-1, ТО-2, СР, КР).

3.2.4 Техническое обслуживание и ремонт преобразователя частоты

Перечень работ по техническому обслуживанию и ремонту преобразователя частоты согласно [6]:

- чистка шкафа снаружи, в том числе тормозного резистора (один раз в год, а при повышенной загрязненности каждые ■ месяцев);
- чистка шкафа внутри, в том числе тормозного резистора (один раз в год, а при повышенной загрязненности каждые ■ месяцев);
- контроль внешних электрических подключений (первая проверка через 1 год, затем каждые ■ года);
- контроль внутренних электрических подключений (первая проверка через 1 год, затем каждые ■ года);

					<i>Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
						55
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- замена батарейки панели управления (по сообщению системы управления);
- копирование программного обеспечения системы управления преобразователя частоты (после каждого изменения параметров, затем каждые ■ лет);
- очистка фильтров преобразователя частоты (по сообщению системы управления, но не реже 1 раз в год);
- очистка согласующих трансформаторов (один раз в год, а при повышенной загрязненности каждые ■ месяцев и менее);
- измерение параметров конденсаторов. Периодичность: первая проверка через ■ года, затем каждые ■ года. (СР, КР);
- измерить сопротивления изоляции (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- замена фильтров системы вентиляции (КР);
- замена вентиляторов с двигателем системы охлаждения преобразователя частоты и тормозного резистора (КР);
- проверка блокировки включения (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- осмотр шин на наличие участков перегрева (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверка версии программного обеспечения (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверка работоспособности преобразователя частоты (ТО-1, ТО-2, СР, КР);

3.2.5 Техническое обслуживание и ремонт системы автоматического управления электроприводного газоперекачивающего агрегата

Перечень работ по техническому обслуживанию и ремонту системы автоматического управления остановленного электроприводного газоперекачивающего агрегата согласно [6]:

					<i>Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
						56
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- техническое обслуживание программного обеспечения (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- контроль сопротивления изоляции электрических цепей (ТО-2, СР, КР);
- проверка выходного напряжения внутренних блоков питания (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверка целостности и номиналов предохранителей (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверка функционирования САУ при пропадании внешнего питания. Проверка аккумуляторной батареи (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- самодиагностика (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверка контроля предупредительно-аварийной сигнализации (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверка резервирования выходных дискретных контроллеров (ТО-2, СР, КР);
- проверка источника бесперебойного питания (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- автоматическая проверка защит (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- контроль неисправности кранов. Опробование кранов (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- контроль неисправности клапанов буферного газа. Опробование клапанов (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- контроль неисправности воздушной задвижки .Опробование задвижки (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- контроль неисправности антипомпажного клапана. Перестановка клапана (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- контроль неисправности подвесов. Опробование магнитных подвесов (ТО-1, ТО-2, СР, КР);

					<i>Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- контроль неисправности системы охлаждения. Опробование системы охлаждения (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- контроль неисправности ПЧ (ТО-1, ТО-2, СР, КР);

Перечень работ по техническому обслуживанию и ремонту системы автоматического управления работающего электроприводного газоперекачивающего агрегата согласно [6]:

- холодная прокрутка (ТО-1, ТО-2, СР, КР);
- проверка функционирования САУ на всех основных режимах (ТО-2, СР, КР);
- проверка регулирования скорости (ТО-2, СР, КР);
- проверка функционирования САУ при ошибочных действиях оператора и недопустимых состояниях работы оборудования ЭГПА (ТО-2, СР, КР);
- проверка антипомпажного регулирования (ТО-2, СР, КР);
- проверка функционирования САУ при исчезновении сигналов основных параметров ЭГПА (ТО-2, СР, КР);

Работа, выполняемая по ремонту системы автоматического управления электроприводного газоперекачивающего агрегата согласно [РЭ ГПА]:

- замена комплектующих, срок службы которых меньше срока службы изделия (ТО-2, СР, КР);

					<i>Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту оборудования компрессорной станции с ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
						58
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4. Повышение надежности работы ЭГПА

4.1 Анализ аварийных остановов ЭГПА

Согласно [10] была проанализирована статистика аварийных остановов (АО) с 2001 по 2019 год на следующих компрессорных станциях:

- КС «Минск»;
- КС «Орша»;
- КС «Александровская»;
- КС «Вертикос»;
- КС «Парабель»;
- КС «Чажемто»;
- КС «Володино»;
- КС «Проскоково».

Результаты данной статистики представлены на рисунке 12.

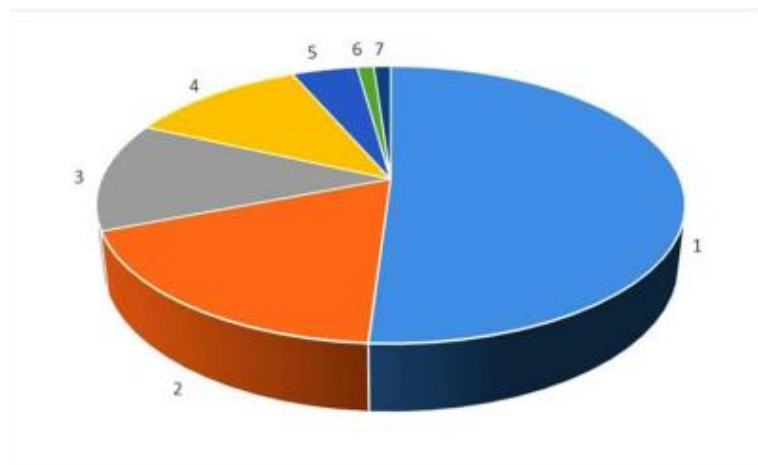


Рисунок 12 – Круговая диаграмма аварийных остановов ГПА и причины их возникновения: 1 – отказы в энергоснабжении; 2 – отказы систем КИПиА; 3 – отказы в работе электрооборудования; 4 – механические повреждения; 5 – несоблюдение правил технической эксплуатации (ПТЭ); 6 – сбои в работе станционных систем; 7 – отказы маслосистем.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями		
Разраб.		Иванов В.Ф.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Федин Д.В.				59	1909
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		
					Повышение надежности работы ЭГПА		

И для исключения АО автором статьи [10] были представлены решения:

- отказы в электроснабжении могут быть минимизированы с помощью резервированием электроснабжения;
- отказы систем КИПиА могут быть минимизированы путем модернизации систем;
- отказы в работе электрооборудования могут быть минимизированы путем модернизации оборудования;
- чтобы избежать механические повреждения и не соблюдение ПТЭ следует увеличить время на техническую учебу персонала;
- во избежание сбоев в работе стационарных систем и АО по вине маслосистем следует уделять больше времени на ТО.

4.2 Усовершенствование алгоритмов управления электрооборудования

Минимизацию АО возможно добиться путем введения усовершенствованного алгоритма ЭГПА при возмущениях во внешней сети электроснабжения.

Введение алгоритма форсированного открытия антипомпажного клапана по сигналу срабатывания кинетической буферизации преобразователя частоты сможет обеспечить минимизацию АО ЭГПА согласно [11].

Кинетическая буферизация – защитная функция преобразователя частоты, основанная на контроле напряжения в звене постоянного тока. При снижении напряжения в звене постоянного тока до определенной установки, в результате снижения питающего напряжения, преобразователь частоты переводит двигатель в режим генерации (снижает обороты), тем самым поддерживая необходимый уровень напряжения звена постоянного тока, чтобы не отключиться по аварии.

					Повышение надежности работы ЭГПА	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Разработанный алгоритм заключается в форсированном, без выдержки времени открытии антипомпажного клапана на 100% по сигналу от преобразователя частоты при снижении напряжения звена постоянного тока.

Для реализации данного алгоритма согласно [11] в шкафу преобразователя частоты должно быть смонтировано дополнительно промежуточное реле и выполнен монтаж контрольного кабеля от преобразователя частоты до шкафа САУ ЭГПА.

Внедрение данного алгоритма согласно [11] позволяет:

- сократить время втягивания ЭГПА в рабочий режим при внешних возмущениях в сети и тем самым избежать предпомпажного и помпажного режима работы ЭГПА;
- уменьшить нагрузку на механические узлы агрегата, предотвратить повышение виброперемещения вала ротора, исключив тяжелый режим работы ЭГПА;
- сократить количество вынужденных и аварийных остановов ЭГПА.

					<i>Повышение надежности работы ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

Продолжение таблицы 9

Номинальная мощность, МВт	N_n	■
Степень сжатия	ε_n	■
Производительность коммерческая, млн.м ³ /сут	$Q_{ком.н}$	■
Производительность объемная, млн.м ³ /мин	$Q_{об.н}$	■
Политропный КПД	$\eta_{пол.н}$	■
Номинальные обороты, об/мин	n	■
Тип корпуса	-	■

Необходимые расчётные параметры представлены в таблице 10 с заданными обозначениями в соответствии.

Таблица 10 – Основные расчётные параметры

Параметр	Обозначение	Значение
Номинальные частота вращения, об/мин	n	■
Механический КПД	$\eta_{мех}$	■
Термодинамические параметры: температура газа на входе, К; давление газа на входе, МПа; давление газа на выходе, МПа.	T_n P_n P_k	■ ■ ■
Коммерческая производительность, млн.м ³ /сут	Q_k	■
Расчетные величины согласно газодинамической характеристике нагнетателя		
Показатель адиабаты	k	■
Коэффициент сжимаемости газа	Z	■
Газовая постоянная, Дж/(кг · К)	R	■
Температура газа на входе, К	T_n	■

Определим фактическую степень сжатия нагнетателя, как отношения фактических давлений на входе и выходе нагнетателя:

$$\varepsilon = \frac{P_K}{P_H}; \quad (5.1)$$

$$\varepsilon = \frac{7,17}{5,5} = \blacksquare.$$

Далее рассчитаем относительную коммерческую производительность (начальное давление возьмем в атмосферах):

$$Q_{\text{к.отн}} = \frac{Q_{\text{к}}}{\frac{100 \cdot P_H}{g}}, \quad (5.2)$$

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

$$Q_{\text{к.отн}} = \blacksquare.$$

Далее согласно газодинамической характеристике нагнетателя, представленной на рисунке 13, определим следующие параметры. Данные в графическом виде на рисунке 14 и в окончательном виде – в таблице 11.

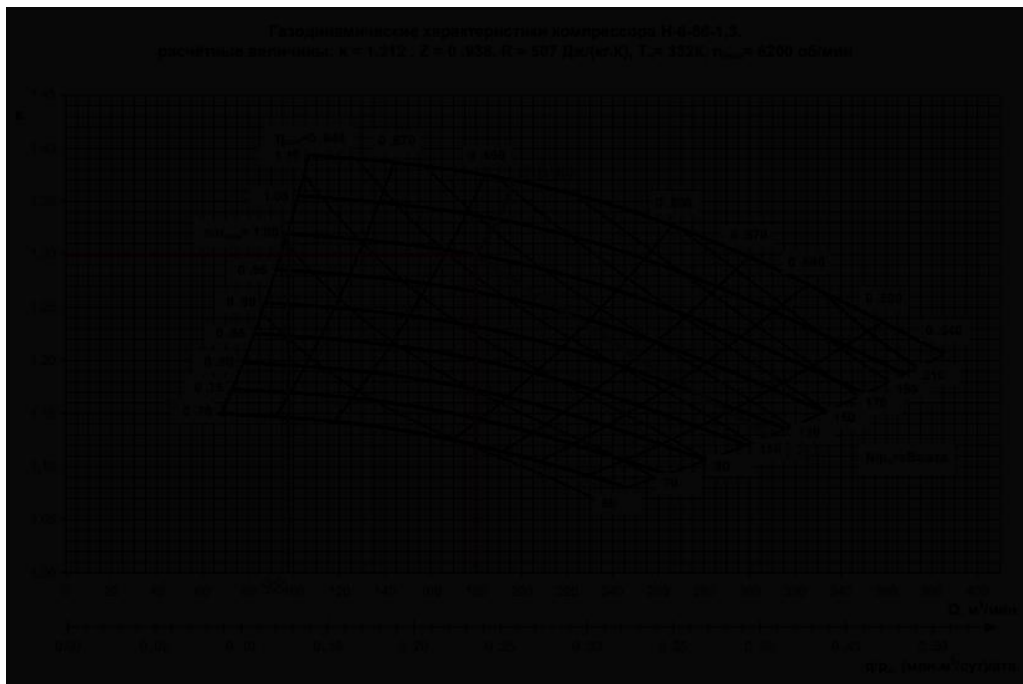


Рисунок 14 – Графическое определение эксплуатационных параметров компрессора.

Таблица 11 – Результаты анализа газодинамической характеристики

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Объемный расход газа по условиям всаса, м ³ /мин	Q	■
Относительная частота вращения	$n/n_{ном}$	■
Политропный КПД	$\eta_{пол}$	■
Относительная внутренняя мощность нагнетателя, кВт/атм	N/P_H	■
Минимальное значение расхода, м ³ /мин	Q_{min}	■

Рассчитаем внутреннюю мощность привода (начальное давление так же переведем в атмосферы):

$$N = \frac{N}{P_H} \cdot \frac{100 \cdot P_H}{g}; \quad (5.3)$$

$$N = \blacksquare.$$

Определение эффективной мощности газотурбинного привода:

$$N_э = \frac{N}{\eta_{мех}}; \quad (5.4)$$

$$N_э = \blacksquare \text{ кВт.}$$

Удаленность от границы помпажа рассчитывается по следующей формуле:

$$S = \frac{Q - Q_{min}}{Q} \cdot 100\%; \quad (5.5)$$

$$S = \blacksquare \cdot 100 = 47\%.$$

Проведём оценку выполнения условий для определения совместимости данного компрессора в составе рассматриваемого ГПА. Для полной совместимости необходимо одновременное выполнение трёх условий: условие потребления мощности, условие политропных КПД, сравнение фактической степени сжатия с номинальной.

$$\begin{cases} N \leq N_H \\ \eta_{пол} \leq \eta_{пол.н} \\ \varepsilon \leq \varepsilon_H \end{cases}; \quad (5.6)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \blacksquare \leq \blacksquare \\ \blacksquare \leq \blacksquare \\ \blacksquare \leq \blacksquare \end{array} \right. .$$

Соответственно, выполняются все три условия. На основании проведённого расчёта можно сделать вывод о том, что данный центробежный нагнетатель подходит для заданного режима работы компрессорной станции магистрального газопровода. Он является газодинамически устойчивым, и его эксплуатация на в данных условиях является безопасной.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Для осуществления транспортировки природного газа в газотранспортной системе Российской Федерации используется 254 компрессорные станции (КС). Большинство компрессорных станций были введены в эксплуатацию в 1960-70-е годы, в период начала интенсивного развития газовой промышленности. Основным видом оборудования КС являются газоперекачивающие агрегаты (ГПА), которые на сегодняшний день физически истощены, морально устарели и выработали свой ресурс. По данным ПАО «Газпром» около 13% ГПА имеют наработку более 100000 часов, 49% - более 50000 часов. Около 9% добываемого газа расходуется на привод компрессоров, т.е. используется как топливный газ.

В большинстве случаев КС оборудуют центробежными нагнетателями с приводом от газотурбинных установок или электродвигателей. В настоящее время газотурбинным приводом оснащено более 80% всех КС, а электроприводом – около 20%. Именно в силу своей нераспространенности в данном разделе будут рассмотрены ГПА с электроприводом (ЭГПА).

6.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Сегментирование представлено в таблице 12.


Продукт: газоперекачивающий агрегат с электроприводом.

Целевой рынок: рынок предприятия газовой отрасли промышленности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями			
Разраб.		Иванов В.Ф.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Федин Д.В.					67	109
Консульт.		Рыжакина Т.Г.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

Таблица 12 - Сегментирование рынка услуг по подбору газоперекачивающих агрегатов

Размер компании	Отрасль	
	Производители ЭГПА	Потребители ЭГПА
Крупные		
Средние		

 – АО «РЭП Холдинг»

 – ООО «Газпром трансгаз Томск» Томское ЛПУМГ

 – ООО «Газпром трансгаз Кемерово» Кемеровское ЛПУМГ

По таблице можно сделать вывод, что основной сегмент рынка – средние компании. Это означает, что наиболее перспективным сегментом в отраслях газовой промышленности для формирования спроса является группа средних производителей ЭГПА.

6.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Анализ конкурентноспособных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для её будущего.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i, \quad (6.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единиц);

B_i – балл i -го показателя.

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурен- тоспособность		
		Б _Ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _Ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,1	5	3	3	0,5	0,3	0,3
2. Ремонтпригодность	0,13	4	4	4	0,52	0,52	0,52
3. Надежность	0,1	3	4	3	0,3	0,4	0,3
4. Простота ремонта	0,12	4	4	4	0,48	0,48	0,48
5. Удобство в эксплуатации	0,11	3	2	2	0,33	0,22	0,22
6. Уровень шума	0,08	3	2	4	0,24	0,16	0,32
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурен- тоспособность продукта	0,08	4	3	2	0,32	0,24	0,16
2. Уровень проникновения на рынок	0,03	3	5	2	0,09	0,15	0,06
3. Цена	0,07	3	3	3	0,21	0,21	0,21
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
5. Послепродажное обслуживание	0,02	4	4	4	0,08	0,08	0,08
6. Наличие финансирования	0,06	4	3	4	0,24	0,18	0,24
Итого	1	44	40	39	3,71	3,24	3,29

Б_Ф – ЭГПА СТМ-4000-2;

Б_{к1} – ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р;

Б_{к2} – ЭГПА СТД-4000-2.

По таблице 13 видно, что наиболее эффективно использовать газоперекачивающий агрегат ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р, так как он является

наиболее конкурентоспособным по отношению к другим видам, имеющимся на рынке. Кроме того, ЭГПА СТМ-4000-2 имеет ряд преимуществ, к которым относят долгий срок службы ГПА.

6.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

На первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 14.

Таблица 14 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Высокая энергоэффективность технологий. С2. Долгий срок службы.</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Сложные климатические условия. Сл2. Нехватка квалифицированных специалистов.</p>
	<p>С3. Низкий уровень вредных выбросов. С4. Полученные теоретические эксплуатационные характеристики.</p>	<p>Сл3. Отсутствие информации от производителей о возможных проблемах при эксплуатации.</p>

Продолжение таблицы 14

<p>Возможности: В1. Использование инфраструктуры НИ ТПУ. В2. Проведение совместных исследований с потребителями. В3. Наличие потребителей. В4. Появление и применение нового оборудования</p>	<p>1. Наличие эксплуатационных характеристик в связке с использованием инфраструктуры ТПУ и совместными исследованиями с потребителями позволяет улучшить оборудование. 2. Применение нового оборудования улучшит эксплуатационные характеристики.</p>	<p>1. Переподготовка специалистов. 2. Привлечение молодых специалистов, в том числе выпускников ВУЗов. 3. Сложные климатические условия требуют дополнительных исследований, в том числе финансируемых потенциальными потребителями.</p>
<p>Угрозы: У1. Возможное появление более совершенных технологий производства. У2. Возможное дополнительное сертифицирование производства. У3. Рост стоимости импортных комплектующих.</p>	<p>1. Появление более совершенных технологий может помочь текущему проекту снизить число вредных выбросов. 2. Дополнительное сертифицирование производства может привести к ужесточению требований для эксплуатируемого оборудования и, увеличению срока службы.</p>	<p>1. Рост стоимости Импортных комплектующих может привести к свертыванию проекта. 2. Отсутствие информации от производителей может помешать исследованию, привести к ошибкам проектирования.</p>

6.4 Планирование научно-исследовательских работ

6.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

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

По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ Раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Выбор направления исследований	Руководитель, исполнитель
Выбор направления исследований	2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	3	Подбор и изучение	Исполнитель
	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Поиск необходимых параметров для построения	Исполнитель
	6	Расчет и построение модели ЭГПА	Исполнитель

Продолжение таблицы 15

Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

6.4.2 Определение трудоемкости работ

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

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

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5}, \quad (6.2)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

t_{min_i} – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

t_{max_i} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_r , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое

вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (6.3)$$

где T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;

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

6.4.3 Разработка графика проведения научного исследования

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

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

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (6.4)$$

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

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

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых/пр}}}, \quad (6.5)$$

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

$T_{\text{вых/пр}}$ – количество выходных и праздничных дней в году;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

В 2023 году: $T_{\text{кал}} = 365$ дней, $T_{\text{вых/пр}} = 118$. Подставим численные значения в формулу:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48.$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляются до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в таблице 16.

Таблица 16 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , чел.-дн.	t_{max} , чел.-дн.	$t_{ож}$, чел.-дн.			
Календарное планирование работ по теме	4	8	5,6	Руководитель и бакалавр	3	4
Постановка цели и задач исследования	4	8	5,6	Руководитель и бакалавр	3	4
Литературный обзор	13	19	15,4	Бакалавр	15	23
Составление и утверждение технического задания	8	13	10	Руководитель	10	15
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	10	15	12	Бакалавр	12	18

Продолжение таблицы 16

Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	18	24	20,4	Бакалавр	20	30
Оценка результатов исследования	6	9	7,2	Руководитель и бакалавр	4	5
Составление пояснительной записки	10	15	12	Руководитель и бакалавр	6	9

На основе таблицы 16 строим план график, представленный в таблице 17.

Таблица 17 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал . дни	Продолжительность выполнения работ									
				Фев.	Март	Апрель	Май						
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр	4	■									
2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр	4	■									
3	Литературный обзор	Бакалавр	23		■	■	■						
4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	15				■	■	■				

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Результаты расчётов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З ^М , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Программы Microsoft Office	шт.	3	1	5	1500	1500	1500	4500	1500	7500
Бумага для принтера	шт.	500	100	300	0,5	0,5	0,5	250	50	156
Электроэнергия	кВт/ч	250	200	270	4,5	4,5	4,5	1125	900	1215
Итого:								5875	2450	8871

6.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 19). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 19 – Расчет затрат на оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Компьютер	шт.	1	1	1	50000	30000	40000	50000	30000	40000
Принтер	шт.	1	1	1	7000	5000	7000	7000	5000	7000
Программы Office	шт.	1	1	1	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Итого:								58000	36000	48000

6.5.3 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (6.7)$$

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

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (6.8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (k_p + k_{пр} + k_d) + Z_{тс}, \quad (6.9)$$

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

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок ($k_d = 0,2$, т. е. 20% от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент (для Томска $k_p = 0,3$, т. е. 30%).

Результаты расчётов представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$, %	k_d , %	k_p , %	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель проекта	38000	30	20	30	68400	8512	9,25	78736
Студент	1400	30	20	30	2520	313,6	27,5	8624
Итого, $Z_{осн}$:								81144

6.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (6.10)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Результаты расчётов представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	78736	11810
Студент	0,15	8624	1294
Итого:		87360	13104

6.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (6.11)$$

где $k_{\text{внеб}}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным $k_{\text{внеб}} = 30\%$.

Результаты расчётов представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	78736	11810
Студент	8624	1294
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого:	30139	

6.5.6 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (6.12)$$

где $k_{\text{нр}}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным $k_{\text{нр}} = 16\%$.

$$Z_{\text{накл1}} = (5875 + 58000 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 31116 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{накл2}} = (2450 + 36000 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 27048 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{накл3}} = (8871 + 48000 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 29996 \text{ руб}.$$

6.5.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Результаты расчётов представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИИ	5875	2450	8871	Пункт 3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	58000	36000	48000	Пункт 3.2

Продолжение таблицы 23

3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	87360			Пункт 3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13104			Пункт 3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	30139			Пункт 3.5
6. Накладные расходы	31116	27048	29996	16% от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НТИ	225594	200169	218590	Сумма ст. 1-6

6.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают входе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования.

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

$$I_{\text{финр}}^{\text{испi}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (6.13)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в том числе аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{225594}{225594} = 1.$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{200169}{225594} = 0,89.$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{218590}{225594} = 0,97.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (6.14)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Результаты расчётов представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии объекта исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Способствует росту производительности	0,1	5	4	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	5	4
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4	4
4. Энергосбережение	0,20	3	3	2
5. Надежность	0,25	3	3	2
6. Материалоемкость	0,15	5	3	4
Итого	1	3,55	3,8	3,2

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

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{3,55}{1} = 3,55;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{3,8}{0,89} = 4,3;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{3,2}{0,97} = 3,3.$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен во втором исполнении.

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

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

Результаты расчётов представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,89	0,97
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,55	3,8	3,2
3	Интегральный показатель эффективности	3,55	4,3	3,3
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,83	1,30	0,93

Исходя из полученных данных, наиболее эффективным оказалась разработка под исполнением №2.

Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением оборудования и материалов. Была посчитана ресурсная, финансовая, бюджетная, социальная и экономическая эффективность исследования. Был выбран лучший вариант разработки.

7. Социальная ответственность

Выпускная квалификационная работа посвящена анализу технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции. Объектом исследования является оборудование компрессорной станции.

В качестве персонала, работающего на компрессорной станции, рассматривается машинист технических компрессоров. Рабочим местом машиниста является машинный зал газоперекачивающего агрегата. Машинист технических компрессоров имеет следующие должностные обязанности: обслуживание основных элементов технологической обвязки объектов компрессорной станции, запуск и остановка газоперекачивающих агрегатов, выполнение несложных регулировочных работ на газоперекачивающем технологическом оборудовании и всех видов регулировочных работ общестанционного оборудования и участие в ремонте компрессоров, их приводов, аппаратов, узлов коммуникаций и вспомогательного оборудования цехов.

Целью данного раздела является рассмотрение правовых и организационных вопросов обеспечения производственной и экологической безопасности, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях на компрессорной станции.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На компрессорной станции принят вахтовый режим отдыха труда – 2

					Организационно-техническое сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Иванов В.Ф.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Федин Д.В.					87	109
Консульт.		Гуляев М.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

месяца с одним выходным днем в неделю и продолжительностью рабочего дня на вахте 10 часов. По окончании вахтовой работы работникам за переработанное время предоставляется межвахтовый отдых в местах постоянного жительства. Продолжительность межвахтового отдыха определяется суммой часов, переработанных сверх установленного законодательством времени в течение вахты. Действующая с 24 апреля 2020 г. редакция ТК РФ определяет, что работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации [13]:

1) сокращенная продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах общеустановленной 40-часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ);

2) ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ);

3) повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ).

Обработка персональных данных у работников может осуществляться только в целях обеспечения и соблюдения законов и иных нормативно-правовых актов в целях содействия работникам в трудоустройстве, продвижения по службе, обеспечении личной безопасности работников.

Персональные данные работника могут быть получены только на него самого. При передаче персональных данных работника работодатель не должен сообщать данные третьей стороне без письменного согласия работника за исключением случаев, когда это необходимо для предупреждения угроз жизни и здоровья работника. Лица, получающие и имеющие персональные данные работника, должны соблюдать режим секретности (конфиденциальности). В случае нарушения законодательства РФ в области персональных данных лица, совершившие данное нарушение, привлекаются к ответственности.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						88
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Система оплаты труда предусматривает установление должностных окладов и тарифных ставок с учетом квалификации и деловых качеств, текущее премирование за результаты производственной деятельности работников, доплаты и надбавки в зависимости от условий труда и объема выполняемых работ, а также выплату вознаграждения по итогам работы.

Единые корпоративные нормы по оплате труда закреплены в Типовом положении об оплате труда работников организаций ПАО «Газпром» [14]. По ст. 219 ТК РФ все трудящиеся вправе претендовать на рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда и ГОСТам: 12.2.003, 12.3.002, 12.2.032, 12.2.033, 12.2.049.

Руководители организаций обязаны заботиться о правильной организации мест труда. Это позволяет не только обезопасить сотрудников, но также рационально расходовать время трудящихся.

Общие требования к организации рабочего места:

- отсутствие лишних объектов;
- достаточность места;
- рабочее место должно хорошо освещаться и проветриваться.

7.2 Производственная безопасность

7.2.1 Анализ потенциальных вредных и опасных природных факторов

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 все вредные и опасные производственные факторы по природе их воздействия подразделяют на факторы, воздействие которых носит физическую, химическую и биологическую природу [15].

В результате анализа работы машиниста технологических компрессоров на компрессорной станции были выявлены следующие вредные и опасные производственные факторы. Данные факторы представлены в таблице 26.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						89
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 26 – Опасные и вредные производственные факторы при работе машиниста технологических компрессоров

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
Вредные производственные факторы			
1. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	Есть	Есть	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [16].
2. Повышенный уровень общей вибрации	Есть	Есть	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования [17].
3. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работника	Есть	Есть	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [18].
4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	Есть	Есть	СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение.
Опасные производственные факторы			
1. Сосуды и аппараты под высоким давлением	Есть	Есть	ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. [7].
2. Производственные факторы, связанные с электрическим током	Есть	Есть	ГОСТ 12.1.019-2017. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

Продолжение таблицы 26

3. Пожаровзрывоопасность	Есть	Есть	ГОСТ 12.1.044-89. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов [8].
4. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция)	Есть	Есть	ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

7.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных факторов

Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Чрезмерный уровень шума оказывает неблагоприятное воздействие на здоровье людей. При повышенном уровне шума орган слуха вынужден приспосабливаться к таким условиям и его чувствительность снижается. Также у людей, работающих в условиях повышенного шума, чаще страдают от гипертонической болезни сердца, увеличению вероятности возникновения инфаркта миокарда.

Основными источниками шума на компрессорной станции считаются ГПА и АВО газа, соответственно машинист технологических компрессоров потенциально вследствие своей работы может получить значительные проблемы со слухом. Следовательно, на предприятии должны быть приняты меры по защите работников от промышленного шума.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [16] работодатель обязан обеспечить посредством принятия соответствующих мер безопасность при воздействии шума на работников. В частности, электроприводные установки и рамы вспомогательных устройств обладают кожухом шумотеплоизолирующей рамы. Щит управления компрессорным цехом находится за звукопроницаемым стеклом, а при работе с оборудованием машинисты обеспечены СИЗ: вкладышами «Беруши», наушниками.

Условия труда по шумовому фактору представлены в таблице 27 в соответствии приложением №11 к Методике проведения специальной оценки условий труда, утвержденной приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 января 2014 г.

Таблица 27 – Условия труда по шумовому фактору

Наименование показателя, единица измерения	Класс (подкласс) условий труда					
	допустимый	вредный				опасный
Шум, эквивалентный уровень звука, дБА	80 и меньше	>80-85	>85-95	>95-105	>105-115	более 115

Повышенный уровень общей вибрации

Воздействие вибрации может привести к изменениям в нервной, сердечно-сосудистой, опорно-двигательной системах. Хроническое воздействие вибрации на человека может привести к вибрационной болезни. Заболевание может привести к нарушениям в сердечно-сосудистой и нервной системе, а также в опорно-двигательном аппарате.

На компрессорной станции вибрация создаётся при работе компрессоров, трубопроводов технологической обвязки и аппаратов воздушного охлаждения газа и масла.

В целях предотвращения вибрационной болезни в ГОСТ 12.1.012-90 [17] предусмотрены нормы, регулирующие время непрерывного воздействия вибрации на работника (таблица 28).

Таблица 28 — Допустимое суммарное время непрерывного воздействия вибрации T_n на работающего за смену

T_n , мин	Показатель превышения вибрационной нагрузки на оператора, Δ , дБ
1	381
2	302
3	240
4	191
5	151
6	120
7	95
8	76
9	60
10	48
11	38
12	30

Для защиты работника от пагубного воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы, а также сапоги с толстой резиновой подошвой. ГПА оборудованы специальными датчиками, контролирующими их уровень вибрации.

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работника

Микроклимат оказывает огромное влияние на здоровье работника, его самочувствие и работоспособность, которое возможно лишь при условии сохранения температурного баланса организма, достигаемого за счет работы системы терморегуляции. В условиях неблагоприятного микроклимата нарушение в функционировании этих систем может сопровождаться ухудшением здоровья и самочувствия, и усугубляется воздействием на организм других вредных факторов.

Микроклимат определяется с помощью следующих параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха [18]. На компрессорной станции показатели микроклимата могут отклоняться от нормы из-за повышенной или пониженной температуры компримирующего оборудования и повышенной или пониженной влажности воздуха рабочей зоны. В таблице 29 представлены оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости воздуха в рабочей зоне производственных помещений.

Таблица 29 – Нормы микроклимата

Период года	Категория работ	Температура °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха
холодный	Средней тяжести	17 – 19	40 – 60	0,2
теплый		20 – 22		0,3

Для улучшения показателей микроклимата на компрессорной станции работники обеспечены спецодеждой, имеющей высокую воздухопроницаемость, и спецобувью. Особо нагревающиеся в процессе эксплуатации газотурбинные установки и рамы вспомогательных устройств находятся в шумотеплоизолирующем кожухе.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов. Для обеспечения комфортного освещения разработаны и выполнены следующие мероприятия: рабочие места объекты подходы к ним, проходы в темное время суток освещены, искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок ПУЭ и строительных норм и правил, уровень

освещенности рабочих мест соответствует отраслевым нормам проектирования искусственного освещения объектов. В производственных помещениях предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Освещенность помещения обеспечивает оптимальное зрительное восприятие объекта различения. Освещение обеспечивает равномерное распределение яркости на рабочей поверхности и окружающего пространства. Освещенность поверхности постоянна, без пульсаций. Освещение должно обеспечиваться коэффициентом естественного освещения не ниже 1,0 %. Естественное и искусственное освещение в 94 помещениях регламентируется нормами СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585-10 в зависимости от характера зрительной работы. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 кд/м². Для поддержания нормируемых значений освещенности необходимо своевременно проводить чистку стекол и светильников, замену перегоревших ламп.

7.2.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных факторов

Сосуды и аппараты под высоким давлением

Особенность эксплуатации компрессорных станций – высокое давление перекачиваемой среды (природного газа). Рабочее давление газа составляет 9,8 МПа, а оборудование компрессорной станции способно выдержать давление до 12 МПа. Для измерения давления на компрессорной станции установлены манометры, снабженные трёхходовым краном.

Для защиты сосудов следует применять клапаны и их вспомогательные устройства, соответствующие требованиям ГОСТ 12.2.063 [21]. Защите предохранительными клапанами подлежат сосуды, в которых возможно превышение рабочего давления от питающего источника [14]. В случае с компрессорной станцией таким оборудованием являются ГПА. На ГПА-32

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

«Ладога» установлена комплексная система автоматического управления, обеспечивающая автоматическую работу агрегата и компрессорного цеха и предупреждающая машиниста о превышении давления на оборудовании.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

В рабочей зоне к источникам электрической энергии относятся розетки, а также подключенные к ним электрические приборы номинальным напряжением 220 В, соответственным заземлением с сопротивлением 4 Ом.

Рабочее помещение относится к помещениям повышенной опасности поражения электрическим током, присутствует один из следующих факторов: повышенная влажность (60 %); вентиляция и отопление, покрытие пола не из диэлектрического материала, температура воздуха до 30 °С, выделение технологической пыли, в воздухе находятся химически активные вещества.

Согласно Приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года № 903н об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» машинисты ТК должны иметь группу по электробезопасности не ниже II.

Принимаются следующие меры защиты от воздействия электрического тока:

- проверка состояния изоляции проводов и заземления электроустановок;
- использование предупредительных плакатов и знаков;
- установка молниеотводов;
- использованием средств индивидуальной защиты;
- проведение инструктажей и обучения по безопасным работам с электроприборами.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Пожаровзрывоопасность

К опасным факторам пожара, воздействующим на персонал компрессорной станции, относятся: пламя и искры, тепловой поток, повышенная температура окружающей среды, повышенная концентрация токсичных продуктов горения и термического разложения, пониженная концентрация кислорода, снижение видимости в дыму [20].

В соответствии с федеральным законом N 123-ФЗ от 22.07.2008 (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" компрессорный цех ГПА относится к категории А помещений по пожарной и взрывопожарной опасности.

Причиной пожара может стать утечка газа, масла, дизельного топлива. Утечка может произойти при нарушении герметичности запорной или предохранительной арматуры. Помимо этого, при содержании метана в пределах от 4 до 16% образуется взрывоопасная концентрация.

Для предотвращения и борьбы с самовоспламенением и горением природного газа на компрессорной станции используются система контроля загазованности и система пенного пожаротушения, состоящая из резервуара с водой, насосной станции, сети пенных трубопроводов. Обязательно наличие огнетушителей на территории компрессорной станции. В соответствии с ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в российской федерации», в зависимости от размеров КЦ и КС, в таблице 30 приведены нормы оснащения помещений ручными огнетушителями для категории А помещения.

В соответствии с инструкцией о мерах пожарной безопасности при работе на компрессорных установках [14] для персонала обозначены требования. 1. Работники и должностные лица организации обязаны:

- 1) Соблюдать требования пожарной безопасности, установленные Правилами противопожарного режима в Российской Федерации и настоящей инструкцией.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

- 2) Бережно относиться к противопожарным средствам и оборудованию.
- 3) Незамедлительно сообщить работодателю либо непосредственному руководителю о нарушениях требований пожарной безопасности.
- 4) Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путем проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума.
- 5) Противопожарный инструктаж проводится со всеми работниками организации.
- 6) Обслуживание компрессорных установок возлагается на лиц, прошедших специальную подготовку и имеющих удостоверение.

Таблица 30 – Нормы оснащения помещений ручными огнетушителями

Категория помещения	Пре-дельная защища-емая пло-щадь, м ²	Класс по-жара	Пенные и вод-ные ог-нетушители вместимостью 10 л	Порошковые огнетуши-тели вме-стимостью, л/ массой ог-нетушащего вещества, кг			Хладо-новые огнетушители вместимостью 2 (3) л	Углекислот-ные огнете-шители вме-стимостью, л/ массой огнетуша-щего веще-ства, кг	
				2/2	5/4	10/9		2/2	5(8)/3(5)
А	200	А	2++	-	2+	1++	-	-	-
		В	4+	-	2+	1++	4+	-	-
		С	-	-	2+	1++	4+	-	-
		Д	-	-	2+	1++	-	-	-
		Е	-	-	2+	1++	-	-	2++

Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция)

Перекачиваемый газ, примерно на 90% состоит из метана, в таблице 31 приведены его токсичные и пожароопасные свойства.

Таблица 31 – Токсичные и пожароопасные свойства метана

Основные параметры газа	Значение
Температура воспламенения, °С	537
ПДК, мг/м ³	300
Пределы воспламенения смеси с воздухом, %	4-16
Санитарная норма, %	0,8
Токсическое действие	Центральная нервная система

Основные свойства газа:

- при содержании метана в воздухе в пределах от 4 до 16% образуется взрывоопасная концентрация;
- природный газ, скопляющийся в закрытом помещении, вытесняет воздух и удушающее действует на человека;
- предельно допустимое содержание газа в помещениях не должно превышать 1%.

В качестве мероприятий по сокращению или недопущению воздействия природного газа на организм человека газотранспортные в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 предприятия обязаны обеспечивать каждого работника переносными газоанализаторами для выявления утечек и сохранения здоровья работника. В компании ООО «Газпром трансгаз Томск» в КЦ ГПА установлены стационарные газоанализаторы. При проведении газоопасных работ, у начальника обязательно должны быть экипированы противогазы.

7.3 Экологическая безопасность

7.3.1 Защита гидросферы

Основными загрязнителями сточных вод на КС являются:

- соли;
- нефтепродукты;
- метанол;
- диэтиленгликоль (ДЭГ);
- тяжелые металлы;
- хозяйственно-бытовые отходы.

Высокое содержание в сточной воде нефтепродуктов связано с наличием на компрессорной станции большого парка автотранспорта. Нефть и нефтепродукты оказывают вредное воздействие на многие живые организмы и пагубно влияют на все звенья биологической цепи.

Метанол (или метиловый спирт CH_3OH) – это бесцветная легкоподвижная жидкость, широко используемая в газовой промышленности как реагент для борьбы с гидратообразованием. Является наиболее токсичным соединением среди всех спиртов, относится к веществам 3 класса опасности. Токсическое действие метанола связано с угнетением центральной нервной системы и слепотой.

Диэтиленгликоль (ДЭГ, двуэтиловый спирт) является белой вязкой жидкостью, используется для осушки природного газа перед его транспортировкой по газопроводу. Диэтиленгликоль не представляет серьезной опасности в случае кратковременного вдыхания паров при комнатной температуре или контакта с кожей, однако длительное вдыхание вызывает раздражение слизистых оболочек и наркотический эффект. Относится к веществам 3 класса опасности.

Тяжелые металлы, попадающие в водоемы (ртуть, свинец, цинк, медь, кадмий), оказывают токсическое действие на живые организмы. Ионы

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

тяжелых металлов оседают на стенках сосудов организма, засоряют почечные каналы и каналы печени, что способствует отравлению организма [10].

Для предотвращения загрязнения водных объектов нефтепродуктами рекомендуются установки герметичного слива и налива, стационарные шланговые устройства, системы автоматизации слива и налива.

Режим слива и налива нефтепродуктов, конструкция и условия эксплуатации средств хранения и транспортирования должны удовлетворять требованиям электростатической искробезопасности (ГОСТ 12.1.018-93) [24].

7.3.3 Защита литосферы

Воздействие КС на литосферу можно свести к следующим основным направлениям:

- загрязнению почвы нефтепродуктами (различными видами топлива, смазочными материалами, продуктами очистки газа и т.д.);
- накоплению в почве тяжелых металлов (свинца, ртути, цинка и др.);
- загрязнению промышленными и бытовыми отходами газотранспортного предприятия;
- воздействию кислотных осадков, образующихся в атмосфере.

Загрязнение почвы углеводородными смесями может быть связано с осуществлением очистки и осушки газа, очисткой полости газопровода в ходе проведения ремонта, удалением продуктов очистки газа из пылеуловителей и фильтров-сепараторов. Источниками поступления тяжелых металлов в окружающую среду могут служить котельные, участки сварки и резки металла, аккумуляторные отделения, автотранспортные средства, места складирования и хранения отходов [23].

Мероприятия по охране почв можно разделить на следующие основные направления:

- снижение количества изымаемых из оборота земель;

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		101

- предупреждение загрязнения почв токсичными веществами и отходами производства;
- очистка загрязненных земель;
- рекультивация почв [23].

7.4 Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определённой территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, распространения заболевания, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Основными причинами возникновения чрезвычайных ситуаций на компрессорных станциях можно выделить следующие:

- воспламенение масла в компрессорном цехе при разрывах маслопроводов;
- разрушение обвязочных газопроводов компрессорного цеха;
- попадание посторонних предметов в полость нагнетателя;
- поступление воспламеняющихся веществ через неплотности в запорно-регулирующей арматуре.

Наиболее типичной аварией на компрессорной станции является разгерметизация обвязочных газопроводов компрессорного цеха. Большинство аварий, связанных с разгерметизацией трубопроводов на КС, происходит в результате повышенной вибрации.

Для описания мероприятий, направленных на ликвидацию данной ЧС, составляется план оперативного реагирования. Он должен содержать:

- распределение ответственностей по управлению различными видами рисков А и ЧС в процессе реализации проекта КС;

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						102
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- мероприятия по адаптации при необходимости первоначальных оценок рисков чрезвычайных ситуаций и, соответственно, управленческих, организационных и технологических решений;
- мероприятия по реализации оперативного плана действий в чрезвычайных ситуациях;
- мероприятия по использованию резервов для предупреждения чрезвычайных ситуаций.

Для предупреждения и недопущения этой чрезвычайной ситуации на ГПА проводится постоянный виброконтроль с оценкой уровней вибрации трубопроводов. Уровень А характеризует технически исправную трубопроводную систему КС. Уровень В является максимально допустимым уровнем при нормально-режимной эксплуатации КС. При превышении уровня С необходимо проведение диагностических работ с разработкой рекомендаций по реконструкции трубопроводной системы. Достижение уровня D характеризует аварийное состояние трубопроводов и их опорных систем. Превышение этого уровня влечет за собой разрушения в элементах трубопроводной системы [25].

Вывод по разделу «Социальная ответственность»

В данном разделе были рассмотрены вопросы правового регулирования в сфере производственной и экологической безопасности, выявлены вредные и опасные производственные факторы, с которыми могут столкнуться работники компрессорной станции, и представлены пути защиты работников от данных факторов. Были затронуты вопросы экологической безопасности предприятия и мер безопасности при ЧС. Производственная и экологическая безопасность являются одними из приоритетных направлений деятельности ПАО «Газпром».

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

В работе описаны устройства оборудования компрессорной станции и, в частности, устройство и принцип работы электроприводного газоперекачивающего агрегата. Представлено описание мероприятий технического обслуживания агрегата и пылеуловителя их классификация по периодичности проведения.

В соответствии с целью ВКР была проведена разработка организационно-технических мероприятий по усовершенствованию алгоритма управления электрооборудования компрессорной станции. Предложен алгоритм форсированного открытия антипомпажного клапана по сигналу срабатывания кинетической буферизации преобразователя частоты. Разработанный алгоритм заключается в форсированном, без выдержки времени открытии антипомпажного клапана на 100% по сигналу от преобразователя частоты при снижении напряжения звена постоянного тока. Данный алгоритм позволит минимизировать аварийные остановки.

В качестве технологического квалификационного расчёта был выполнен анализ газодинамических характеристик нагнетателя и параметров работы ГПА на соответствие функционирования нагнетателя требованиям газодинамической устойчивости. В результате на основании выполнения условий (5.5) (условие потребления мощности, условие политропных КПД, сравнение фактической степени сжатия с номинальной) был сделан вывод о подходящих эксплуатационных характеристиках оборудования, а также о его безопасной и эффективной работе при заданном режиме работы МГ.

В заключительной части выпускной квалификационной работы рассмотрели вопросы финансового менеджмента, ресурсоэффективности, ресурсосбережения и социальной ответственности в рамках данной работы.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Организационно-техническое сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями</i>		
Разраб.	Иванов В.Ф.						
Руковод.	Федин Д.В.				Лит.	Лист	Листов
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.					10404	609
					Заключение		
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

Сделали вывод о конкурентоспособности предлагаемого технического решения и выбрали наиболее выгодный вариант разработки. Рассмотрели неизбежно возникающие в процессе работы в компрессорном цехе вредные и опасные производственные факторы, на основании нормативных документов рекомендовали мероприятия по снижению негативного влияния данных факторов.

					Заключение	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

Список источников

1. ЕДИНАЯ СИСТЕМА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ. – Текст : электронный // Газпром трансгаз Ставрополь : официальный сайт. – 2023. – URL: <https://stavropol-tr.gazprom.ru/press/proekt-azbuka-proizvodstva/edinaya-sistema-gazosnabzheniya/?mode=preview> (дата обращения: 01.05.2023).
2. КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ. – Текст : электронный // Газпром трансгаз Ставрополь : официальный сайт. – 2023. – URL: <https://stavropol-tr.gazprom.ru/press/proekt-azbuka-proizvodstva/kompressornaya-stantsiya/?mode=preview> (дата обращения: 03.05.2023).
3. Эксплуатация насосных и компрессорных станций: учебное пособие / А.Л. Саруев, Л.А. Саруев – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2017. – 358 с. – Текст : непосредственный.
4. АЗБУКА ПРОИЗВОДСТВА. Циклонные пылеуловители. – Текст : электронный // Газпром трансгаз Ставрополь : официальный сайт. – 2023. – URL: <https://stavropol-tr.gazprom.ru/press/news/2019/06/881/> (дата обращения 15.05.2023).
5. Патент № 2740388 С1 Российская Федерация, МПК F02D 25/00. Способ работы компрессорной станции магистральных газопроводов с газотурбинными и электроприводными газоперекачивающими агрегатами и газотурбодетандерной энергетической установкой : № 2019140985 : заявл. 10.12.2019 : опубл. 13.01.2021 / А. А. Гордеев, П. Г. Осипов, Л. П. Шелудько, В. В. Бирюк; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Самара". – EDN HYDWIK.

					<i>Организационно-техническое сопровождение эксплуатации оборудования компрессорной станции с электроприводными центробежными нагнетателями</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Иванов В.Ф.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Федин Д.В.				106	609
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.			Список источников		
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

6. ИЯТЛ.064415.007 РЭ АГРЕГАТ ЭЛЕКТРОПРИВОДНОЙ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р-10-01 : руководство по эксплуатации часть 1 – 71 с. – Текст : непосредственный.
7. ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ КОМПРЕССОРЫ РЭП ХОЛДИНГ – Текст : электронный // Газпром трансгаз Ставрополь : официальный сайт. – 2023. – URL: <https://www.nzl.ru/fileadmin/f/nzl/press-center/info/tsentrobezhnye-kompressory-2020.pdf> (дата обращения: 20.05.2023).
8. Е300/30 СТОЙКА УПРАВЛЕНИЯ МАГНИТНЫМ ПОДВЕСОМ – 21 с. – Текст : непосредственный.
9. СИСТЕМА СУХИХ ГАЗОВЫХ УПЛОТНЕНИЙ НАГНЕТАТЕЛЕЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА Н-200-21-1СМП и Н220-11-1СМП : руководство по эксплуатации 313. СГУ-Н200. СПБ-00.00.000 РЭ – 22 с. – Текст : непосредственный.
10. Лабуць Е.В. , Кульбей А.Н. , Липский В.К. АНАЛИЗ ВЗАИМОСВЯЗИ ОБЪЕМОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И КОЛИЧЕСТВА АВАРИЙНЫХ ОСТАНОВОК КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ – Текст : электронный // Сборник статей: [сайт]. – 2020. – URL: <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2020/4/PDF/2020-4-89-96.pdf> (дата обращения: 28.05.2023).
11. Новиков А.В. Повышение надежности работы ЭГПА путем усовершенствования алгоритмов управления электрооборудования / А.В. Новиков – Текст : непосредственный // Сборник статей «Материалы VII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Современная газотранспортная отрасль: перспективы, проблемы, решения», 2 тома. 1 Том. – Томск: «Графика». – 2015 г. – С. 224-226.
12. Каталог газодинамических характеристик ЦБК природного газа: дата введения 2005-01-01 / разработан Обществом с ограниченной

					<i>Список источников</i>	<i>Лист</i>
						107
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - ВНИИГАЗ». – Текст : непосредственный.

13. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 11.04.2023). — URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_law_34683/ (дата обращения 24.05.2023). – Текст : электронный.

14. Типовое положение об оплате труда работников организаций ПАО «Газпром». – Текст : непосредственный.

15. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы: дата введения 2017-03-01 / разработан обществом с ограниченной ответственностью "Экожилсервис", ФГБОУ ВПО "Пермский национальный исследовательский политехнический университет". – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 25.05.2023). – Текст : электронный.

16. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01 / разработан открытым акционерным обществом "Научно-исследовательский центр контроля и диагностики технических систем" (АО "НИЦ КД"). – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 25.05.2023). – Текст : электронный.

17. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01 / разработан открытым акционерным обществом "Научно-исследовательский центр контроля и диагностики технических систем" (АО "НИЦ КД"). – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 25.05.2023). – Текст : электронный.

18. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

19. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

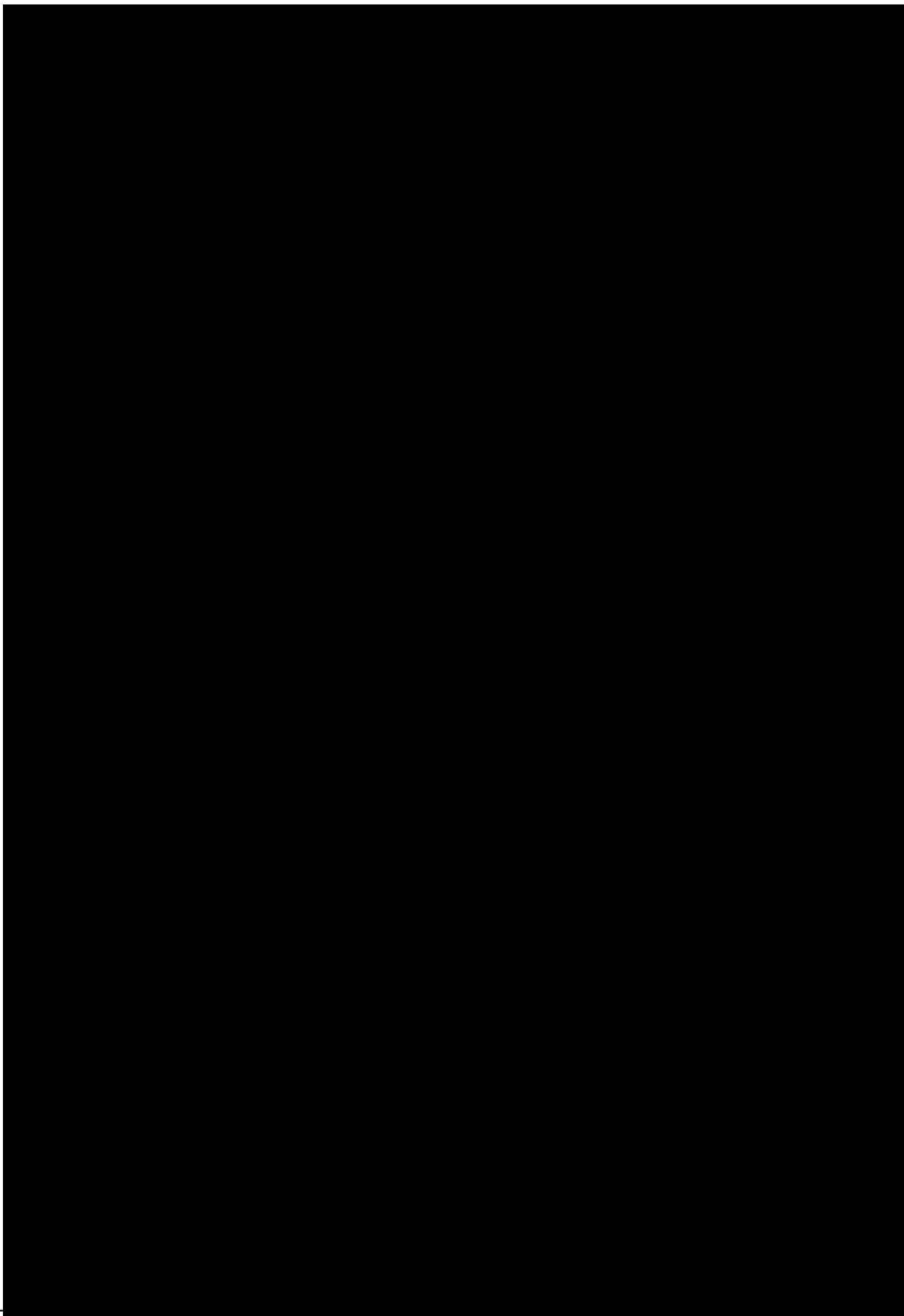
					Список источников	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		108

20. ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.
21. ГОСТ 12.1.044-89. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.
22. ГОСТ 12.2.063-2015. Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности.
23. Островская А.В. Экологическая безопасность газокompрессорных станций. Часть 2. Воздействие системы транспорта газа на окружающую среду. – Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2017. – 149 с.
24. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
25. ГОСТ 12.1.018-93. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
26. Нормы вибрации трубопроводов технологического газа компрессорных станций с центробежными нагнетателями.

					Список источников	<i>Лист</i>
						109
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

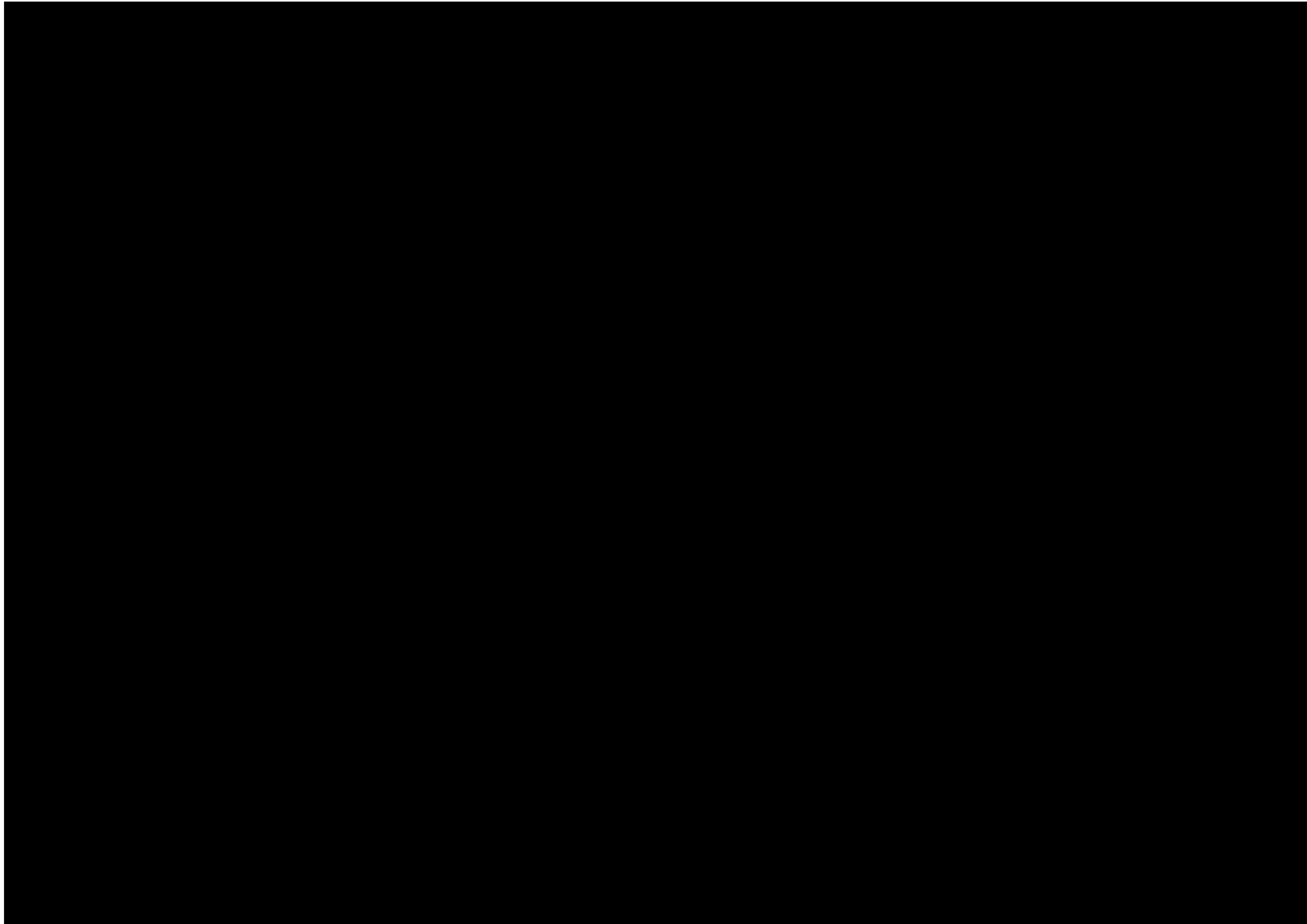
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Технологическая схема компрессорной станции

(справочное)

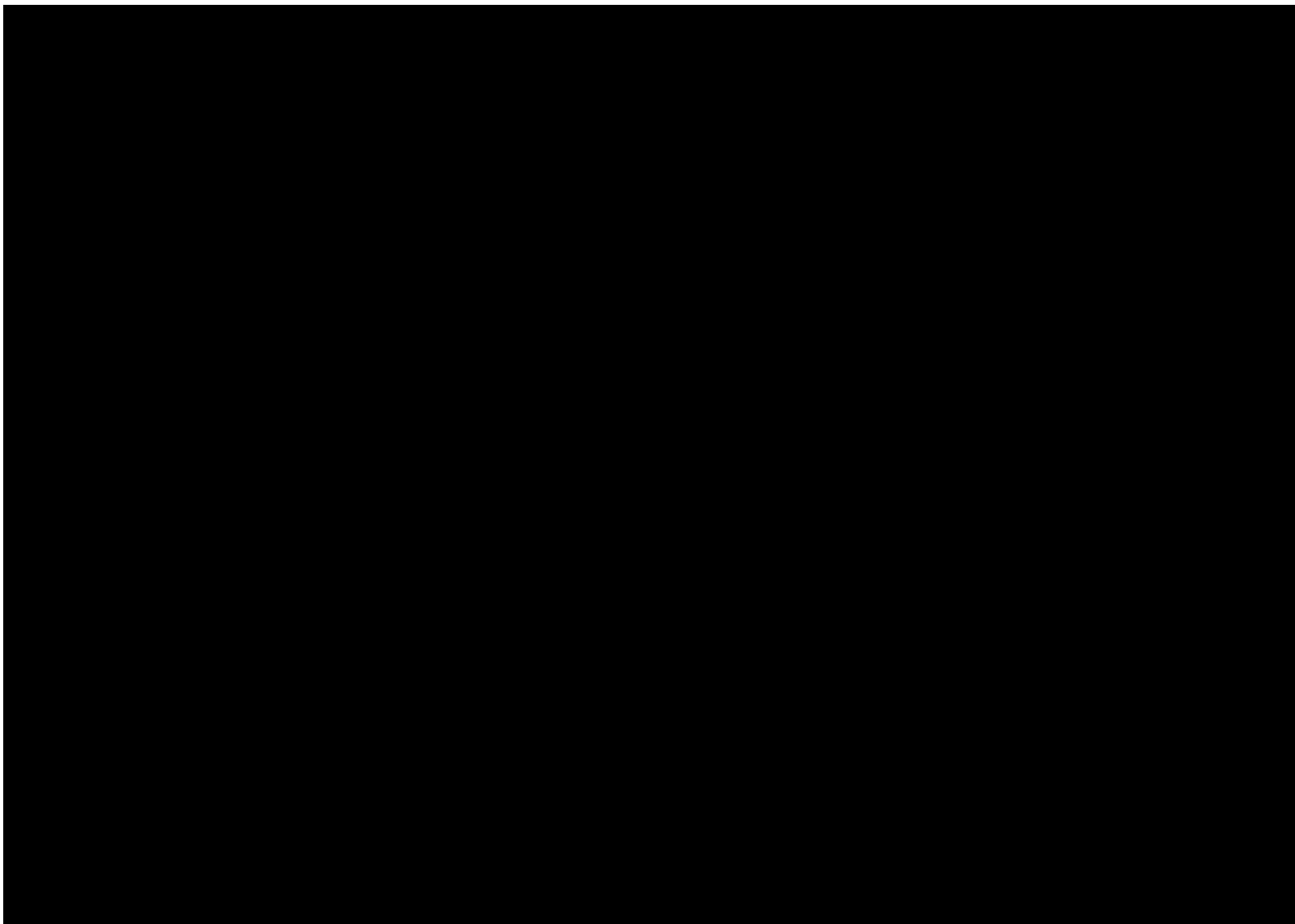


+

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Схема технологической обвязки ЭГПА
(обязательное)**



ПРИЛОЖЕНИЕ В. Технологическая схема узла подключения [REDACTED]
(обязательное)



**Приложение Г. Структурная схема САУ газоперекачивающего агрегата ЭГПА-
4,0/8200-56/1,26-Р
(обязательное)**

