

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации компрессорной станции на примере объекта в Томской области.

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Воодаян Давид Жустин Базия		

УДК: 622.691.5:66.078-049.7(571.16)

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

По разделу «Финансовый менеджмент»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н. доцент		

Планируемые результаты освоения ООП

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 общепрофессиональные 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



Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 Высшего образования
 «национальный исследовательский томский политехнический университет»

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ . _____.2023 Чухарева Н.В.
 (Подпись). (Дата). (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б92	Воодаян Давид Жустин Базия

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.02.2023 г. №40-7/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования – компрессорная станция; Режим работы – непрерывный; Перекачиваемый продукт – природный газ; Требования к особенностям эксплуатации объекта – повышение энергоэффективности газораспределительных станций.
---------------------------------	---

<p align="center">Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Изучение назначения и классификации газораспределительных станций; Аналитический обзор основного эксплуатируемого оборудования на газораспределительной станции; Анализ методов повышения энергоэффективности на газораспределительной станции; Выбор метода повышения энергоэффективности и оценка его эффективности при внедрении на газораспределительной станции; Обсуждение результатов выполненной работы; Заключение и выводы по работе.</p>
<p align="center">Перечень графического материала</p>	<p>1. Структурные схемы газораспределительной станции с одним и двумя потребителями; 2. Типовая технологическая схема газораспределительной станции; 3. График адиабатического охлаждения газа; 4. Схематический принцип работы турбодетандера; 5. Структурная схема применения турбодетандера малой мощности на ГРС; 6. Карты солнечной и ветровой активности на территории Российской Федерации.</p>
<p align="center">Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p align="center">Раздел</p>	<p align="center">Консультант</p>
<p align="center">«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p align="center">Рыжакина Татьяна Гавриловна, доцент</p>
<p align="center">«Социальная ответственность»</p>	<p align="center">Гуляев Милий Всеволодович, ст. преподаватель</p>
<p align="center">Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p align="center">реферат</p>	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Воодаян Давид Жустин Базия		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б92	Воодаян Давид Жустин Базия

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Определение структуры работы. Расчет трудоемкости выполнения работ. Подсчет бюджета исследования</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Рассчитать показатели финансовой эффективности, ресурсоэффективности и эффективности исполнения</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i> 2. <i>Матрица SWOT</i> 3. <i>Альтернативы проведения НИ</i> 4. <i>График проведения и бюджет НИ</i> 5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Воодаян Давид Жустин Базия		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б92	Воодаян Давид Жустин Базия

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

Исходные данные к разделу «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>Объектом исследования:</i> Компрессорная станция.</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; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p> <p>1. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы;</p> <p>2. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенная уровня шума –Повышенная уровня вибрации –Повышенное значение напряжения –повышенный уровень локальной

	<p>вибрации</p> <p>–повышенная запыленность и загазованность рабочей зона</p> <p>Опасные производственные факторы:</p> <p>–движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</p> <p>–Повышенный электрический ток</p> <p>–оборудование и трубопроводы, работающие под давлением</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на биосферу: загрязнение почвы и водных объектов производственными отходами;</p> <p>Воздействие на литосферу: нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение;</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водоемов сточными водами и мусором;</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха выхлопными газами ГПА, выбросами пыли и токсичных газов из используемых машин, выбросами природного газа;</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Пожар на территории КС; - Пожар на технологических установках; - Пожар в отсеке двигателя; - Пожар в отсеке нагнетания;

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Воодаян Давид Жустин Базия		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 Высшего образования
 «национальный исследовательский томский политехнический университет»

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

бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.01.2023	Введение	5
25.02.2023	Обзор литературы	20
10.03.2023	Общие сведения о КС «Александровская»	5
04.04.2023	Анализ методов повышения энергоэффективности КС	20
11.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
27.05.2023	Социальная ответственность	10
06.06.2023	Заключение	10
10.06.2023	Презентация	10
	Итого	100

СОСТАВИЛ: Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа охватывает 102 страницы, включает 17 рисунков, 28 таблиц, 46 источников и 1 приложение.

Ключевые слова: компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, энергосбережение, энергоэффективность, сухие газодинамические уплотнения, магнитный подвес ротора. Объектом исследования является компрессорная станция.

Цель исследования заключается в разработке комплекса мероприятий для повышения эффективности работы компрессорной станции Александровская МГ.

В процессе исследования был проведен сравнительный анализ всех возможных решений по повышению энергоэффективности компрессорной станции, включая управленческо-административные и научно-технологические аспекты. Кроме того, было изучено использование алгоритмов искусственного интеллекта для прогнозирования отказов оборудования и улучшения планирования технического обслуживания на компрессорной станции.

Область применения: компрессорные станции компании ПАО «Газпром». Экономическая эффективность и значимость работы заключается в возможности снижения затрат на энергоресурсы при внедрении предложенных решений. Также представлены схемы внедрения и экономическое обоснование этих решений.

ABSTRACT

The final qualification work consists of 102 pages, 17 figures, 28 tables, 46 sources, and 1 appendix.

Keywords: compressor station, gas pumping unit, energy saving, energy efficiency, dry gas-dynamic seals, magnetic rotor suspension. The object of the study is a compressor station.

The aim of the research is to develop a comprehensive set of measures to enhance the operational efficiency of the Alexandrovskaya MG compressor station. During the research, a comparative analysis of various solutions to improve the energy efficiency of the compressor station was conducted, including managerial and administrative aspects, as well as scientific and technological approaches. Additionally, the study explored the utilization of artificial intelligence algorithms for equipment failure prediction and the enhancement of technical maintenance planning at the compressor station.

As a result of the study, a list of economically and technically justified solutions for enhancing the energy efficiency of compressor stations was presented, along with the integration of artificial intelligence algorithms for equipment failure prediction and improved technical maintenance planning. Scope of application: compressor stations of PJSC Gazprom.

The economic significance of this work lies in the obtained solutions, which will lead to reduced energy resource expenses upon implementation.

Оглавление

1. Введение	15
1.1. Характеристика КС «Александровская»	16
1.2. Описание технологической схемы КС	17
1.3. Состав транспортируемого природного газа	19
2. Единая газотранспортная система России	20
3. Анализ структуры современных ГПА	22
3.1. Основные характеристики узлов ГПА КС «Александровская»	22
4. Методы повышения энергетической эффективности КС	25
4.1. Применение сухих газодинамических уплотнений	27
4.2. Применение магнитной подвески ротора	32
4.3. Расширение диапазона работы противообледенительной системы на примере ГПА-32 "Ладога"	36
4.4. Регенеративное использование теплоты отходящих газов ГТУ	40
4.5. Возможность применение технологических решений на КС «Александровская»	45
5. Использование искусственного интеллекта	47
5.1. Расчет алгоритмов машинного обучения	51
5.2. Применение исчисления в обратном распространении	51
6.1. Исходные данные	55
6.2. Оценка энергоэффективности ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р	58
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	63
7.1. Анализ конкурентных технических решений для ГПА на КС	63
7.2. SWOT- анализ	66
7.3. Определение трудоемкости выполнения работ	69
7.4. Разработка графика проведения научного исследования	71
7.5. Расчет материальных затрат на газоперекачивающие агрегат	75
8. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского ГПА на КС.	79
8.1. Определение ресурсоэффективности проекта	80
9. Социальная ответственность	82
9.1. Производственная безопасность	83
9.2. Анализ вредных и опасных факторов на рабочем месте	85

9.3.	Обоснование мер безопасности для исследователей.....	86
9.4	Анализ опасных производственных факторов на КС	88
9.5	Экологическая безопасность.....	91
9.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях на КС.....	93
	Заключение	96
	Список литературы:.....	98

Определения, сокращения, определения

Газоперекачивающий агрегат: сложная энергетическая установка, предназначенная для компримирования природного газа, поступающего на компрессорную станцию по магистральному газопроводу.

Компримированные: процесс повышения давления (сжатия) газа с помощью компрессора.

Компрессорная станция: комплекс сооружений и оборудования для повышения давления газа при его добыче, транспортировке и хранении.

Сокращения

МГ – магистральный газопровод;

КПД – коэффициент полезного действия;

КС – компрессорная станция;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГТУ – газотурбинная установка;

ЛПУМГ – линейное производственное управление магистральных газопроводов;

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

ОПО – опасный производственный объект;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЦБН – центробежный нагнетатель;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭГПА – электроприводный газоперекачивающий агрегат.

1. Введение

Данное исследование посвящено разработке мероприятий по повышению эффективности эксплуатации компрессорной станции Александровская МГ «НГПЗ-Парабель-Кузбасс». Газотранспортные системы играют важную роль в современной промышленности, и эффективная работа компрессорных станций является неотъемлемой частью обеспечения непрерывности поставки газа. Однако, существует потенциал для оптимизации и улучшения работы этих станций, чтобы достичь более эффективного использования ресурсов и повысить производительность.

Цель исследования заключается в разработке комплекса мероприятий по повышению эффективности работы компрессорной станции Александровская МГ. Это позволит улучшить функционирование станции, снизить энергопотребление и оптимизировать процессы эксплуатации и обслуживания.

Основные задачи проекта включают:

- Изучение нормативно-технической документации по проектированию, эксплуатации и обслуживанию компрессорных станций;
- Анализ функционального назначения компрессорной станции в газотранспортной системе;
- Выявление направлений повышения энергоэффективности при эксплуатации как отдельных узлов, так и станции в целом;
- Использование алгоритмов искусственного интеллекта для прогнозирования отказов оборудования и улучшения планирования технического обслуживания на компрессорной станции для повышения эффективности.

Результаты этого проекта будут иметь практическую значимость для повышения эффективности работы компрессорных станций в

газотранспортной системе. Полученные рекомендации и предложения смогут быть внедрены на КС Александровской МГ и применены для оптимизации эксплуатации и улучшения производительности компрессорной станции.

1.1. Характеристика КС «Александровская».

Александровская компрессорная станция (ООО "Газпром трансгаз Томск") в Томской области является важным объектом газотранспортной инфраструктуры [1]. История ее создания уходит корнями в прошлое, в эпоху развития газовой промышленности в России. Она создана 20 мая 1980 года, а введена в эксплуатацию в 1981 году и имеет установленную мощность 8,2 млрд кубометров в год. Компрессорная станция была построена для обеспечения эффективной работы газопроводов, прокладываемых по территории Томской области, и обеспечения надежной транспортировки природного газа.



Рисунок 1.1 – Здание компрессорного цеха КС «Александровская»

Важной характеристикой Александровской компрессорной станции является ее географическое расположение. Она расположена в Томской области, которая находится в Западной Сибири. Благодаря своему стратегическому месторасположению, компрессорная станция обеспечивает перекачку газа по различным газопроводам, проходящим через Томскую

область. На Александровской промплощадке – КС «Александровская» с 3 электроприводными агрегатами типа ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р (рисунок 1.1). Общая мощность 12 МВт. КС введена в эксплуатацию в 1981 году [1-3].

Александровская компрессорная станция обладает современным оборудованием и технологиями, позволяющими осуществлять эффективную и безопасную перекачку газа. На станции установлены мощные компрессоры, которые создают необходимое давление для перемещения газа по трубопроводам на большие расстояния. Также на станции осуществляется контроль и поддержание оптимальных параметров газа, чтобы обеспечить его стабильное качество и соблюдение требований эксплуатационных стандартов [3].

1.2. Описание технологической схемы КС

Описание технологической схемы компрессорной станции (рисунок 1.2) КС «Александровская» включает в себя компрессорный цех, объединенный в одном здании с тремя электроприводными газоперекачивающими агрегатами ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р. Общая установленная мощность ЭГПА составляет 12 МВт. Режим работы станции является круглосуточным и круглогодичным.

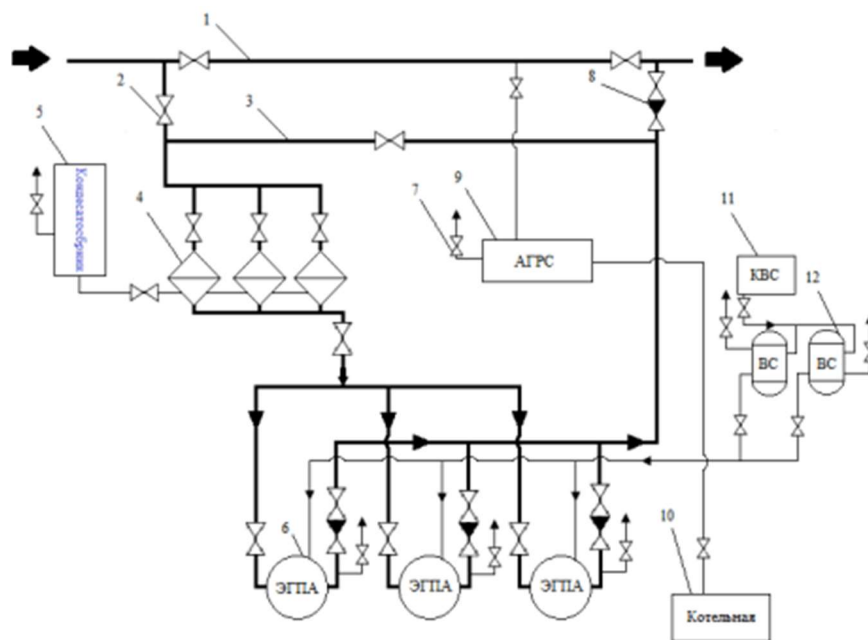
В состав КС входят следующие основные узлы:

- Компрессоры (ЭГПА) для повышения давления природного газа;
- Системы очистки и обработки газа для обеспечения его качества и безопасности транспортировки;
- Контрольно-измерительные приборы для мониторинга параметров газа и работы станции;
- Трубопроводы и арматура для перемещения и регулирования потока газа.

Вспомогательные системы:

- Система электроснабжения, обеспечивающая питание компрессорной станции;
- Система охлаждения для поддержания оптимальной температуры внутри здания компрессорного цеха;
- Система вентиляции, обеспечивающая циркуляцию свежего воздуха и удаление отработанного воздуха и газов;
- Система автоматизации и управления, отвечающая за координацию работы узлов и обеспечение эффективной эксплуатации станции.

Компрессорная станция работает без перебоев круглосуточно весь год, лишь с незначительными остановками на техническое обслуживание или ремонт [1-3].



1 – магистральный газопровод; 2 – шаровый кран; 3 – байпасная линия; 4 – пылеуловители; 5 – конденсатосборники; 6 – ГПА; 7 – продувная свеча; 8 – обратный клапан; 9 – автоматизированная газораспределительная станция; 10 – котельная; 11 – компрессор сжатого воздуха; 12 – воздухосборник

Рисунок 1.2 – Технологическая схема КС

Большая территория промплощадки КС «Александровская» вызывает значительные энергозатраты и требует обеспечения местного отопления, а также высоких расходов на поддержание инфраструктуры [1-3].

1.3. Состав транспортируемого природного газа

Транспортируемый природный газ по МГ «НГПЗ-Парабель-Кузбасс» соответствует требованиям ГОСТ 51.40-93 и СТО Газпром 089-2010, а при сдаче потребителям – ГОСТ 5542-87. В таблице 1 представлен средний годовой состав транспортируемого газа:

Таблица 1 – Состав газа, транспортируемого по МГ «НГПЗ-Парабель-Кузбасс»

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение
Метан	% об.	91,885
Этан	% об.	3,085
Пропан	% об.	1,593
Изобутан	% об.	0,304
Н-бутан	% об.	0,343
Н-пентан	% об.	0,055
Сумма С6 и выше	% об.	0,050
Кислород	% об.	0,025
Азот	% об.	0,013
Теплота сгорания, низшая	ккал/м ³	8320
Область значений числа Воббе, высшее	ккал/м ³	11790
Плотность расчетная	кг/м ³	0,737

2. Единая газотранспортная система России

В настоящее время природный газ транспортируется магистральными газопроводами, а также посредством водного транспорта танкерами, в котором нужна специализированная технология по сжижению газа, при котором газ сжимается в 600 раз.

В России на сегодняшний момент распространённым способом транспортировки газа является трубопроводный транспорт. Поэтому создана общероссийская система транспортировки и подземного хранения газа интегрирована в Единую систему газоснабжения России (ЕСГ).

К особо важным объектам системы включают следующие (рисунок 2.1):

- головные компрессорные станции;
- подземные хранилища газа;
- линейная часть;
- промежуточные компрессорные станции.

Кроме этого, газотранспортная система может включить распределительные газопроводы, газопроводы-перемычки, подводы и отводы, газораспределительные станции и газорегуляторные пункты. На случай возникновения аварий и последующий остановка и перекрытия какого-либо участка трубы в газотранспортной системе предусмотрены подземные хранилища [1-3].

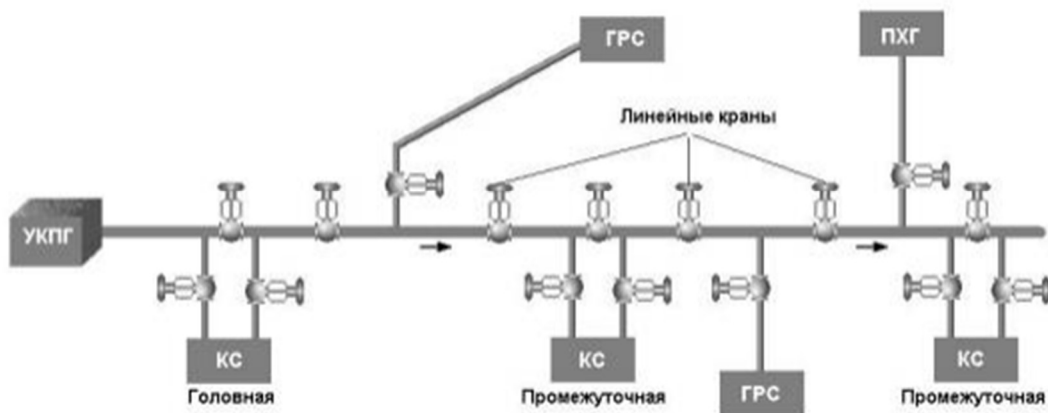


Рисунок 2.1 – Объекты газотранспортной системы

Газпром передал 17 дочерним газотранспортным обществам систему магистральных газопроводов. ЦПДД Газпрома контролирует транспортировку газа с помощью диспетчера. ЕСГ включает 178 тыс. км газопроводов, 250+ компрессорных станций и 32 подземных хранилища газа

3. Анализ структуры современных ГПА

На данный момент, примерно 86% компрессорных станций оборудованы газотурбинными приводами. КПД таких установок составляет около 28-30%. Кроме того, примерно 10% перекачиваемого природного газа используется для внутренних нужд [2]

Оставшаяся часть компрессорных станций работает с электроприводом (ЭГПА), где основным типом двигателя являются синхронные двигатели большой мощности. Большинство ЭГПА имеют срок службы около 20 лет, и на данный момент многие из них достигли предельного ресурса. Некоторые газопроводы работают при падающем газопотреблении, а большинство ЭГПА не имеют возможности регулировать объем перекачиваемого газа. В результате, двигатели работают не в номинальном режиме, что приводит к повышенному энергопотреблению [2].

3.1. Основные характеристики узлов ГПА КС

«Александровская»

На КС «Александровская» эксплуатируется электроприводной ГПА ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р, производства АО «Невский завод», технологическая схема которого представлена на рисунке 3.1, а основные технические характеристики в таблице 2 [1].

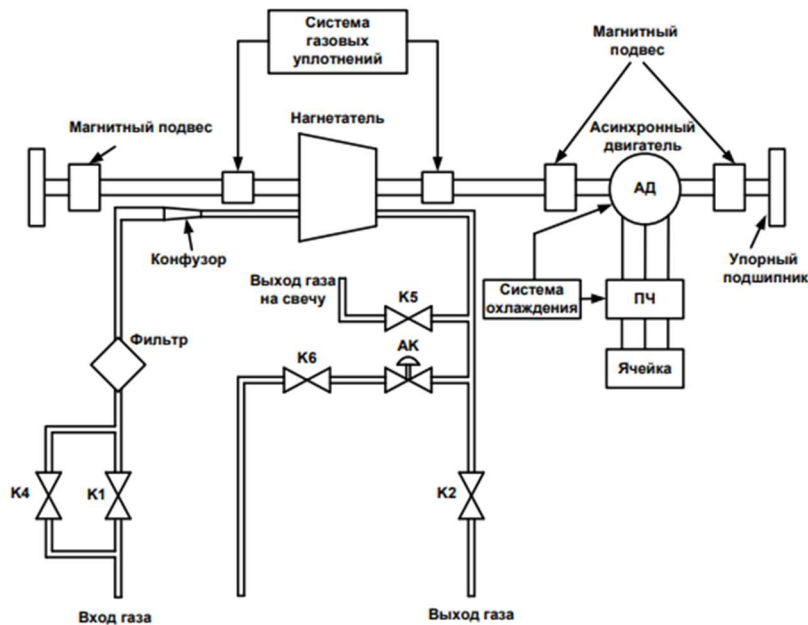


Рисунок 3.1 – Технологическая схема ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р

Таблица 2 – Технические характеристики ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение на входе	6000/10000 В
Производительность объёмная, отнесённая 20 °С и 0,1013 МПа	12,5 млн. м ³ /сут
Степень сжатия	1,26
КПД электропривода	0,93
Мощность привода, номинальная	4000 кВт
Частота вращения, номинальная	8200 об/мин
Точность поддержания частоты вращения без датчика	< 1 %
Диапазон рабочих частот вращения	от 70 до 105 %
Время разгона до номинальной частоты вращения	не более 2 мин
Давление газа начальное абсолютное при входе в нагнетатель	3,5 МПа

Асинхронный двигатель питается от трёхфазного преобразователя частоты. Преобразователь частоты регулирует частоту и амплитуду питания напряжения, которое поступает на электродвигатель [1].

Двигатель оборудован собственной системой охлаждения, которая осуществляется двумя вентиляторами типа RG63TT-2DN.K7.3R, приводимыми в действие асинхронными двигателями BG160L/B3 мощностью 18,5 кВт, 400 В. Это необходимо, поскольку при работе двигателя на низких скоростях охлаждение, создаваемое вентиляторами, установленными на валу двигателя, может быть недостаточным [1].

Двигатель имеет специальную конструкцию и относится к высокоскоростным. Он характеризуется малым диаметром ротора и наличием бандажа из углепластика. Это выполнено для уменьшения воздействия центробежных сил на вал ротора [1].

Важным элементом в крановой системе является антипомпажный клапан (АК). Он предназначен для предотвращения помпажа - неустойчивой работы нагнетателя. При возрастании давления на выходе компрессора или снижении выходного давления, поток газа стремится изменить направление движения, что может привести к развитию помпажа за доли секунд [1]. Антипомпажный клапан позволяет увеличить объемный расход газа, проходящего через нагнетатель, за счет перепуска части газа на входе, обеспечивая устойчивую работу нагнетателя, при этом снижая общий поток газ

4. Методы повышения энергетической эффективности КС

Компрессорная станция является важным элементом газотранспортной системы, которая обеспечивает перемещение газа по магистральным газопроводам. Компрессорная станция состоит из газоперекачивающих агрегатов, которые компримируют газ до необходимого давления, и вспомогательного оборудования, такого как аппараты воздушного охлаждения, системы очистки и регулирования газа, электроснабжения и автоматизации. Компрессорная станция потребляет значительное количество топливного газа для работы газоперекачивающих агрегатов, что снижает энергетическую эффективность и экономическую эффективность газотранспортной системы. Поэтому актуальной задачей является поиск и реализация методов повышения энергетической эффективности компрессорной станции [8].

Существует несколько направлений повышения энергетической эффективности компрессорной станции, которые могут быть реализованы на разных этапах ее жизненного цикла: проектирование, строительство, эксплуатация и реконструкция. На этапе проектирования и строительства компрессорной станции необходимо выбирать оптимальную схему компоновки оборудования, учитывая технические и экономические параметры газоперекачивающих агрегатов, условия окружающей среды, требования надежности и безопасности. На этапе эксплуатации компрессорной станции необходимо обеспечивать рациональный режим работы оборудования, проводить своевременное техническое обслуживание и ремонт, использовать современные системы автоматизации и диагностики. На этапе реконструкции компрессорной станции необходимо проводить модернизацию устаревшего или неэффективного оборудования, внедрять новые технологии и инновации.

В данном параграфе будут рассмотрены некоторые методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции на стадии реконструкции. Эти методы включают [7]:

- замену газоперекачивающих агрегатов с газотурбинными приводами на более современные и эффективные модели, которые имеют более высокий коэффициент полезного действия, удельный расход топливного газа и долговечность;

- внедрение сухих газодинамических уплотнений взамен масляных систем в центробежных нагнетателях, которые позволяют снизить потери давления и расход топливного газа на 2 – 3 %;

- замену подшипников качения и скольжения на новые электромагнитные подшипники, которые обеспечивают бесконтактное вращение ротора нагнетателя без трения и износа;

- применение сложных термодинамических циклов, таких как цикл с перегревом или цикл с регенерацией, которые позволяют повысить температуру выхлопных газов и использовать их для предварительного нагрева воздуха или топливного газа;

- использование тепла выхлопных газов для производства электрической или тепловой энергии с помощью теплоэлектрических преобразователей или органических ранковых циклов;

- модернизация аппаратов воздушного охлаждения с применением композитных рабочих колес, установкой поворотных жалюзи и регулируемых приводов, которые позволяют оптимизировать процесс охлаждения газа и снизить потребление электрической энергии.

Реализация этих методов позволяет повысить энергетическую эффективность компрессорной станции на 10 – 15 %, что приводит к

сокращению расхода топливного газа на 5 – 10 % и уменьшению выбросов парниковых газов на 7 – 12 %. Таким образом, повышение энергетической эффективности компрессорной станции является не только технической, но и экологической и социальной задачей [6].

4.1. Применение сухих газодинамических уплотнений

Сухие газодинамические уплотнения (СГУ) являются современным типом торцевых уплотнений, которые используются в высокоскоростных машинах, таких как компрессоры перекачки природного газа. Особенностью СГУ является отсутствие механического контакта между уплотняющими поверхностями при нормальной работе, что обеспечивает высокую надежность, безопасность и долговечность уплотнений [9]. СГУ также позволяют исключить риск загрязнения газа уплотнительным маслом или наоборот, а также снизить затраты на техническое обслуживание и ремонт [10].

СГУ состоят из двух основных элементов: вращающегося кольца трения, которое закреплено на валу компрессора, и невращающегося седла, которое установлено в корпусе уплотнения. Между этими элементами образуется уплотнительный зазор, который заполнен газом (обычно тем же газом, который перекачивается компрессором). Газ под давлением поступает в зазор через специальные канавки на поверхности кольца трения и создает газостатодинамические силы, которые поддерживают зазор в бесконтактном состоянии [12]. Размер зазора зависит от давления газа, скорости вращения кольца трения и геометрии канавок. Обычно он составляет несколько микрометров [13].

СГУ могут быть одноступенчатыми или двухступенчатыми. Одноступенчатые СГУ имеют одну пару трения и обеспечивают определенный уровень утечки газа через зазор. Двухступенчатые СГУ имеют

две пары трения, расположенные последовательно или параллельно. Последовательное расположение называется конфигурацией «тандем», а параллельное - конфигурацией «спина к спине». В конфигурации «тандем» первая ступень действует как основная, а вторая - как резервная. В конфигурации «спина к спине» обе ступени работают одновременно и обеспечивают более высокую степень уплотнения [14].

В таблице 3 приведены основные характеристики и факторы, влияющие на работу СГУ.

Таблица 3 – Характеристики и факторы СГУ

Характеристика	Значение	Факторы
Утечка газа	0.01-0.1% от расхода компрессора	Давление газа, размер зазора, геометрия канавок
Температура поверхностей	50-150°C выше температуры газа	Давление газа, скорость вращения кольца трения, теплоотвод
Износ поверхностей	Незначительный при нормальной работе	Качество газа, наличие частиц и жидкости
Срок службы	5-10 лет или более	Режим работы компрессора, техническое обслуживание



Рисунок 4.1 – Структура сухого газодинамического уплотнения

Преимущества сухих газодинамических уплотнений по сравнению с масляными уплотнениями:

1. Повышение надежности и безопасности работы компрессора.
2. Исключение проникновения масла в перекачиваемый газ.
3. Уменьшение механических потерь мощности.
4. Снижение расхода электроэнергии.
5. Сокращение затрат на обслуживание.
6. Долгий срок службы.
7. Короткий срок окупаемости.

Принцип работы сухого газодинамического уплотнения основан на создании газового зазора между торцевыми поверхностями вращающегося диска и неподвижного кольца, которые образуют уплотняющую пару трения (ступень уплотнения).

Отличительной особенностью сухого газодинамического уплотнения являются канавки глубиной от 1 до 8 мкм, выполненные на вращающемся диске с внешней стороны, которые занимают около 50% рабочей поверхности диска (см. рисунок 4.2). Часть поверхности вращающегося диска, не имеющая канавок и находящаяся с внутренней стороны, называется уплотняющей поверхностью (дамбой).

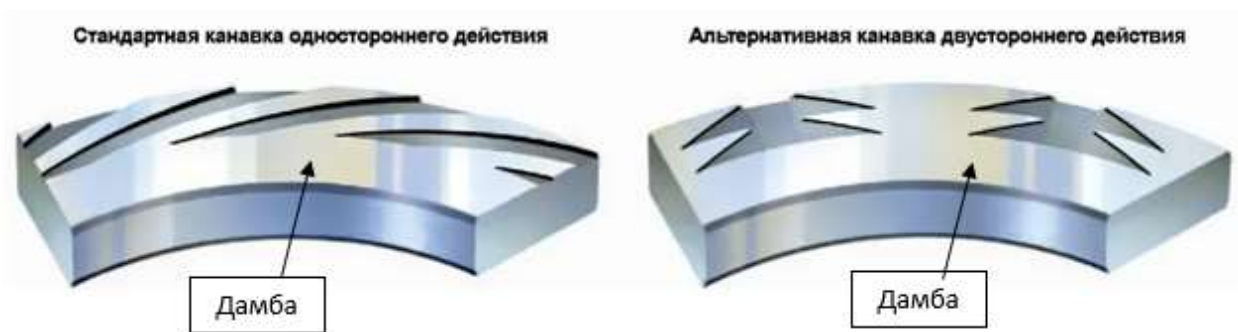
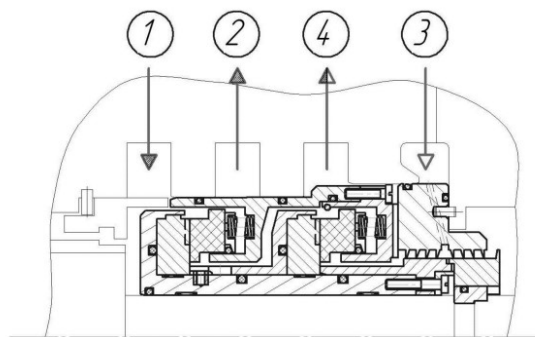


Рисунок 4.2 – Вращающееся кольцо трения СГУ.

Слева – стандартная канавка одностороннего действия; справа – альтернативная канавка двухстороннего действия

На рисунке 4.2 показаны два типа канавок на поверхности кольца трения. Стандартная канавка одностороннего действия (слева) имеет форму спирали с постоянным шагом и направлена против часовой стрелки при взгляде со стороны седла. Эта канавка создает газостатодинамический эффект только при одном направлении вращения кольца трения. Альтернативная канавка двухстороннего действия (справа) имеет форму спирали с переменным шагом и направлена по часовой стрелке при взгляде со стороны седла. Эта канавка создает газостатодинамический эффект при обоих направлениях вращения кольца трения [15].



1 – камера подвода буферного газа; 2 – камера отвода утечки после первой ступени; 3 – камера подвода барьерного газа; 4 – камера отвода утечки после второй ступени и части барьерного газа

Рисунок 4.3 – Двухступенчатое СГУ типа «Тандем»

На рисунке 3 показано двухступенчатое СГУ типа «Тандем», которое состоит из двух пар трения, расположенных последовательно. Первая пара трения работает как основная и уплотняет рабочий газ компрессора. Вторая пара трения работает как резервная и уплотняет разделительный газ, который подается из источника более низкого давления. Разделительный газ служит для предотвращения попадания рабочего газа в атмосферу или на подшипники компрессора в случае повреждения первой пары трения [16].

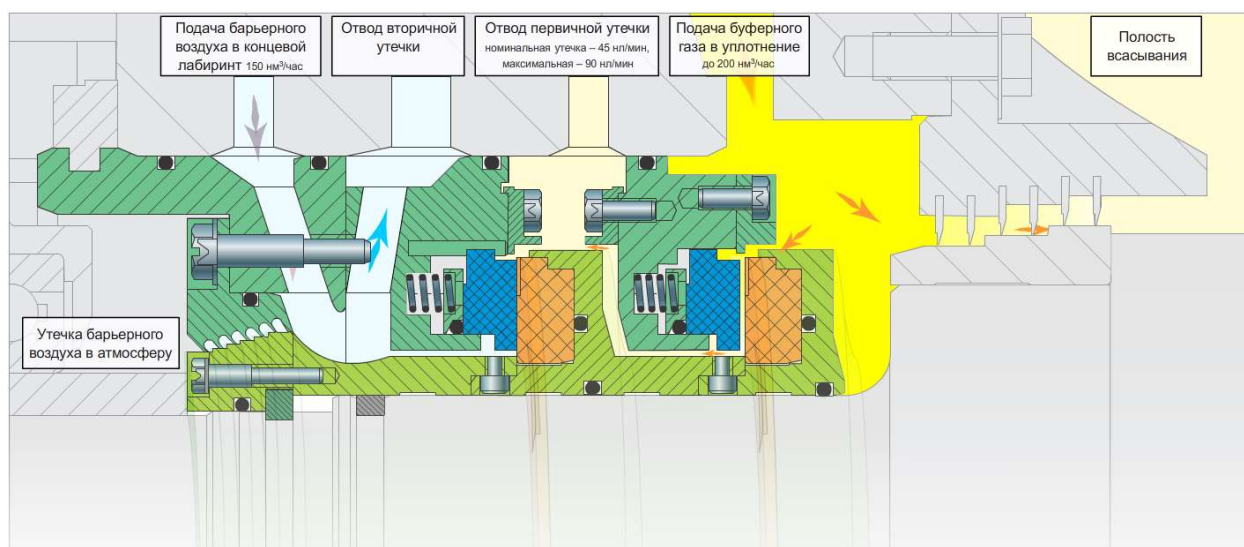


Рисунок 4.4 – Центробежный нагнетатель 398-23-1ЛСМ с двухступенчатым СГУ

Каждая ступень уплотнения состоит из вращающегося диска с спиральными канавками, подвижного графитового кольца, уплотнительных резиновых колец, пружин, упорного кольца, статорных и роторных деталей.

Эффективность применения сухого газодинамического уплотнения по сравнению с масляными уплотнениями заключается в следующем:

- Увеличение интервала межремонтных работ компрессора без технического обслуживания и ремонта до 5 лет непрерывной работы;

- Сокращение потерь мощности на трение в уплотнении в 10 и более раз отсутствуют значительные потери механической энергии на привод насоса высокого давления;
- Снижение энергопотребления. Системы с масляными уплотнениями могут потреблять от 50 до 100 кВт·ч электроэнергии, тогда как системы сухого газодинамического уплотнения используют не более 5 кВт·ч;
- Уменьшение потерь рабочего газа примерно на 2 порядка, благодаря прекращению его сброса из маслоъемных устройств и газоотделителя;
- Повышение пожаро- и взрывобезопасности компрессора за счет исключения системы высокого давления с маслом.
- Срок окупаемости сухого газодинамического уплотнения при модернизации компрессора составляет от нескольких месяцев до 1-2 лет в зависимости от состава газа и условий эксплуатации [9-16].

4.2. Применение магнитной подвески ротора

Из анализа литературы следует, что электромагнитные опоры получили наибольшее распространение для подвески роторов из-за их большой грузоподъемности, что является важным для тяжелых машин.

Активный магнитный подшипник (АМП) является сложным мехатронным устройством, которое обеспечивает бесконтактную подвеску ротора электрической машины относительно статора. На рисунке 4.4 показана схема работы АМП.

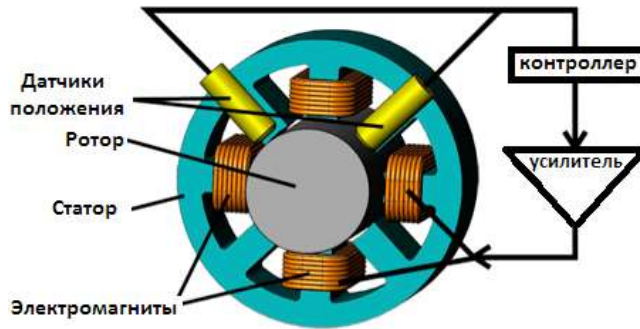


Рисунок 4.4 - Система активного магнитного подшипника

Активные магнитные подшипники (АМП) нашли наибольшее применение в области добычи и транспортировки газа, особенно в компрессорах, насосах, электрогенераторных установках и других устройствах. Их использование обусловлено следующими факторами:

- необходимость поддержания постоянной скорости вращения для обеспечения непрерывной и безотказной работы компонентов газотранспортной системы;
- установка агрегатов в отдаленных точках, где частое обслуживание невозможно;
- необходимость удаленного мониторинга системы.

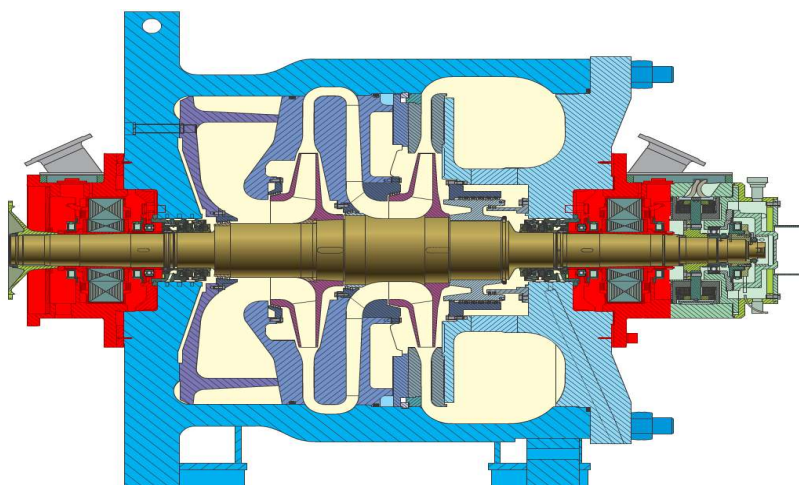
Применение АМП вместо традиционных масляных подшипников для роторов центробежных компрессоров имеет ряд преимуществ:

- исключение затрат на снабжение компрессора маслом;
- снижение износа механических элементов благодаря бесконтактному вращению ротора;
- улучшение качества перекачиваемого газа за счет отсутствия загрязнений маслом и другими примесями.

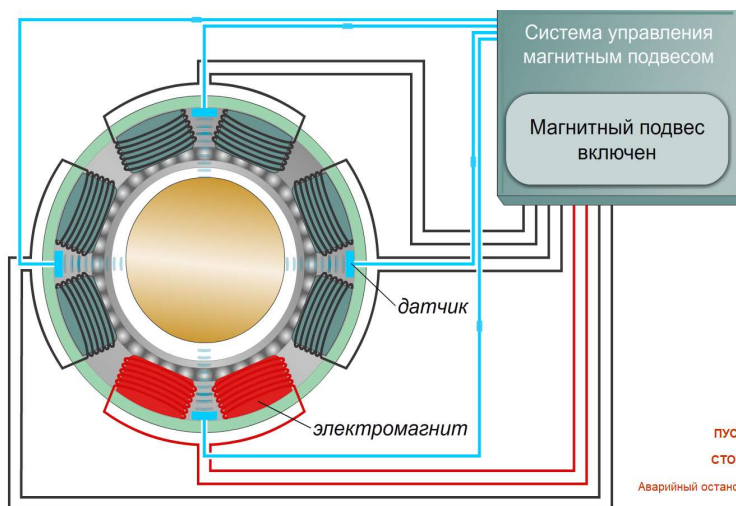
Принцип работы магнитных подвесов, включая АМП, основан на применении свободной левитации, которая достигается с помощью магнитных и электрических полей. Вращающийся вал подвешен в сильном магнитном

поле (см. рисунки 4.5 А и 4.6 В). Основным компонентом магнитного подвеса является магнитная система, которая выполняет следующие основные функции:

- создание магнитного поля необходимой формы;
- обеспечение требуемых тяговых характеристик в рабочей зоне при заданном контролируемом смещении ротора и жесткости самого подшипника [17, 18].



рисунки 4.5 А



рисунки 4.6 В

Рисунки 4.5 А и 4.6 В - Центробежный нагнетатель 398-23-1ЛСМ с активным магнитным подшипником

Активный магнитный подшипник (АМП) обеспечивает стабильное положение ротора за счет магнитных сил притяжения. Эти силы действуют на ротор со стороны электромагнитов, электрический ток в которых регулируется системой автоматического управления по сигналам от датчиков электронного блока управления.

В случае выключения подвеса или аварийного сбоя в системе управления ротор опирается на запасные (аварийные) подшипники. Эти подшипники, чаще всего, являются шариковыми подшипниками и устанавливаются с зазором, поэтому в нормальном режиме они не вращаются (рисунок 4.7).

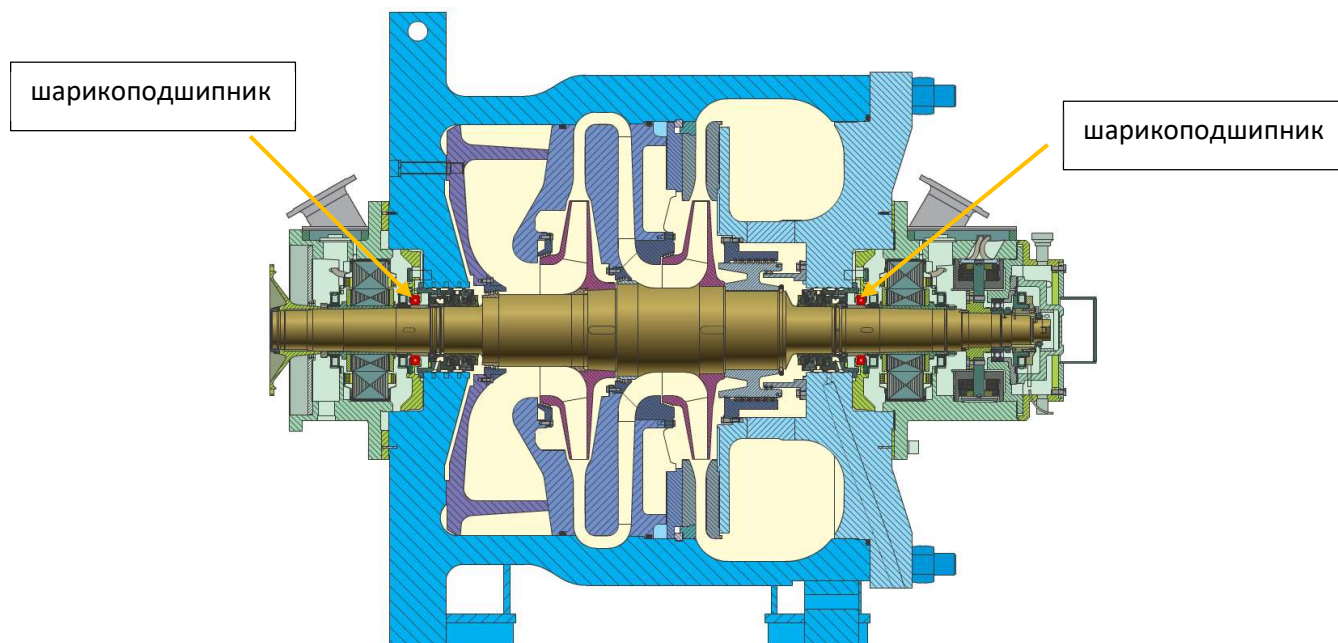


Рисунок 4.7 - Радиальные страховочные подшипники центробежного нагнетателя 398-23-1ЛСМ

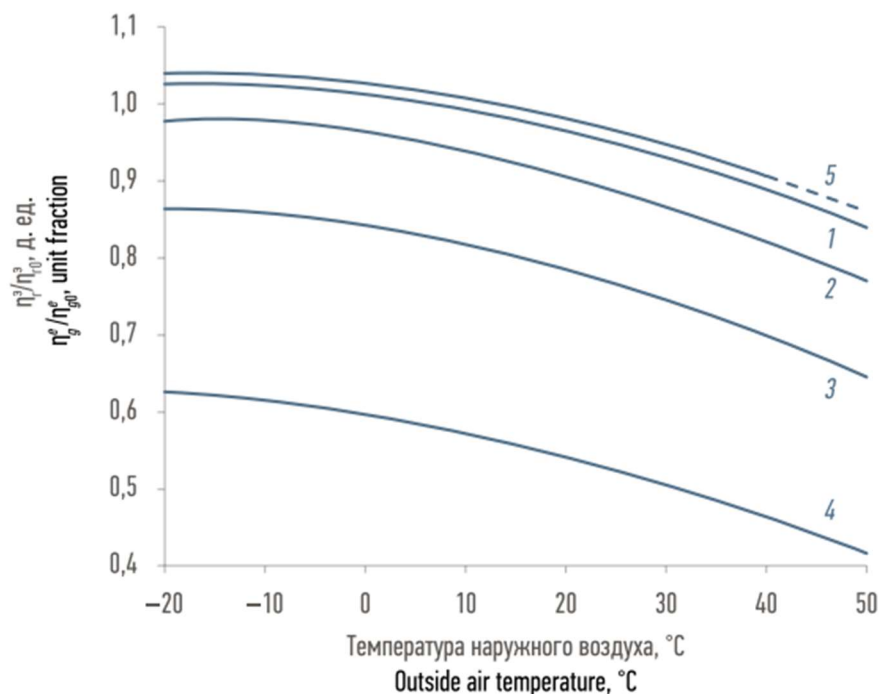
Важно отметить, что страховочные подшипники могут выдержать только два падения ротора, после чего они должны быть заменены. Однако несмотря на это, применение активного магнитного подшипника (АМП) в газоперекачивающем агрегате (ГПА) имеет следующие преимущества:

- Полное исключение системы снабжения маслом;
- Повышение надежности и срока службы ГПА с АМП (примерно 100000 часов);
- Исключение загрязнения газа маслом;
- Повышение эксплуатационной и экологической безопасности оборудования за счет исключения паров масла в помещениях;
- Осуществление текущего контроля характеристик магнитных опор (вибраций, температур, токов электромагнитов, осевых сил и т.д.) с помощью встроенных устройств в АМП без необходимости установки дополнительного измерительного оборудования [16, 17].

4.3. Расширение диапазона работы противообледенительной системы на примере ГПА-32 "Ладога"

Помимо использования природного газа, в ГПА также применяется атмосферный воздух, который смешивается с топливным газом, образуя топливную смесь, которая сжигается в камере сгорания ГПА. Однако перед подачей атмосферного воздуха его необходимо захватить и очистить.

В холодное время года при эксплуатации ГПА наблюдается увеличение КПД агрегата за счет снижения температуры наружного воздуха. Этот эффект объясняется уменьшением удельной работы компрессора, то есть затратой энергии на собственные нужды, в результате уменьшения удельного объема сжимаемого воздуха. На рисунке 4.8 для ЭГПА представлено влияние температуры наружного воздуха на электрический КПД газотурбинного установки при различных нагрузках.



КПД ГТУ при нагрузках: 1 – 100 % (номинальная); 2 – 75 %; 3 – 50 %; 4 – 25 %; 5 – пиковый, где $\eta^{\text{т}}$, $\eta^{\text{т}0}$ – значения КПД в текущем и базовом режимах соответственно [18].

Рисунок 4.8 – Влияние температуры наружного воздуха на электрический

Для России характерны периоды перепада температур в диапазоне от +5°C до -5°C при высокой влажности воздуха, что приводит к образованию гололедицы. Горячий воздух, отобранный после компрессора, направляется в специальную распределительную систему перед фильтрами комплексного воздухоочистительного устройства, где он смешивается с основным потоком, обеспечивая его подогрев. Это позволяет снизить относительную влажность воздуха и предотвратить активное образование льда.

В ООО "Газпром трансгаз Югорск" имеется около 75 единиц ГПА-32 "Ладога", в которых установлена противообледенительная система (ПОС). ПОС разработаны с учетом минимизации времени работы системы, что

соответствует цели оптимизации расхода топлива обычной газотурбинной установки. Факторами активации являются температура, относительная влажность наружного воздуха и перепад давления на фильтрах комплексного воздухоочистительного устройства.

При подогреве воздуха на 7°C , увеличение КПД газотурбинной установки Т32 составляет примерно 0,33%, что эквивалентно экономии около 1% топлива при нагрузке 80% в соответствии с ГОСТ ISO 3977-3-2017. Повышение продолжительности работы ПОС приведет к сокращению числа ее активаций, что поможет снизить повреждаемость системы распределения воздуха в фильтрах подготовки воздуха.

При неправильно спроектированной системе распределения воздуха, которая не обеспечивает необходимое равномерное подогревание, и при резких изменениях климатических условий возникают аварийные ситуации, такие как образование гололедицы, засорение снегом воздуховода ГПА, повреждение фильтров из-за нанесения наледи.

Постоянное подогревание воздуха имеет значительный положительный эффект, снижая риски подобных аварийных ситуаций. Однако у данной технологии есть и негативный аспект - некоторое увеличение расхода ресурсов элементов горячей части газотурбинной установки из-за повышения температуры по газовому тракту. Все же это не вызывает нежелательных последствий, так как замена наиболее нагруженных частей осуществляется в соответствии с регламентом с большим запасом остаточного ресурса. Кроме того, следует ожидать незначительного увеличения выбросов NO_x .

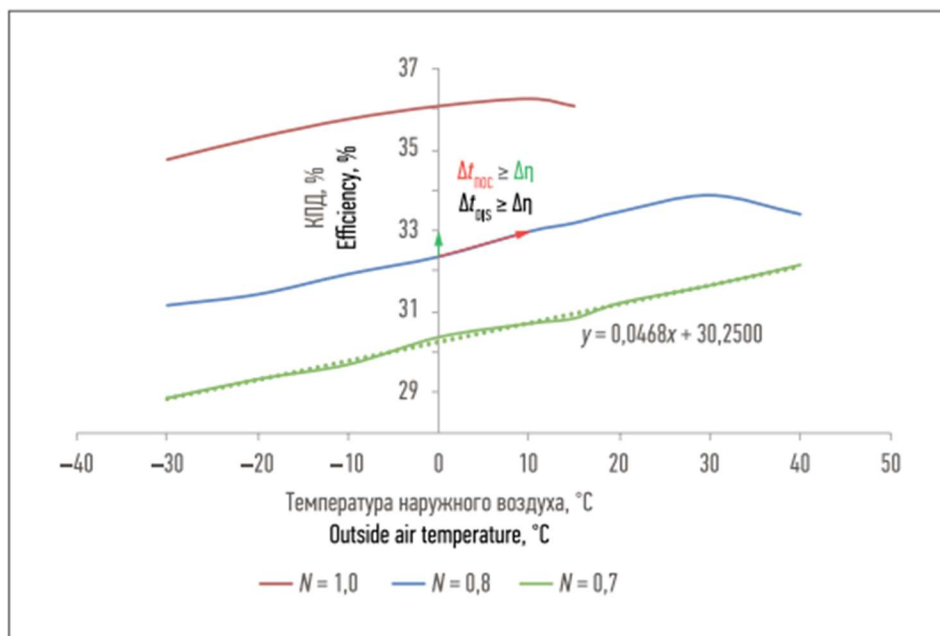


Рисунок 4.9 – Зависимость КПД ГТУ Т32 от температуры наружного воздуха, где $\Delta\eta$ – приращение КПД; $\Delta t_{\text{ПРС}}$ – приращение температуры воздуха при работе ПОС; N – относительная мощность газотурбинного двигателя.

На рисунке 4.9 показана зависимость КПД газотурбинной установки Т32 от температуры наружного воздуха. Очевидно, что для данной установки повышение температуры всасываемого воздуха в компрессор, особенно при его подогреве, приведет к увеличению КПД в широком диапазоне рабочих режимов, в отличие от других газотурбинных установок.

При оценке экономического эффекта от расширения диапазона работы ГПА-32 "Ладога" с применением противообледенительной системы в условиях отрицательных температур для климатической зоны г. Югорска были сделаны следующие выводы:

- При средней нагрузке агрегата в 60% реализация предложенных мероприятий позволит сэкономить примерно 250 тыс. нм^3 топливного газа в год;
- Снижение выбросов CO_2 составит 484 тонны;

Экономический эффект для одной газотурбинной установки при цене газа для собственных технологических нужд в размере 3712 рублей за тысячу м³ составит 915 тысяч рублей [18].

4.4. Регенеративное использование теплоты отходящих газов ГТУ

В России насчитывается примерно 4000 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) общей мощностью 44,2 ГВт, при этом около 85% из них оснащены газотурбинными установками (ГТУ) с общим КПД в пределах 23-35%. Специалисты оценивают, что около 1,2-1,3 миллиона Гигаджоулей тепла ежегодно (при выхлопной температуре газов до 500°С) выбрасывается в атмосферу [19].

Эту проблему можно решить различными способами, и тепловые вторичные ресурсы на газотурбинных установках могут быть эффективно использованы:

Утилизация отходящих газов газоперекачивающих установок (ГПУ) для обеспечения теплофикационных нужд не только на самой территории компрессорной станции, но и для внешних потребителей в отопительный период позволяет получать горячую воду и пар в компактных автоматизированных котлах и сушильных установках, установленных прямо в технологических цехах. Это, в свою очередь, позволяет повысить коэффициент использования топлива до 45%. Однако зимой они, как правило, не используются полностью по установленной мощности, а в промежуточный период между отопительными сезонами утилизаторы приходится отключать.

Утилизация отходящих газов ГПУ также может использоваться для производства дополнительной электрической и механической энергии [20].

Однако одним из перспективных способов повышения энергоэффективности ГПУ является совершенствование схемы газотурбинной

установки (ГТУ) путем внедрения регенерации теплоты отходящих газов, что в результате снижает расход топлива на всей установке. Регенерация теплоты в ГТУ заключается в предварительном нагреве воздуха, поступающего из компрессора в камеру сгорания, с использованием отработавших газов из турбины. На рисунке 4.12 показана схема ГТУ с регенерацией теплоты отходящих газов.

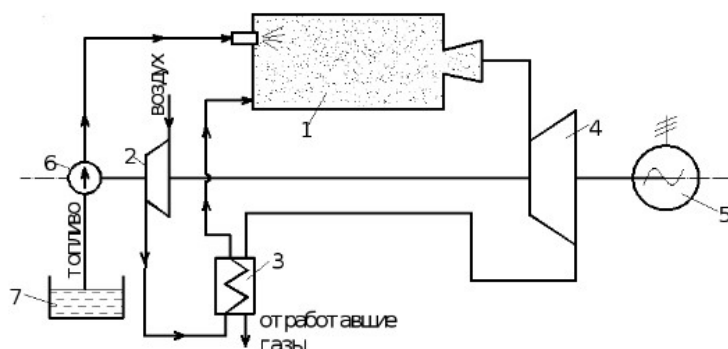


Рисунок 4.10 – Схема ГТУ с регенерацией теплоты уходящих газов: 1- камера сгорания; 2- осевой воздушный компрессор; 3- регенератор; 4- газовая турбина; 5- электрогенератор; 6- топливный насос; 7- топливный бак [19].

Из компрессора 2 воздух переходит в регенератор 3, где посредством теплопередачи от отработавших в турбине 4 газов нагревается, а затем поступает в камеру сгорания 1. Благодаря подогреву воздуха в регенераторе 3 уменьшается количество теплоты, которое необходимо подвести к нему в камере сгорания 1 для достижения заданной максимальной температуры цикла. В регенераторе температура воздуха повышается на 180–250 °С, тем самым уменьшается расход топлива, необходимого для подогрева воздуха в камере сгорания, энергоэффективность ГТУ возрастает по сравнению с простой ГТУ. Отработанные газы выбрасываются в атмосферу.

Эффективность данного процесса определяется таким показателем, как степень регенерации – отношение количества теплоты, переданного воздуху,

к количеству теплоты, которое могло бы быть передано ему при охлаждении газов до температуры воздуха на выходе из компрессора.

В настоящее время наиболее популярны два типа конструкций регенераторов: пластинчатые и трубчатые. Наибольшее распространение получили трубчатые регенераторы, поверхность нагрева в которых образована большим числом трубок. Так как воздух в регенераторе находится под более высоким давлением, чем отработавшие газы, то по условиям прочности обычно воздух пропускается внутри трубок, а газы омывают трубки снаружи. При этом напряжения в корпусе получаются невысокими [19].

Также следует отметить, что трубчатые регенераторы обладают более простой технологией изготовления, а также более удобны в ремонте и эксплуатации. Благодаря этим преимуществам они получили большее распространение по сравнению с пластинчатыми регенераторами. Важно отметить, что использование метода регенерации отходящих газов приводит к увеличению веса и габаритов газотурбинной установки из-за наличия массивного регенератора. Именно поэтому такие установки в основном являются стационарными и требуют большой площади. [19]

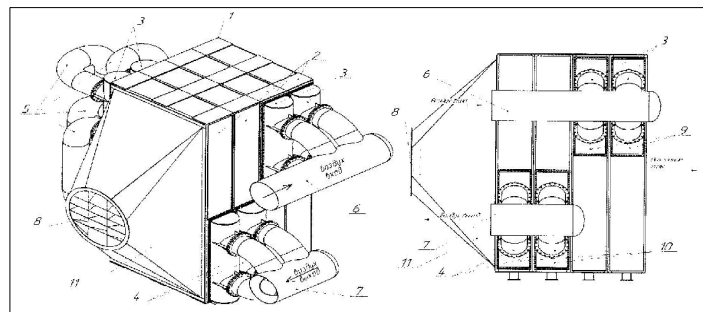
Однако в работе [20] указываются и другие недостатки:

- Использование прямых теплообменных труб, которые могут деформироваться и разрушаться при термическом расширении.
- Применение многолинзового компенсатора, встроенного в корпус, что снижает его прочность и ограничивает возможность использования регенератора при внутреннем давлении.
- Присутствие двух неподвижных дисковых трубчатых досок, усложняющих конструкцию и увеличивающих массу регенератора.

– Недостаточная эффективность теплообмена при противоточно-перекрестном движении циклического воздуха в пространстве между трубами прямоточного пучка теплообменных труб.

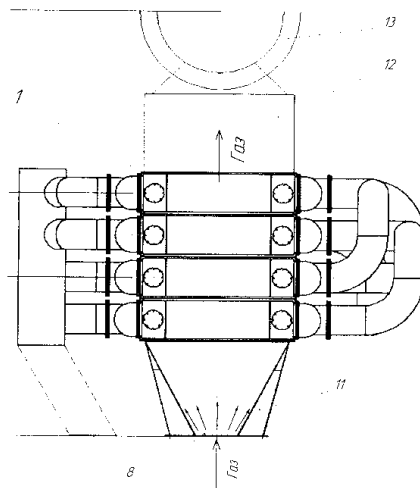
Поэтому в работе [20] предлагается решение для повышения эффективности теплообмена и создания компактного регенератора для газотурбинной установки

Повышение эффективности теплообмена при одновременном снижении металлоемкости регенеративного воздухоподогревателя достигается за счет компактности теплообменного коробчатого блока, составленного из рамных коробчатых модулей с пучком термоэластичных труб Z-образной формы и трубными досками, выполненными в стойках рамного каркаса теплообменного модуля.



1 - каркасно-коробчатый корпус блока регенератора; 2 - теплообменные модули; 3 - воздушные коллекторы для подвода циклового воздуха в теплообменные модули; 4 - воздушные коллекторы для отвода циклового воздуха из теплообменных модулей; 5 - перепускные воздухопроводы; 6 - воздухопровод для подачи циклового воздуха к воздушным коллекторам; 7 - воздухопровод для сбора циклового воздуха от воздушных коллекторов; 8 - веерный разделитель выхлопных газов; 9 - верхняя трубная доска; 10 - нижняя трубная доска; 11 - диффузор для подвода выхлопных газов [20].

Рисунок 4.13 – Общий вид блока регенератора трубчатого:



12 - конфузор для отвода выхлопных газов в вытяжную трубу; 13 - вытяжная труба [20]

Рисунок 4.14 – Компоновка блока регенератора, вид сверху:

Устройство функционирует следующим образом. Предварительно нагретый цикловой воздух в осевом компрессоре подается по воздуховоду 6 к сопряженным воздушным коллекторам 3, которые соединены с двойными трубчатыми досками 9. Затем воздух проходит через Z-образные трубчатые пучки двух смежных теплообменных модулей 2 и с помощью перепускных воздухопроводов 5 перенаправляется в Z-образные трубчатые пучки двух соседних теплообменных модулей. Далее воздух поступает в сопряженный воздушный коллектор 4 и отводится через собранный воздухопровод 7 в камеру сгорания газотурбинной установки (ГТУ). При этом цикловый воздух движется по теплообменным трубчатым пучкам в двухпроходном режиме. Четырехпроходный режим нагрева циклового воздуха в теплообменных модулях регенератора достигается путем изменения воздушных коммуникаций для последовательного противоточного движения циклового воздуха в каждом из теплообменных модулей. Режим регенерации тепла

отходящих выхлопных газов активируется путем подачи этих газов из камеры сгорания ГТУ в межтрубное пространство трубчатого пучка регенератора. Горячий газ попадает в диффузорный блок 11 через встроенный в диффузор веерный разделитель потоков 8 и равномерно нагревает трубчатые пучки через стенки металлических теплообменных труб. Газ проходит межтрубное пространство в однопроходном режиме и выводится в конфузор 12, откуда направляется в вытяжную трубу 13. Таким образом, тепловой обмен между цикловым воздухом и выхлопными газами осуществляется через металлические стенки теплообменных труб.[20].

Также в работе [20] был проведен сравнительный анализ устройства существующего штатного регенератора газотурбинного компрессора ГТК-10-4. Главным выводом из анализа является то, что усовершенствованное устройство оказывается более эффективным по следующим параметрам:

- 3-образная гибочная форма теплообменных труб обеспечивает термоэластичность трубного пучка, что выражается в самокомпенсации линейных деформаций труб при изменении температуры.

- Высокая степень регенерации (0,75%) и небольшие гидравлические потери по газу (приблизительно 4%).

- Масса устройства меньше на 1,6 раза по сравнению со штатным.

В работе [21] проводилась оценка экономической эффективности регенерации теплоты отходящих газов. Годовая экономия перекачиваемого газа в системе газоснабжения составила 5,1 млрд. м³, что в денежном эквиваленте составляет около 700 млн. рублей.

4.5. Возможность применение технологических решений на КС «Александровская»

Исходя из состояния ГПА на КС «Александровская» и рассмотренных выше технологических решений, направленных на повышение энерго-ресурсоэффективности ГПА, можно сделать следующие выводы:

- Применение системы сухих газодинамических уплотнений и активных магнитных подшипников, обеспечивающие магнитный подвес ротора, имеют большие перспективы, поскольку комбинирование данных технологий позволит создать «сухие компрессоры». Исключение системы маслообеспечения из ГПА позволит повысить эффективность и надёжность компрессора, не допустить загрязнение газопровода маслом.

- Перспективным является и применение устройств для регенерации теплоты уходящих газов ГПА. Это обуславливается в первую очередь высокой экономической эффективностью при малых капитальных затратах. Также регенерация тепла благоприятно сказывается в следующих направлениях: снижается общий расход газа всей установки в целом, повышается КПД ГПА, снижается величина оптимального соотношения давлений сжатия в осевом компрессоре.

Помимо предложенных вариантов, стоит провести испытания по расширению диапазона работы противообледенительной системы ЭПА-4,0/8200-56/1,26-Р. Ведь при доказательстве эффективности данной технологии и на других ГПА возможно получить следующую эффективность:

- Снижение эмиссии оксидов углерода в атмосферу;
- Экономия топливного газа для работы ГПА.

5.Использование искусственного интеллекта

Использование алгоритмов искусственного интеллекта для прогнозирования отказов оборудования и улучшения планирования технического обслуживания на компрессорной станции.

Одной из основных задач промышленного производства является оптимизация производительности и надежности оборудования при минимизации затрат на техническое обслуживание и времени простоя. Отказы оборудования могут оказать существенное негативное влияние на качество, производительность, безопасность и рентабельность производственного процесса. Поэтому важно следить за состоянием оборудования и прогнозировать возникновение сбоев до того, как они приведут к серьезным повреждениям или сбоям в работе.

Мы используем комбинацию методов искусственного интеллекта, таких как машинное обучение (ML), глубокое обучение (DL) и системы, основанные на знаниях (KBS), для анализа данных датчиков и обнаружения закономерностей и аномалий, которые указывают на состояние оборудования. Мы применяем различные алгоритмы машинного обучения, такие как искусственные нейронные сети (ИНС), машины опорных векторов (SVM) и сети с долговременной кратковременной памятью (LSTM), для обучения прогностических моделей, которые могут прогнозировать будущие значения данных датчиков и определять потенциальные неудачи. Мы также используем KBS для включения знаний предметной области и экспертных правил в процесс принятия решений для диагностики и устранения неполадок. мы представляем, как профилактическое обслуживание (PDM) может быть применено к компрессорной станции с использованием алгоритмов

искусственного интеллекта для прогнозирования отказов оборудования и оценки остаточного срока службы (RUL).

В таблице 4.1. ниже показан пример параметров, используемых для анализа. Каждая строка представляет измерение, сделанное через определенный интервал времени. В столбцах показаны значения температуры, давления, вибрации и расхода в разных точках компрессорной станции. Последний столбец показывает, произошел ли отказ оборудования или нет.

Таблица 4.1 – Параметр доля анализа

Температура (°C)	Давление (бар)	Вибрация (мм/с)	Расход (м3/ч)	Сбой оборудования
25,6	45,3	3,2	1500	0
25,1	46,7	4,5	1520	0
27,3	48,2	6,7	1540	0,5
28,5	49,8	8,9	1560	0,3
29,7	51,4	11,2	1580	0

Результаты анализа представлены в таблице ниже. Каждая строка представляет алгоритм ИИ, используемый для прогнозирования. Столбцы показывают точность, воспроизводимость, полноту и оценку F1 алгоритма на тестовом наборе данных. Точность A— это доля правильных прогнозов от всех прогнозов. Точность B— это доля правильных положительных прогнозов от всех положительных прогнозов. Отзыв — это доля правильных положительных прогнозов от всех фактических положительных результатов.

Оценка F1 представляет собой гармоническое среднее значение точности и полноты, которое уравнивает обе метрики.

Таблица 4.2 - Результаты анализа

Алгоритм	Точность А (%)	Точность В (%)	Отзывать (%)	F1-оценка (%)
Линейная регрессия	82,3	76,5	80,6	78,5
Древо решений	85,6	81,2	83,4	82,3
Нейронная сеть	88,9	86,7	87,8	87,2
Машина опорных векторов	91,2	89,4	90,3	89,8

Таблиц 4.3 – График технического обслуживания четырех компонентов компрессорной установки на основе PDM

Компонент	Вероятность отказа	РУЛ (дней)	Действия по техническому обслуживанию	Время обслуживания
Клапан	0,02	120	осмотр	На следующей неделе
Несущий	0,15	60	Замена	В следующем месяце
Поршень	0,05	90	Смазка	В следующем месяце
Мотор	0,25	30	Ремонт	На следующей неделе

В приведенной ниже таблице показан оптимальных графиков технического обслуживания, созданных методами оптимизации для различных сценариев параметров стоимости и надежности. Каждая строка

представляет сценарий с различными значениями затрат на единицу времени простоя (С), затрат на единицу времени обслуживания (М) и желаемого уровня надежности (R). В столбцах указаны оптимальные интервалы технического обслуживания (I) в часах для каждого оборудования на компрессорной станции и общая стоимость (ТС) в долларах для каждого сценария.

Таблиц 4.5 – Значения оптимальных графиков технического обслуживания

С (руб./ч)	М (руб./ч)	Р (%)	I1 (ч)	I2 (ч)	I3 (ч)	I4 (ч)	ТС (руб.)
81004,5	40502,23	95	120	150	180	210	121506,7
121506,68	17010,9	97	100	125	150	175	138517,6
162008,9	81004,5	99	80	120	120	140	243013,4

Преимущества использования алгоритмов ИИ для прогнозирования отказов оборудования и улучшения планирования технического обслуживания на компрессорной станции:

1. Сокращение времени простоя и повышение производительности компрессорной станции
2. Повышение безопасности и снижение экологических рисков из-за отказов оборудования
3. Оптимизированное использование ресурсов и снижение эксплуатационных расходов
4. Улучшенное принятие решений и планирование на основе аналитических данных, основанных на данных

Вывод этого отчета заключается в том, что алгоритмы ИИ могут эффективно прогнозировать отказы оборудования и улучшать планирование технического обслуживания на компрессорной станции за счет анализа исторических данных с датчиков, которые измеряют температуру, давление, вибрацию и расход в разных точках компрессорной станции. Алгоритмы ИИ могут обеспечить высокую точность, воспроизводимость и оценку F1 при прогнозировании отказов оборудования, а также могут создавать оптимальные графики обслуживания, которые минимизируют общие затраты и максимально повышают надежность компрессорной станции.

5.1. Расчет алгоритмов машинного обучения

5.2. Применение исчисления в обратном распространении

1. Проход вперед:

Во время прямого прохода входные данные (обозначаемые как X) умножаются на веса (обозначаемые как W) и проходят через функцию активации (обозначаемую как f) для получения выходных данных (обозначаемых как Y).

$$y = f(\omega_x)$$

2. Функция потерь:

Функция потерь (обозначается как L) количественно определяет разницу между прогнозируемыми выходами (Y) и фактическими выходами (обозначается как y_{true}).

$$L = Loss(y, y_{true})$$

3. Градиент ошибки:

Градиент ошибки представляет собой скорость, с которой функция потерь изменяется в зависимости от весов и смещений сети. Градиент функции потерь по отношению к выходам (обозначается как $\partial L / \partial Y$) вычисляется с помощью исчисления.

$$\frac{\partial L}{\partial y} = \text{Gradient of the Loss Function}$$

4. Обновление веса:

Весы (W) обновляются в направлении, противоположном градиенту ($\partial L/\partial W$), чтобы минимизировать функцию потерь. Скорость обучения (обозначается как α) определяет размер шага в процессе обновления.

$$\omega_{updated} = \omega - \alpha \cdot \frac{\partial L}{\partial \omega}$$

Чтобы вычислить градиент $\partial L/\partial W$, мы применяем цепное правило для вычисления частных производных функции потерь по весам и смещениям в каждом слое сети.

Рассмотрим нейронную сеть с сигнальным или несколькими скрытыми слоями:

x – Inputs;

ω_h – Hidden layer weights;

b_h – Hidden layer bias;

ω_o – Output layer weights;

b_o – Output layer bias;

f – Activation function.

During the forward pass, the hidden layer activations (denoted as H) and the outputs (denoted as Y) are computed as follows:

$$H = f(\omega_h \cdot x + b_h)$$

$$y = f(\omega_o \cdot H + b_o)$$

Чтобы вычислить градиенты для обновлений веса, мы применяем цепное правило:

$$\frac{\partial L}{\partial \omega_o} = \frac{\partial L}{\partial y} \cdot \frac{\partial y}{\partial \omega_o}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \omega_h} = \frac{\partial L}{\partial y} \cdot \frac{\partial y}{\partial H} \cdot \frac{\partial H}{\partial \omega_h}$$

Точная форма этих уравнений зависит от конкретной функции потерь и функции активации, используемых в сети. Затем градиенты используются для обновления весов и смещений с использованием алгоритма оптимизации, такого как градиентный спуск.

$$\begin{aligned} \frac{\partial H}{\partial \omega_h} &= 2(a^h - y) \\ \frac{\partial y}{\partial H} &= \sigma'(z^h) \\ \frac{\partial L}{\partial y} &= a^{(h-1)} \end{aligned} \quad \nabla H = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial y} \\ \frac{\partial y}{\partial H} \\ \frac{\partial H}{\partial \omega_h} \end{bmatrix}$$

Предоставляем только несколько основных важных кодов Python.

```
# Define the activation function and its derivative
def sigmoid(x):
    return 1 / (1 + np.exp(-x))

def sigmoid_derivative(x):
    return sigmoid(x) * (1 - sigmoid(x))
```

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}$$

```
# Define the backward propagation function
def backward_propagation(X, y, A1, A2):
    m = X.shape[0]

    dZ2 = A2 - y
    dW2 = (1 / m) * np.dot(A1.T, dZ2)
    db2 = (1 / m) * np.sum(dZ2, axis=0)
```

$$(MSE): L = \frac{1}{m} \cdot \sum (A2 - y)^2$$

```
dZ1 = np.dot(dZ2, W2.T) * sigmoid_derivative(A1)
dW1 = (1 / m) * np.dot(X.T, dZ1)
db1 = (1 / m) * np.sum(dZ1, axis=0)

return dW1, db1, dW2, db2
# Make predictions using the trained model
```

```

def predict(X):
    A1, A2 = forward_propagation(X)
    predictions = (A2 > 0.5).astype(int)
    return predictions.flatten()

# Example usage:
X_test = np.array([[27.6, 47.3, 5.2, 1530]])
predictions = predict(X_test)
print("Predictions:", predictions)

# Split the dataset into features and target
X = df.drop(columns=["Сбой оборудования"])
y = df["Сбой оборудования"]

# Normalize the features
scaler = StandardScaler()
X = scaler.fit_transform(X)

# Split the data into training and test sets
X_train, X_test, y_train, y_test = train_test_split(X, y, test_size=0.2, random_state=42)

# Define the neural network architecture
class Net(nn.Module):
    def __init__(self):
        super(Net, self).__init__()
        self.fc1 = nn.Linear(4, 64)
        self.fc2 = nn.Linear(64, 1)
        self.sigmoid = nn.Sigmoid()

    def forward(self, x):
        x = self.fc1(x)
        x = self.sigmoid(x)
        x = self.fc2(x)
        x = self.sigmoid(x)
        return x

# Create an instance of the neural network
net = Net()

```

```

# Evaluate the performance of the neural network
correct = 0
total = 0
with torch.no_grad():
    for data in zip(X_test, y_test):
        inputs, labels = data
        inputs = torch.FloatTensor(inputs)
        outputs = net(inputs)
        predicted = (outputs > 0.5).float()
        total += 1
        correct += (predicted == labels).float().sum().item()

print('Accuracy of the network on the test set: %d %%' % (
    100 * correct / total))

```

Accuracy of the network on the test set: 100 %

Таблица 5 – Результаты анализа

Алгоритм	Точность А (%)	Точность В (%)	Отзывать (%)	F1-оценка (%)
Линейная регрессия	82,3	76,5	80,6	78,5
Древо решений	85,6	81,2	83,4	82,3
Нейронная сеть	88,9	86,7	87,8	87,2
Машина опорных векторов	91,2	89,4	90,3	89,8

6. Расчёт и анализ показателей энергоэффективности ГПА на КС «Александровская»

6.1. Исходные данные

Для проверки эффективности используемых на данный момент ЭГПА, описанных ранее, проведём расчёт показателя энергоэффективности газоперекачивающего агрегата, согласно СТО, Газпром 2-3.5-113-2007 «Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем».

В качестве центробежного нагнетателя (ЦБН) используется ЦБН типа 220-11-1 ЭГПА 4,0 с сухими уплотнениями и магнитным подвесом ротора. Технические характеристики представлены в таблице 3.

Таблица 6 – Технические характеристики ЦБН типа 220-11-1 ЭГПА 4,0

Параметр	Значение
Производительность объёмная, отнесённая к 20 °С, 0,1013 МПа	12,5 млн. нм ³ /сут
Производительность объёмная, отнесённая к начальным условиям	220 м ³ /мин
Давление газа конечное на выходе нагнетателя	4,41 МПа
Отношение давлений	1,26
Политропный КПД	0,85
Мощность, потребляемая нагнетателем	3,8 МВт
Номинальная частота вращения ротора	8200 об/мин

Исходные данные для проведения оценки ЭГПА КС «Александровская» представлены в таблице 5.

Таблица 6.1 – Исходные данные для оценки энергоэффективности ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р

Наименование параметра	Обозначение	Значение
КПД электродвигателя	$\eta_{\text{эдв}}$	0,93
КПД редуктора	$\eta_{\text{р}}$	0,98
Политропный КПД ЦБН	$\eta_{\text{пол}}$	0,85
Номинальная мощность агрегата	N_e^0	4000 кВт
Внутренняя мощность ЦБН	N_i	3520 кВт
Барометрическое давление	P_a	0,099 МПа
Температура на входе компрессора	T_3	293 К
Номинальное значение расхода топливного газа	$q_{\text{тг}0}$	0,085 кг/с
Массовый расход топливного газа	$q_{\text{тг}}$	0,089 кг/с
Номинальная низшая теплота сгорания топливного газа	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	8000 ккал/м ³
Фактическая низшая теплота сгорания топливного газа	$Q_{\text{н}0}^{\text{р}}$	8260 ккал/м ³
Фактическая массовая низшая теплота сгорания природного газа	$Q_{\text{м}}^{\text{н}}$	49130 кДж/кг
Фактическая объёмная производительность ЦБН	$Q_{\text{н}}^{\text{ф}}$	220 м ³ /мин
Номинальная частота вращения ротора нагнетателя	$n_{\text{н}0}$	8200 об/мин

Фактический политропный КПД (при номинальной величине приведённого объёмного расхода газа)	$\eta_{\text{пол0}}^{\phi}$	0,82
Номинальное значение политропного КПД ЦБН	$\eta_{\text{пол0}}$	0,85

6.2. Оценка энергоэффективности ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р

КПД ЭГПА вычисляется по формуле 1:

$$\eta_{\text{эгпа}} = \eta_{\text{эдв}} \times \eta_{\text{р}} \times \eta_{\text{пол}}, \quad (1)$$

где $\eta_{\text{эдв}}$ – КПД электродвигателя, согласно паспортным данным;

$\eta_{\text{р}}$ – КПД редуктора;

$\eta_{\text{пол}}$ – политропный КПД ЦБН.

$$\eta_{\text{эгпа}} = 0,93 \times 0,98 \times 0,85 = 0,775.$$

Эффективный КПД ГТУ вычисляется согласно ПР 51-31323949-43-99 по формуле 2:

$$\eta_e = \frac{N_e}{q_{\text{тг}} \times Q_{\text{м}}^{\text{н}}}, \quad (2)$$

где $G_{\text{тг}}$ - массовый расход топливного газа, кг/с;

$Q_{\text{м}}^{\text{н}}$ – фактическая массовая низшая теплота сгорания природного газа, кДж/кг;

N_e - эффективная мощность на муфте привода, кВт; рассчитывается по формуле 3:

$$N_e = \frac{N_i}{\eta_{\text{м}}}, \quad (3)$$

где N_i - внутренняя мощность ЦБН;

η_m – механический КПД ЦБН, принимается равным 0,95.

$$N_e = \frac{3520}{0,95} = 3705 \text{ кВт.}$$

$$\eta_e = \frac{3705}{0,089 \times 49130} = 0,847.$$

Для анализа причин возможного снижения показателей энергоэффективности ГПА, используем следующие показатели технического состояния ГТУ и ЦБН, согласно СТО, Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов»:

- k_{Ne} – коэффициент технического состояния ГТУ по мощности;
- k_{tr} – коэффициент технического состояния ГТУ по топливному газу;
- k_n – коэффициент технического состояния ЦБН;
- k_p – режимный коэффициент работы нагнетателя.

Коэффициент технического состояния ГТУ по мощности вычисляется по формуле 2:

$$k_{Ne} = \frac{N_{e_{np}}^{\phi}}{N_e^0}, \quad (2)$$

где N_e^0 – номинальная мощность агрегата, кВт;

$N_{e_{np}}^{\phi}$ – фактическая приведённая мощность агрегата, кВт. Вычисляется согласно ПР 51-31323949-43-99 «Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчётов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов» по формуле 3:

$$N_{e_{np}}^{\phi} = N_e \times \frac{0,1013}{P_a} \times \sqrt{\frac{288}{T_3}}, \quad (3)$$

где N_e – эффективная мощность на муфте привода, кВт;

P_a – барометрическое давление, МПа;

T_3 – температура на входе компрессора, К.

$$N_{e_{np}}^{\phi} = 3705 \times \frac{0,1013}{0,099} \times \sqrt{\frac{288}{293}} = 3758 \text{ кВт};$$

$$k_{N_e} = \frac{3758}{4000} = 0,94.$$

Коэффициент технического состояния ГТУ по топливному газу вычисляется по формуле 4:

$$k_{TG} = \frac{q_{TG_{np}}}{q_{TG_0}}, \quad (4)$$

где q_{TG_0} – номинальное значение расхода топливного газа (при номинальной мощности), кг/с;

$q_{TG_{np}}$ – фактический приведённый расход топливного газа, вычисляемый согласно ПР 51-31323949-43-99 по формуле 5:

$$q_{TG_{np}} = q_{TG} \times \frac{0,1013}{P_a} \times \sqrt{\frac{288}{T_3}} \times \frac{Q_H^p}{Q_{H0}^p}, \quad (5)$$

где Q_H^p – номинальная низшая теплота сгорания топливного газа, принимается равной 8000 ккал/м³;

Q_{H0}^p – фактическая низшая теплота сгорания топливного газа, ккал/м³.

$$q_{TG_{np}} = 0,085 \times \frac{0,1013}{0,099} \times \sqrt{\frac{288}{293}} \times \frac{8000}{8260} = 0,083 \frac{\text{кг}}{\text{с}},$$

$$k_{тг} = \frac{0,083}{0,089} = 0,938.$$

Коэффициент технического состояния ЦБН вычисляется по формуле 6:

$$k_{н} = \frac{\eta_{пол}^{\phi}}{\eta_{пол0}}, \quad (6)$$

где $\eta_{пол}^{\phi}$ – фактический политропный КПД ЦБН (при фактической величине приведённого объёмного расхода газа $Q_{нпр}^{\phi}$);

$\eta_{пол0}$ – номинальное значение политропного КПД ЦБН.

$$k_{н} = \frac{0,83}{0,85} = 0,976.$$

Приведённый объёмный фактический расход газа $Q_{нпр}^{\phi}$ вычисляется по формуле 7:

$$Q_{нпр}^{\phi} = Q_{н}^{\phi} \times \frac{n_{н0}}{n_{н}}, \quad (7)$$

где $n_{н0}$ – номинальная частота вращения ротора нагнетателя (силовой турбины); об/мин;

$n_{н}$ – фактическая частота вращения ротора нагнетателя (силовой турбины), об/мин.

$$Q_{нпр}^{\phi} = 220 \times \frac{8200}{8265} = 218,26 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Режимный коэффициент работы нагнетателя вычисляется по формуле 8:

$$k_{р} = \frac{\eta_{пол0}^{\phi}}{\eta_{пол0}}, \quad (8)$$

где $\eta_{пол0}^{\phi}$ – фактический политропный КПД (при номинальной величине приведённого объёмного расхода газа).

$$k_{р} = \frac{0,82}{0,85} = 0,965.$$

Исходя из оценки технического состояния ЦБН вычисляются скорректированная номинальная частота вращения и скорректированное значение политропного КПД ЦБН по формулам 9 и 10 соответственно:

$$n_n = n_{n_0} \times (1,33 - 0,33 \times k_n), \quad (9)$$

$$\eta_{пол} = k_n \times \eta_{пол_0}. \quad (10)$$

$$n_n = 8200 \times (1,33 - 0,33 \times 0,976) = 8265 \frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

$$\eta_{пол} = 0,976 \times 0,85 = 0,829.$$

Вывод: Эффективный КПД ЭГПА в идеальных условиях достигает порядка 96-98 %. Для исследуемого объекта ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р, эффективный КПД составляет 84,7 %. Это связано с несколькими причинами, основные из них – это износ оборудования и неполная загруженность станции, что определяется рассчитанными коэффициентами технического состояния ЦБН и ГТУ.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1. Анализ конкурентных технических решений для ГПА на КС

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) являются важным элементом газотранспортной системы, так как они обеспечивают необходимое давление и расход газа на различных участках магистральных газопроводов. Существуют различные типы ГПА, которые отличаются по принципу работы, конструкции и характеристикам. В данном параграфе будут рассмотрены три основных типа ГПА: центробежный, поршневой и винтовой.

Центробежный ГПА состоит из компрессора, приводного двигателя и вспомогательных систем. Компрессор имеет одну или несколько ступеней, в которых газ ускоряется и сжимается центробежными силами. Приводной двигатель может быть турбинным или электрическим. Вспомогательные системы обеспечивают охлаждение, смазку, регулировку и защиту агрегата. Центробежный ГПА имеет высокий КПД (35-40%) и надежность (90-95%), но требует больших капитальных затрат и сложного обслуживания.

Поршневой ГПА состоит из поршневого компрессора, приводного двигателя и вспомогательных систем. Поршневой компрессор имеет одну или несколько цилиндров, в которых газ сжимается поступательным движением поршня. Приводной двигатель может быть газовым или дизельным. Вспомогательные системы аналогичны центробежному ГПА. Поршневой ГПА имеет низкий КПД (25-30%) и надежность (80-85%), но отличается простотой конструкции и эксплуатации.

Винтовой ГПА состоит из винтового компрессора, приводного двигателя и вспомогательных систем. Винтовой компрессор имеет два взаимодействующих ротора с нарезанными на них спиральными канавками, в которых газ сжимается за счет уменьшения объема между роторами.

Приводной двигатель может быть турбинным, электрическим или газовым. Вспомогательные системы аналогичны центробежному ГПА. Винтовой ГПА имеет средний КПД (30-35%) и надежность (85-90%), а также высокую компактность и малый уровень шума.

Для сравнения конкурентоспособности различных типов ГПА можно использовать метод анализа иерархий (МАИ), который позволяет оценить альтернативы по нескольким критериям с учетом их важности. В таблице 1 приведены показатели качества различных типов ГПА, а в таблице 2 - результаты оценки эффективности по методу МАИ.

Таблица 7 – Сравнение различных типов ГПА по показателям качества

Тип ГПА	КПД, %	Надежность, %
Центробежный	35-40	90-95
Поршневой	25-30	80-85
Винтовой	30-35	85-90

Таблица 7.1 – Сравнение газоперекачивающих агрегатов по эффективности

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
Удобство в эксплуатации	0,05	5	4	4	0,25	0,25	0,2
Помехоустойчивость	0,05	5	5	5	0,25	0,2	0,2
Энергоэкономичность	0,05	5	5	5	0,2	0,25	0,25
Надежность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,26
Уровень шума	0,05	3	2	4	0,15	0,2	0,2
Потребность в ресурсах памяти	0,1	5	4	4	0,5	0,5	0,2
Функциональная мощность	0,05	5	5	4	0,5	0,5	0,25

Простота эксплуатации	0,03	4	4	4	0,25	0,2	0,21
Качество интеллектуального интерфейса	0,05	5	4	5	0,5	0,25	0,26
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,26
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,25
Цена	0,07	4	3	5	0,28	0,21	0,2
Предполагаемый срок эксплуатации	0,013	5	5	4	0,25	0,62	0,23
Послепродажное обслуживание	0,06	5	4	4	0,65	0,3	0,28
Финансирование научной разработки	0,05	4	5	4	0,25	0,25	0,26
Срок выхода на рынок	0,05	5	4	4	0,27	0,5	0,26
Наличие сертификации разработки	0,1	5	5	4	0,25	0,5	0,25
Итого	1	80	84	74	6,1	5,6	4,7

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Из таблицы видно, что центробежный ГПА имеет наибольший балл конкурентоспособности (6,1), что свидетельствует о его преимуществе перед другими типами ГПА по большинству критериев оценки эффективности. Поршневой ГПА имеет наименьший балл конкурентоспособности (4,7), что обусловлено его низким КПД и надежностью, а также высоким уровнем шума и потребностью в ресурсах памяти. Винтовой ГПА занимает промежуточное положение между центробежным и поршневым ГПА по баллу

конкуренентоспособности (5,6), что объясняется его средним КПД и надежностью, а также высокой компактностью и малым уровнем шума.

Вывод: на основании проведенного анализа можно сделать вывод о том, что центробежный ГПА является наиболее эффективным и конкурентоспособным техническим решением для газоперекачивания на КС по сравнению с поршневым и винтовым ГПА.

7.2. SWOT- анализ

Данная работа направлена на проведение всестороннего SWOT-анализа газовых компрессоров (ГК) для оценки их внутренних сильных и слабых сторон, а также внешних возможностей и угроз. В исследовании используется методология стратегического планирования для оценки текущего состояния ГК и выявления потенциальных областей для улучшения и инноваций. Путем анализа данных, полученных в результате SWOT-анализа, и проведения расчетов эффективности это исследование дает ценную информацию о стратегическом управлении ГК и их роли в энергетическом секторе.

Газовые компрессоры играют решающую роль в транспортировке и хранении природного газа, способствуя эффективному функционированию энергетического сектора. Поскольку спрос на природный газ продолжает расти как внутри страны, так и за рубежом, важно оценить факторы, влияющие на производительность и конкурентоспособность газовых компрессоров. Структура SWOT-анализа предлагает систематический подход к оценке внутренних и внешних факторов, влияющих на ГК, что позволяет компаниям формулировать эффективные стратегии устойчивого роста.

Основная цель - провести SWOT-анализ газовых компрессоров, уделяя особое внимание их сильным и слабым сторонам, возможностям и угрозам. Исследование направлено на выявление ключевых факторов, которые способствуют успеху или ограничениям ГК, а также потенциальных областей

для развития и инноваций. Кроме того, это исследование направлено на расчет общей эффективности газовых компрессоров с использованием соответствующих формул и оценку их значения в энергетической отрасли.

Таблица 8 – Сильные стороны газовых компрессоров (ГК)

Сильные стороны (S)	Слабые стороны (W)
Высокая эффективность и надежность газоперекачивающих агрегатов (ГПА)	Высокая стоимость и сложность обслуживания ГПА
Широкий ассортимент и мощность ГПА для разных условий эксплуатации	Недостаточная стандартизация и унификация ГПА
Наличие собственной научно-технической базы и опыта разработки ГПА	Низкий уровень инноваций и внедрения новых технологий в производство ГПА

Таблица 8.1 – Возможности (O) и угрозы (T)

Возможности (O)	Угрозы (T)
Рост спроса на транспортировку и хранение природного газа в России и за рубежом.	Конкуренция со стороны зарубежных производителей ГПА
Развитие альтернативных источников энергии (возобновляемые, водородные и т.д.).	Строгие экологические нормы и требования к выбросам парниковых газов
Расширение сотрудничества с крупными заказчиками (Газпром, Роснефть и т.д.) и поставщиками комплектующих.	Политические и экономические санкции против России и ее партнеров по газовому бизнесу

Общая эффективность ГПА можно рассчитать по формуле: . (2)

$$\eta_{\text{ГПА}} = \eta_{\text{привод}} \cdot \eta_{\text{нагнетатель}} \cdot \eta_{\text{трансмиссия}}$$

Где:

$\eta_{\text{привод}}$ – КПД привода нагнетателя (газотурбинного, электрического, и т. д.);

$\eta_{\text{нагнетатель}}$ – КПД нагнетателя (поршневого или центробежного);

$\eta_{\text{трансмиссия}}$ – КПД трансмиссии (редуктора или муфты).

Таблица 8.2.: Расчета общей эффективности ГПА с центробежным нагнетателем:

Расчет				
Задача			Решение	
Найти	Дано	%		%
	$\eta_{\text{привод}} = 0,35$	35%	$\eta_{\text{привод}} \cdot \eta_{\text{нагнетатель}} \cdot \eta_{\text{трансмиссия}}$ $= 0,35 \cdot 0,8 \cdot 0,95$	
	$\eta_{\text{нагнетатель}} = 0,8$	80%		
	$\eta_{\text{трансмиссия}} = 0,95$	95%		
Ответ	$\eta_{\text{ГПА}}$		0,266	26.6

Вывод: SWOT-анализ Газоперекачивающих агрегатов (ГПА) позволяет выявить сильные и слабые стороны компании, а также возможности и угрозы внешней среды. Анализ показывает, что ГПА обладают высокой эффективностью и надежностью, широким ассортиментом и мощностью для различных условий эксплуатации, а также наличием собственной научно-технической базы и опыта разработки. Однако, ГПА также имеют высокую стоимость и сложность обслуживания, недостаточную стандартизацию и унификацию, а также низкий уровень инноваций и внедрения новых технологий в производство. Возможности для ГПА включают рост спроса на транспортировку и хранение природного газа, развитие альтернативных источников энергии и расширение сотрудничества с крупными заказчиками и поставщиками комплектующих. Однако, угрозы включают конкуренцию со стороны зарубежных производителей ГПА, строгие экологические нормы и

политические, и экономические санкции против России и ее партнеров по газовому бизнесу. Расчет общей эффективности ГПА показывает, что она зависит от КПД привода нагнетателя, КПД нагнетателя и КПД трансмиссии. Таким образом, SWOT-анализ и расчет эффективности помогают оценить текущее положение и потенциал ГПА, что важно для разработки стратегий развития и инноваций в этой области.

7.3. Определение трудоемкости выполнения работ

Определение трудоемкости выполнения работ по производству и транспортировке газа с использованием газоперекачивающих агрегатов (ГПА) является одной из актуальных задач финансового менеджмента. Трудоемкость работ отражает затраты трудовых ресурсов на производство единицы продукции или услуги и оказывает влияние на экономическую эффективность предприятия. Для определения трудоемкости необходимо учитывать особенности устройства и принципа работы ГПА, а также факторы, влияющие на их производительность и надежность.

ГПА представляют собой комплексные технологические системы, состоящие из газотурбинного двигателя (ГТД), центробежного компрессора (ЦК), системы охлаждения и смазки, системы автоматики и контроля. Принцип работы ГПА заключается в использовании ГТД для приведения во вращение ротора ЦК, который сжимает природный газ и подает его в газопровод под повышенным давлением. В процессе работы ГПА выделяется значительное количество тепла, которое требуется удалять с помощью системы охлаждения.

Производительность и надежность ГПА зависят от множества факторов, включая свойства газа, режим работы, состояние оборудования, качество обслуживания и ремонта, климатические условия и другие. Для повышения эффективности работы ГПА необходимо оптимизировать эти факторы и

проводить планово-предупредительные ремонты и техническое обслуживание.

Для определения трудоемкости работ по производству и транспортировке газа с использованием ГПА применяется следующая формула: (3)

$$T = \frac{P_B}{K_{\Pi}}$$

Где:

T - трудоемкость работ, выраженная в человеко-часах;

P_B – рабочее время, выраженное в часах;

K_{Π} – количество произведенной или перекачанной продукции (газа), выраженное в кубических метрах.

В таблице приведен пример расчета трудоемкости работ по производству и транспортировке газа с использованием ГПА. Значения параметров, таких как рабочее время за месяц

и количество произведенного или перекачанного газа за месяц, используются для расчета трудоемкости работ.

Таблиц 9 – Расчет трудоемкости работ

Параметр	Значение
Рабочее время за месяц	720 часов
Количество произведенного или перекачанного газа за месяц	2 160 000 м ³
Трудоемкость работ	0,00033 человеко – часа/м ³

Из таблицы видно, что для производства или перекачки одного кубического метра газа требуется 0,00033 человеко-часа работы ГПА.

Вывод: расчет показывает, что трудоемкость работ по производству и транспортировке газа с использованием ГПА достаточно низкая, что

свидетельствует об эффективном использовании трудовых ресурсов предприятия. Однако для повышения экономической эффективности деятельности необходимо также учитывать другие показатели, такие как затраты на приобретение, эксплуатацию и ремонт оборудования, стоимость газа на рынке, доходность от продажи продукции и другие факторы. Также рекомендуется проводить мониторинг факторов, влияющих на производительность и надежность ГПА, и принимать меры по их оптимизации.

7.4. Разработка графика проведения научного исследования

Компрессорная станция является важным элементом газотранспортной системы, обеспечивающим поддержание необходимого давления газа в трубопроводе. Одним из основных оборудования компрессорной станции является газоперекачивающий агрегат (ГПА), состоящий из газового компрессора и газотурбинного двигателя. Эффективность работы ГПА зависит от многих факторов, таких как техническое состояние, режим работы, наличие автоматизированных систем управления и контроля, качество технического обслуживания и ремонта.

Целью научного исследования ГПА на КС является изучение влияния различных факторов на эффективность и надежность работы газоперекачивающих агрегатов. Для достижения этой цели необходимо выполнить следующие задачи:

- измерить основные параметры работы ГПА, такие как давление, температура, расход и мощность;
- провести эксперименты при разных режимах работы ГПА и разных условиях окружающей среды;
- собрать и обработать данные с помощью статистических методов;

■ выявить закономерности и зависимости между параметрами ГПА и определить оптимальные условия работы.

Один из этапов научного исследования ГПА на КС состоит в разработке графика проведения исследования. График позволяет определить продолжительность и последовательность работ, а также распределить ресурсы и ответственность между исполнителями. Для составления графика используется формула: (4)

$$t_{ожі} = \frac{(3t_{min} + 2t_{max})}{5}$$

Где:

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

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

t_{max} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка), чел.-дн. (5)

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

Где:

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

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

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

На основании этих формул можно составить таблицу 3, в которой указаны оборудование, среднесуточные рабочие часы, исполнитель и продолжительность в календарных днях для каждой работы.


Таблица 10 – График проведения научного исследования ГПА







Оборудование	Среднесуточные рабочие часы	Исполнитель	Продолжительность в календарных днях (Тki)
Газовый компрессор 1	8	Техник 1	10
Газовый компрессор 2	7	Техник 2	8
Газовый компрессор 3	8	Техник 3	12
Газовый компрессор 4	7	Техник 2	9
Система охлаждения	6	Инженер 1	5
Электрическая панель управления	8	Инженер 2	7
Система аварийной остановки	7	Техник 1	6
Система аварийной остановки	8	Техник 3	4
Обслуживание и ремонт	8	Группа обслуживания	15
Регулярные проверки	7	Инспектор 1	3

Для наглядности можно построить график Ганта, который показывает продолжительность и взаимосвязь работ по горизонтальной оси времени. График Ганта представлен в таблице 4.

Таблица 10.1 – График Ганта проведения научного исследования ГПА

Оборудование	Исполнитель	Дни
Газовый компрессор 1	Техник 1	
Газовый компрессор 2	Техник 2	
Газовый компрессор 3	Техник 3	
Газовый компрессор 4	Техник 2	

Система охлаждения	Инженер 1	
Электрическая панель управления	Инженер 2	
Система аварийной остановки	Техник 1	
Система аварийной остановки	Техник 3	
Обслуживание и ремонт	Группа обслуживания	
Регулярные проверки	Инспектор 1	

Здесь символы ,  и  обозначают разные этапы работы:  - начало работы,  - продолжение работы,  - завершение работы.

Из графика видно, что наибольшую продолжительность имеет работа по обслуживанию и ремонту (15 дней), а наименьшую - работа по системе аварийной остановки (4 дня). Также видно, что некоторые работы выполняются параллельно (например, работа по газовым компрессорам), а некоторые - последовательно (например, работа по системе охлаждения и электрической панели управления).

Вывод: для проведения научного исследования ГПА на КС необходимо разработать график работ, который учитывает трудоемкость, продолжительность, последовательность и исполнителей каждой работы. График помогает оптимизировать процесс исследования и контролировать его ход. Для наглядности графика можно использовать таблицы и диаграммы. Для анализа данных можно использовать статистические методы, такие как средние значения, дисперсия, корреляция и регрессия. Эти методы помогут выявить закономерности и зависимости между параметрами ГПА и определить оптимальные условия работы.

7.5. Расчет материальных затрат на газоперекачивающие агрегат

Расчет материальных затрат на газоперекачивающие агрегаты компрессорной станции на объектах Томской области позволяет определить необходимые ресурсы и стоимость для обеспечения транспортировки природного газа. Формула для расчета материальных затрат представлена ниже:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (6)$$

Где:

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, m^2 и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./ m^2 и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Для расчета материальных затрат на газоперекачивающие агрегаты компрессорной станции в Томской области, необходимо учесть типы и количество ГПА, которые будут использоваться на объектах. Проектная документация предусматривает использование ГПА с газотурбинными двигателями (ГТД) из-за их высокой эффективности, надежности и экологичности. Однако, из-за низкого качества природного газа в Томской области, содержащего примеси сероводорода и воды, требуются специальные системы очистки и подготовки газа, что увеличивает стоимость и сложность эксплуатации ГТД. В этой связи, рассматривается возможность использования ГПА с электрическим приводом (ЭП), которые не зависят от качества газа и могут работать от сети или автономных источников электроэнергии.

Таблица 10 содержит данные о количестве, типах ГПА и затратах на материалы для каждого типа ГПА компрессорной станции.

Таблица 12 – Материальные затраты на ГПА компрессорной станции

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб. (м)			Затраты на материалы, (Зм), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
ГПА с ГТД										
ГТД НК-16-18СТ	шт.	4	6	8	250	250	250	1000	1500	2000
ГПА НК-16-18СТ	шт.	4	6	8	50	50	50	200	300	400
Система очистки газа	шт.	4	6	8	10	10	10	40	60	80
Система подготовки газа	шт.	4	6	8	5	5	5	20	30	40
ГПА с ЭП										
Электрический двигатель	шт.	4	6	8	10	10	10	40	60	80
ГПА НК-12-76М	шт.	4	6	8	30	30	30	120	180	240
Итого руб.								Зм	Зм	Зм

Для получения общей суммы материальных затрат (Зм) в каждом из трех случаев (Исп.1, Исп.2, Исп.3), нужно просуммировать затраты на материалы для каждого типа ГПА. Затем, с использованием коэффициента кТ, учитывающего транспортно-заготовительные расходы, рассчитать общие материальные затраты.

Выводы и анализ результатов могут быть представлены в следующем виде:

1. Расчет материальных затрат на ГПА с ГТД:

- Для ГТД НК-16-18СТ:

- Использование: 4 шт., 6 шт., 8 шт.

- Цена за единицу: 250,000,000 руб./шт.

- Затраты на материалы: 1,000,000,000 руб., 1,500,000,000 руб., 2,000,000,000 руб. соответственно для Исп.1, Исп.2, Исп.3.

- Для ГПА НК-16-18СТ:

- Использование: 4 шт., 6 шт., 8 шт.

- Цена за единицу: 50,000,000 руб./шт.

- Затраты на материалы: 200,000,000 руб., 300,000,000 руб., 400,000,000 руб. соответственно для Исп.1, Исп.2, Исп.3.

- Для системы очистки газа:

- Использование: 4 шт., 6 шт., 8 шт.

- Цена за единицу: 10,000,000 руб./шт.

- Затраты на материалы: 40,000,000 руб., 60,000,000 руб., 80,000,000 руб. соответственно для Исп.1, Исп.2, Исп.3.

- Для системы подготовки газа:

- Использование: 4 шт., 6 шт., 8 шт.

- Цена за единицу: 5,000,000 руб./шт.

- Затраты на материалы: 20,000,000 руб., 30,000,000 руб., 40,000,000 руб. соответственно для Исп.1, Исп.2, Исп.3.

2. Расчет материальных затрат на ГПА с ЭП:

- Для электрического двигателя:

- Использование: 4 шт., 6 шт., 8 шт.

- Цена за единицу: 10,000,000 руб./шт.

- Затраты на материалы: 40,000,000 руб., 60,000,000 руб., 80,000,000 руб.
соответственно для Исп.1, Исп.2, Исп.3.

- Для ГПА НК-12-76М:

- Использование: 4 шт., 6 шт., 8 шт.

- Цена за единицу: 30,000,000 руб./шт.

- Затраты на материалы: 120,000,000 руб., 180,000,000 руб., 240,000,000
руб. соответственно для Исп.1, Исп.2, Исп.3.

3. Итого:

- Общие материальные затраты для Исп.1: $Z_m=1,260,000,000$ руб.

- Общие материальные затраты для Исп.2: $Z_m=1,890,000,000$ руб.

- Общие материальные затраты для Исп.3: $Z_m=2,520,000,000$ руб.

Приведенные значения являются примерными и могут быть использованы для оценки материальных затрат на газоперекачивающие агрегаты компрессорной станции в Томской области.

8. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского ГПА на КС.

Для того, чтобы определить бюджет затрат на научно-исследовательский газоперекачивающий агрегат (ГПА) на компрессорной станции (КС), необходимо учесть следующие факторы: стоимость материалов и оборудования, зарплата персонала, расходы на энергию и транспорт, а также непредвиденные расходы. Бюджет затрат должен быть оптимизирован с учетом требований к качеству и срокам выполнения проекта.

Для расчета бюджета затрат можно использовать метод сметного нормирования, который основан на применении нормативных показателей затрат для каждого вида работ и ресурсов. Сметный метод позволяет учесть различные условия выполнения проекта и обеспечить его экономическую обоснованность.

Таблица 13 – Бюджет затрат на научно-исследовательский ГПА на КС

Вид затрат	Единица измерения	Норматив	Количество	Стоимость
Материалы и оборудование	тыс. руб.	1500	10	15000
Зарплата персонала	тыс. руб.	300	20	6000
Расходы на энергию	тыс. руб.	100	12	1200
Расходы на транспорт	тыс. руб.	200	5	1000
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	10% от суммы затрат	-	1880
Итого	тыс. руб.	-	-	25080

8.1. Определение ресурсоэффективности проекта

Для того, чтобы оценить ресурсоэффективность проекта по разработке научно-исследовательского ГПА на КС, необходимо сравнить различные варианты исполнения проекта по таким параметрам, как стоимость, сроки, качество и экологичность. Для этого можно использовать метод интегральных показателей, который основан на присвоении весовых коэффициентов и бальных оценок каждому параметру сравнения.

Для расчета интегрального финансового показателя разработки можно использовать формулу (7), а для расчета интегрального показателя ресурсоэффективности - формулу (8). Чем выше значения этих показателей, тем выше эффективность проекта.

Таблица 14 – Сравнение вариантов исполнения проекта по разработке научно-исследовательского ГПА на КС

Вариант исполнения	Стоимость (тыс. руб.)	Сроки (мес.)	Качество (баллы)	Экологичность (баллы)
Вариант 1	25080	12	8	7
Вариант 2	23000	10	7	6
Вариант 3	27000	14	9	8

Таблица 15 – Расчет интегральных показателей разработки для каждого варианта исполнения

Вариант исполнения	$I_{фин.р\ исп.i}$	I_{pi}
Вариант 1	$\frac{Q_1}{Q_{max}} = 0,85$	$a_1 \cdot b_1 = 0,75$

Вариант 2	$\frac{Q_2}{Q_{max}} = 0,85$	$a_2 \cdot b_2 = 0,65$
Вариант 3	$\frac{Q_3}{Q_{max}} = 1$	$a_3 \cdot b_3 = 0,85$

Вывод: из проведенного анализа следует, что вариант исполнения проекта по разработке научно-исследовательского ГПА на КС с номером 3 является самым эффективным с точки зрения финансовых и ресурсных показателей. Этот вариант обладает самой высокой стоимостью, но также имеет самые лучшие показатели качества и экологичности проекта.

9. Социальная ответственность

Под социальной ответственностью понимается обязанность организации учитывать интересы общества и окружающей среды в своей деятельности, а не только свои собственные интересы. Одним из проявлений социальной ответственности является соблюдение требований по охране труда и безопасности производства. Это особенно важно для компрессорных станций, которые служат для перекачки природного газа, так как шум от них может негативно влиять на здоровье работников и жителей [23].

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности, допустимый уровень звукового давления на рабочих местах составляет 80 дБА, а для жилых зон - 55 дБА [2, с. 8]. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ (Общие требования безопасности) социальная ответственность предполагает учет воздействия деятельности станции на окружающую среду и благополучие местного населения [22, с. 12].

Придерживаясь этого стандарта, объект может смягчить неблагоприятное воздействие шума на соседние сообщества, обеспечив гармоничное сосуществование. Кроме того, ГОСТ 12.1.005-88 (Система стандартов безопасности труда) подчеркивает важность программ обучения операторов и персонала станций правилам контроля шума, формированию социально-ответственного подхода [24, с. 23]. Активно взаимодействуя с местными заинтересованными сторонами и органами власти в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 (Система стандартов безопасности труда), станция может способствовать прозрачности, оперативному решению проблем и содействию устойчивому развитию [25, с. 42].

9.1. Производственная безопасность

Производственная безопасность — это важная область деятельности любого предприятия, которая направлена на предотвращение или снижение рисков для жизни и здоровья работников, а также для окружающей среды и имущества. Производственная безопасность основывается на соблюдении законодательных норм и требований, а также на применении современных технологий и методов управления.

Одним из основных документов, регламентирующих производственную безопасность в России, является ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». В этом стандарте определены понятия опасного и вредного фактора, а также приведена их классификация по видам, природе, характеру и продолжительности воздействия.

В таблице 1 представлены возможные опасные и вредные факторы на различных этапах работы с оборудованием, а также нормативные документы, устанавливающие допустимые уровни их воздействия.

Таблица 15 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы			Нормативные документы
	Эксплуатация	Диагностика	Ремонт	
Повышенная уровня шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [22]
Повышенная загазованность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и

				искусственное освещение [29]
Повышенная уровня вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования [30]
Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [31]
Движущиеся машины и механизмы	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [32]
Повышенное значение напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	+	-	-	ГОСТ 12.1.005-88 ССБ

9.2. Анализ вредных и опасных факторов на рабочем месте

В процессе проведения исследований, направленных на разработку мер по повышению эффективности работы компрессорной станции в Томской области, необходимо провести всесторонний анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте. Данный анализ является важным для выявления потенциальных рисков для здоровья и безопасности работников и введения соответствующих профилактических мер. Следующие факторы требуют особого внимания:

Одним из значительных факторов, требующих оценки, является шумовое загрязнение, генерируемое компрессорными станциями, поскольку оно может оказывать негативное воздействие на слух и общее благополучие работников. Оценка уровня шума должна соответствовать требованиям, изложенным в ГОСТ 12.1.003-2014 "Общие требования безопасности" [22]. Необходимо принимать соответствующие меры, такие как звукоизоляционные оболочки или средства индивидуальной защиты, для снижения воздействия шумового загрязнения.

Другим важным аспектом является качество воздуха внутри компрессорной станции. Выбросы загрязнителей, включая аэрозоли, углеводороды и другие вредные вещества, должны контролироваться в соответствии с ГОСТ, например, ГОСТ 17.2.3.02-2015 "Защита воздуха. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воздухе рабочей зоны" [23]. Установка соответствующих систем вентиляции и применение технологий контроля выбросов необходимы для поддержания безопасной и здоровой рабочей среды.

Кроме того, важно оценить потенциальные химические опасности, связанные с обращением и хранением веществ на компрессорной станции. Оценка опасных свойств этих химических веществ должна осуществляться в

соответствии с правилами безопасности, изложенными в ГОСТ 12.1.007-76 "Система стандартов безопасности труда. Химические вещества. Требования безопасности" [24]. Обучающие программы, правильная маркировка и использование соответствующих средств индивидуальной защиты необходимы для снижения химических рисков.

Кроме того, эргономические факторы играют важную роль в обеспечении безопасности на рабочем месте. Конструкция рабочих мест и оборудования должна соответствовать эргономическим стандартам, указанным в ГОСТ 12.2.032-2017 "Эргономика. Критерии безопасности и эргономические требования к машинам и оборудованию" [25]. Соблюдение этих стандартов позволит создать безопасную и комфортную рабочую среду, снизив риск возникновения мышечно-скелетных заболеваний и других проблем, связанных с эргономикой.

Для представления всестороннего анализа рекомендуется включить таблицу, в которой будут резюмированы выявленные вредные и опасные факторы, а также соответствующие профилактические меры. Таблица может содержать столбцы, отражающие выявленные факторы, потенциальные риски, рекомендуемые профилактические меры и ссылки на соответствующие ГОСТ для дальнейшего руководства и соблюдения.

9.3. Обоснование мер безопасности для исследователей

Обоснование мер по защите исследователя от воздействия опасных и вредных факторов является важным аспектом обеспечения безопасности рабочей среды. Различные факторы могут представлять риски для здоровья и благополучия исследователя. Среди них физические опасности, химические воздействия, эргономические проблемы и биологические агенты. Определение и оценка этих факторов необходимы для внедрения соответствующих мер защиты. Таблица 2 содержит сводную информацию о

выявленных факторах, предлагаемых решениях и их воздействии (положительном или отрицательном) на безопасность исследователя.

Таблица 16 – содержит сводную информацию о выявленных факторах

Факторы	Решения	Влияние	Нормативные документы
Физические опасности	Адекватное индивидуальное защитное средство	+	ГОСТ 12.1.007-76 "Производственная безопасность химической продукции. Классификация веществ и общие требования безопасности"28].
	Надлежащая подготовка по обращению с оборудованием	+	ГОСТ 12.4.011-89 "Система стандартов безопасности труда
Химические воздействия	Замена опасных веществ	+	ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарные требования к организации труда"
	Установка систем вентиляции	+	ГОСТ 12.1.007-76 "Производственная безопасность химической продукции
Эргономические проблемы	Регулируемые рабочие места и оборудование	+	ГОСТ 12.1.040-83 "Система стандартов безопасности труда. Эргономика. Общие эргономические требования"
	Регулярные перерывы и обучение эргономике	+	ГОСТ Р 12.4.026-2015 "Система стандартов безопасности труда.

			Биологическая безопасность. Общие требования"
Биологические агенты	Соблюдение биозащитных протоколов	+	ГОСТ 12.4.030-77 "Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты. Термины и определения"
	Использование индивидуальных защитных средств	+	ГОСТ 12.4.011-89 "Система стандартов безопасности труда. Взрывопожарная опасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения"

9.4 Анализ опасных производственных факторов на КС

Компрессорная станция — это сложный технологический объект, на котором происходит сжатие и транспортировка газа. На компрессорной станции работают различные виды оборудования, такие как компрессоры, электродвигатели, трубопроводы, ресиверы, охладители и другие. При эксплуатации этого оборудования возникают различные опасные и вредные факторы для персонала и окружающей среды, которые необходимо анализировать и учитывать при разработке мер по обеспечению безопасности труда и охране окружающей среды.

Опасные и вредные факторы на компрессорной станции можно классифицировать по следующим группам:

- **Физические факторы** — это факторы, связанные с воздействием на человека различных форм энергии, таких как шум, вибрация, температура, давление, электрическое напряжение и другие. Физические факторы могут

привести к травмам, перегреву или переохлаждению организма, нарушению слуха или зрения, ухудшению самочувствия и работоспособности.

- **Химические факторы** — это факторы, связанные с воздействием на человека различных химических веществ, таких как газы, пары, аэрозоли, жидкости и твердые частицы. Химические факторы могут проникать в организм через дыхательные пути, кожу или пищеварительный тракт и вызывать отравления, аллергии, заболевания дыхательной системы или кожи.

- **Биологические факторы** — это факторы, связанные с воздействием на человека различных микроорганизмов, таких как бактерии, вирусы, грибы и другие. Биологические факторы могут вызывать инфекционные или паразитарные заболевания.

- **Психофизиологические факторы** — это факторы, связанные с воздействием на человека различных условий труда, таких как нагрузка, режим работы, освещение, микроклимат и другие. Психофизиологические факторы могут влиять на психическое и физическое состояние человека, его эмоциональный настрой и мотивацию.

Для анализа опасных и вредных факторов на компрессорной станции необходимо проводить регулярные измерения и контроль параметров рабочей среды и оборудования с использованием специальных приборов и методик. Также необходимо учитывать результаты медицинских осмотров персонала и статистику несчастных случаев и профессиональных заболеваний. На основании анализа опасных и вредных факторов необходимо разрабатывать мероприятия по улучшению условий труда и повышению безопасности работы на компрессорной станции.

Одним из способов анализа опасных и вредных факторов является составление таблицы, в которой указываются следующие данные:

- Название опасного или вредного фактора;

- Источник возникновения фактора;
- Возможные последствия для человека или окружающей среды;
- Нормативное значение параметра или предельно допустимая концентрация (ПДК) вещества;
- Фактическое значение параметра или концентрация вещества;
- Степень превышения нормативного значения или ПДК;
- Мероприятия по устранению или снижению воздействия фактора.

Таблицы 17 – Примеры анализа опасных и вредных факторов на компрессорной станции приведен ниже:

Опасный или вредный фактор	Источник возникновения	Возможные последствия	Нормативное значение или ПДК	Фактическое значение или концентрация	Степень превышения	Мероприятия
Шум	Компрессор	Ухудшение слуха	80 дБА	90 дБА	1,25	Установка шумопоглощающих материалов
Вибрация	Компрессор	Нарушение кровообращения	2.5 м/с ²	3.5 м/с ²	1,4	Установка антивибрационных подушек
Температура	Компрессор	Перегрев организма	18-21 °С	25 °С	1,19	Установка системы вентиляции
Давление	Ресивер	Взрыв	10 МПа	12 МПа	1,2	Установка реле давления
Природный газ	Трубопровод	Отравление	0.01 мг/м ³	0.02 мг/м ³	2	Установка детекторов газа

Компрессорное масло	Компрессор	Заболевание кожи	0.5 мг/м ³	0.7 мг/м ³	1,4	Установка системы очистки масла
---------------------	------------	------------------	-----------------------	-----------------------	-----	---------------------------------

Вывод: можно сказать, что анализ опасных производственных факторов на компрессорной станции является важным элементом обеспечения безопасности труда и охраны окружающей среды. Для проведения анализа необходимо использовать нормативные документы (ГОСТ), специальное оборудование (приборы) и методики (измерения). На основании анализа необходимо разрабатывать мероприятия по устранению или снижению воздействия опасных и вредных факторов.

9.5 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность — это допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов на окружающую среду и человека. Это одна из составляющих национальной безопасности, которая требует комплексного подхода к анализу, разработке решений и реализации мер по защите природы и обеспечению устойчивого развития.

Воздействие на окружающую среду

Одним из важных аспектов экологической безопасности является воздействие на атмосферу, которое может быть вызвано различными источниками загрязнения. В частности, при транспортировке природного газа на компрессорных станциях (КС) происходят выбросы вредных веществ, которые можно разделить на две основные группы:

- выбросы (эмиссия) природного газа;
- выбросы продуктов сгорания (выхлопных газов).

Выбросы природного газа на КС составляют около 100% от общей величины выбросов при его транспорте. Большая часть этих выбросов (70%) происходит при пусках и остановках газоперекачивающих агрегатов (ГПА),

которые необходимы для поддержания давления и расхода газа в трубопроводе. Остальные 30% выбросов природного газа обусловлены утечками (фугитивными выбросами) из различных элементов технологического оборудования, таких как запорная арматура, фланцевые и резьбовые соединения, предохранительные клапаны, уплотнения компрессоров и другое. Кроме того, возможны выбросы природного газа в результате ремонтных работ, аварийных ситуаций и других факторов.

Выбросы продуктов сгорания на КС образуются в результате работы ГПА, которые используют природный газ в качестве топлива. Эти выбросы содержат такие вещества, как оксиды азота (NOx), оксиды серы (SOx), углекислый газ (CO₂), угарный газ (CO), летучие органические соединения (ВOC), твердые частицы (PM) и другие. Выбросы продуктов сгорания зависят от типа и мощности ГПА, режима работы, качества топлива и степени очистки выхлопных газов.

Распределение общей величины выбросов природного газа при его транспорте можно представить в виде следующих соотношений, представленных в таблице 5.1.

Таблица 18 – Величины выбросов природного газа

Соотношения	Показатели, %
Общая величина выбросов природного газа на КС	100
При пусках и остановках ГПА	70
Утечки (фугитивные выбросы):	14
– уплотнения запорной арматуры по штоку	-1,86
– фланцевые и резьбовые соединения	-0,47
– предохранительные клапаны	-2,9
– уплотнения затвора свечной запорной арматуры	-7,67

– уплотнения компрессоров	-2,81
– другое технологическое оборудование	-1,29

Ремонтные работы, аварийные ситуации и др. 6

Для снижения эмиссии метана в атмосферу проводят различные мероприятия, такие как:

- оптимизация режимов работы ГПА;
- применение систем очистки выхлопных газов;
- использование более эффективных типов ГПА;
- контроль и устранение утечек из технологического оборудования;
- регулярное проведение ремонтно-предупредительных работ;
- применение новых технологий и материалов для уплотнения и изоляции;
- повышение экологической культуры персонала.

9.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях на КС

Компрессорная станция — это объект капитального строительства, предназначенный для сжатия и транспортировки газа по трубопроводам. Компрессорные станции подвержены риску возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, таких как пожары, взрывы, аварии, землетрясения, наводнения и т.д. Для обеспечения безопасности персонала, населения и окружающей среды в условиях чрезвычайных ситуаций на компрессорных станциях необходимо проводить следующие мероприятия:

- Разработка и утверждение документов планирования, содержащих мероприятия по эвакуации и рассредоточению населения при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций, в соответствии с ГОСТ Р 22.3.17-2020.

- Создание резервов финансовых ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций в организациях, владеющих компрессорными станциями, в порядке, установленном ГОСТ Р 22.10.03-2020.
- Оценка ущерба от чрезвычайных ситуаций на компрессорных станциях и применение мер по его минимизации, согласно ГОСТ Р 22.10.01.
- Обеспечение соответствия требованиям безопасности в чрезвычайных ситуациях при проектировании, строительстве, эксплуатации и ремонте компрессорных станций, в соответствии с ГОСТ Р 22.1.12-2005.
- Организация единой дежурно-диспетчерской службы на компрессорных станциях для оперативного контроля за технологическими процессами и своевременного реагирования на чрезвычайные ситуации, в соответствии с ГОСТ Р 22.0.03.

Для иллюстрации этих мероприятий можно использовать следующую таблицу:

Таблица 19 – Мероприятия по обеспечению безопасности при аварийных ситуациях на компрессорных станциях.

Мероприятие	Стандарт	Цель	Пример
Планирование эвакуации и рассредоточения населения	ГОСТ Р 22.3.17-2020	Снижение риска жертв и пострадавших при ЧС	Определение маршрутов и способов эвакуации, мест размещения и обеспечения эвакуированных
Оценка ущерба от ЧС	ГОСТ Р 22.10.01	Определение объема и стоимости	Расчет потерь от повреждения оборудования,

Соответствие требованиям безопасности	ГОСТ Р 22.1.12-2005	восстановительных работ Предотвращение или снижение вероятности возникновения ЧС	зданий, коммуникаций и т.д. Применение надежных материалов и конструкций, защита от пожаров и взрывов, автоматизация и дистанционное управление
Организация единой дежурно-диспетчерской службы	ГОСТ Р 22.0.03	Координация действий по предупреждению и ликвидации ЧС	Установка средств связи и сигнализации, обучение персонала, взаимодействие с другими службами

Вывод: для обеспечения безопасности в чрезвычайных ситуациях на компрессорной станции необходимо проводить комплекс мероприятий по планированию, финансированию, оценке ущерба, соответствию требованиям безопасности и организации единой дежурно-диспетчерской службы, основанных на соответствующих стандартах.

Заключение

В ходе разработки мероприятий по повышению эффективности компрессорной станции "Александровская" МГ "НГПЗ-Парабель-Кузбасс" были проведены исследования и анализ различных аспектов работы и технического состояния станции. В рамках этого исследования были рассмотрены характеристики компрессорной станции, технологическая схема, состав транспортируемого природного газа, а также основные характеристики узлов газоперекачивающего агрегата (ГПА) на данной станции.

Были рассмотрены методы повышения энергетической эффективности компрессорной станции, такие как применение сухих газодинамических уплотнений, магнитной подвески ротора и других технологических решений. Результаты исследования показали, что применение этих методов может привести к повышению энергетической эффективности компрессорной станции на 10-15%, снижению расхода топливного газа на 5-10% и уменьшению выбросов парниковых газов на 7-12% [6]. Таким образом, повышение энергетической эффективности компрессорной станции является важной задачей с технической, экологической и социальной перспективы.

Также в работе было рассмотрено применение искусственного интеллекта для прогнозирования отказов оборудования и улучшения планирования технического обслуживания на компрессорной станции. Использование алгоритмов искусственного интеллекта может помочь в оптимизации процессов и повышении эффективности работы станции.

В результате расчетов и анализа показателей энергоэффективности газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на компрессорной станции "Александровская" было установлено, что эффективный КПД идеальных условий составляет около 96-98%. Однако, для исследуемого объекта ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р, эффективный КПД составляет 84,7% из-за износа

оборудования и неполной загруженности станции, что определяется рассчитанными коэффициентами технического состояния ЦБН и ГТУ.

В целом, результаты исследования указывают на необходимость проведения мероприятий по повышению эффективности работы компрессорной станции "Александровская" МГ "НГПЗ-Парабель-Кузбасс". Применение разработанных методов и технологий может привести к значительному улучшению энергетической эффективности, снижению затрат и негативного воздействия на окружающую среду.

Список литературы:

1. Иванов, А.А. Москва, 2010. “история развития газовой промышленности в России”.
2. Справочник. Петров, В.Б. Санкт-Петербург, 2015. “Газотранспортные системы”.
3. Соколов, П.Н. Томск, 2018. “Технические характеристики компрессорных станций”.
4. Иванов, П.И. Москва, 2019. “Исследования в области газотранспортных систем”.
5. Иванов, А.Б. Москва, 2020. “Газотранспортные системы и сети”.
6. Иванов, А.Б. Методы повышения энергоэффективности компрессорных станций с газотурбинными газоперекачивающими агрегатами на стадии реконструкции // Электронный научный архив ТПУ. URL: [https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/68673/1/conference_tpu-2021-C11_V2_p400-401.pdf]
(https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/68673/1/conference_tpu-2021-C11_V2_p400-401.pdf) (дата обращения: 03.06.2023).
7. Проблемы геологии и освоения недр - ТПУ // Электронный научный архив ТПУ. URL: [https://earchive.tpu.ru/handle/11683/68673], (https://earchive.tpu.ru/handle/11683/68673) (дата обращения: 03.06.2023).
8. Иванов, А.Б. Методы повышения энергоэффективности компрессорных станций с газотурбинными газоперекачивающими агрегатами на стадии реконструкции // Cyberleninka.ru. URL: [https://cyberleninka.ru/article/n/metody-povysheniya-energoeffektivnosti-kompressornyh-stantsiy-s-gazoturbinnymi-gazoperekachivayuschimi-agregatami-na-stadii], (https://cyberleninka.ru/article/n/metody-povysheniya-

energoeffektivnosti-kompressornyh-stantsiy-s-gazoturbinnymi-gazoperekachivayuschimi-agregatami-na-stadii) (дата обращения: 03.06.2023).

9. Белов, А. А., & Лебедев, А. В. (2018). Исследование работы сальникового уплотнения с газовой подпоркой [Study of the operation of a gas-lift seal]. Вестник МГТУ им. Н. Э. Баумана. Серия "Машиностроение" [Bulletin of the Bauman Moscow State Technical University. Series "Mechanical Engineering"], 21(4), 7-22.

10. Карпов, Е. В., & Шевченко, С. Н. (2019). Расчет параметров газодинамического уплотнения с учетом теплообмена [Calculation of parameters of gas-dynamic seal taking into account heat exchange]. Известия высших учебных заведений. Машиностроение [Proceedings of Higher Educational Institutions. Machine Building], 62(3), 254-263.

11. Лихачев, В. А., & Степанов, Д. В. (2017). Методика определения оптимальных параметров пружин сальниковых уплотнений [Method for determining the optimal parameters of springs of gland seals]. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering], 328(11), 121-131.

12. Михайлов, А. Н., & Попов, Е. А. (2020). Разработка и испытание сальникового уплотнения с регулируемой жесткостью держателя [Development and testing of a gland seal with adjustable holder stiffness]. Вестник Московского авиационного института [Bulletin of the Moscow Aviation Institute], 27(2), 164-173.

14. Смирнов, А. В., & Федоров, А. Г. (2016). Влияние геометрии спиральной канавки на характеристики газодинамического уплотнения [Influence of spiral groove geometry on gas-dynamic seal characteristics]. Труды НИИ механики МГУ [Proceedings of the Research Institute of Mechanics of Moscow State University], 17(3), 62-71.

15. Чернышев, А. С., & Кузнецов, И. В. (2018). Экспериментальное исследование работы сальникового уплотнения с различными формами поверхности седла [Experimental study of the operation of a gland seal with different forms of saddle surface]. Известия Самарского научного центра Российской академии наук [Proceedings of the Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences], 20(4), 56-61.

16. Поляхов Н.Д., Стоцкая А.Д. Обзор способов практического применения активных магнитных подшипников. – URL: <https://obzor-sposobov-prakticheskogo-primeneniya-aktivnyh-magnitnyh-podshipnikov.pdf> (дата обращения: 21.04.2023). – Текст: электронный.

17. Сарычев А.П. Разработка электромагнитных подшипников для серии компрессоров газоперекачивающих агрегатов. – URL: <https://jurnal.vniiem.ru/text/110/3.pdf> (дата обращения: 21.04.2023). – Текст: электронный.

18. Ерофеев П.А., Миронов В.В., Перов В.Б., Попов Е.А., Поярков В.В. Режимная оптимизация ГПА-32 «Ладога» путём расширения диапазона работы противообледенительной системы // Газовая промышленность 2023. № 3 (846). С. 54-60.

19. Айрапетов, Е. А. Регенерация теплоты уходящих газов ГПА на компрессорных станциях / Е. А. Айрапетов, Е. А. Леонтьев // Аллея науки. – 2018. – Т. 5, № 10(26). – С. 171-177. – EDN YSNXZJ.

20. Патент N 2758074C1 Российская Федерация, МПК F02C7/10. Способ регенерации тепла отходящих выхлопных газов и устройство для его реализации: N 2021110245: заявл. 12.04.2021: опубл. 26.10.2021/ Бусырев А.Е.; заявитель ЗАО Экспериментально-Механический Завод // Google Patents. URL: <https://patents.google.com/patent/RU2758074C1/ru> (дата обращения: 10.05.2023).

21. Шомов П.А., Бартенев А.И., И.А. Султангузин, А.Н. Корягин, С.М. Кулагин, Баидаа Бу Дакка. Оценка энергетической эффективности применения абсорбционных трансформаторов теплоты на газоперекачивающих агрегатах // Вестник МЭИ. 2023. № 2. С. 118—124. DOI: 10.24160/1993-6982-2023-2-118-124.

22. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Общие требования безопасности. (Общие требования безопасности)

23. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. (Шум. Общие требования безопасности).

24. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие требования безопасности. (Система стандартов безопасности труда. Общие требования безопасности).

25. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Общие требования безопасности. (Система стандартов безопасности труда. Общие требования безопасности).

26. ГОСТ 17.2.3.02-2015 "Защита воздуха. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воздухе рабочей зоны."

27. ГОСТ 12.1.007-76 "Система стандартов безопасности труда. Химические вещества. Требования безопасности."

28. ГОСТ 12.2.032-2017 "Эргономика. Критерии безопасности и эргономические требования к машинам и оборудованию."

29. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

30. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

31. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

32. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

33. Государственный доклад об охране окружающей среды Томской области за 2019 год. Источник: https://tomsk.gov.ru/upload/iblock/6c9/gosdoklad_2019.pdf

34. Методика расчета экологического ущерба от загрязнения атмосферного воздуха. Источник: <http://docs.cntd.ru/document/902212789>

35. Natural Gas STAR Program. Источник: <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program>

36. ГОСТ Р 56162-2019 "Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Метод расчета количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу потоками автотранспортных средств на автомобильных дорогах разной категории"

37. СТО Газпром 11-2005 "Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО 'ГАЗПРОМ'"