

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности электроприводных газоперекачивающих агрегатов»

УДК 622.691.4.05:62-83-52-192

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Быков Р. С.		01.06.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н, доцент		01.06.2016

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т. С.	к.х.н.		25.05.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		18.05.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		01.06.16

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

_____ 20.04.2016 г. Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Быкову Роману Сергеевичу

Тема работы:

«Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности электроприводных газоперекачивающих агрегатов»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

3269/с от 27.04.2016 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Исследовать особенности эксплуатации электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████ предназначенного для транспортировки природного газа по магистральным газопроводам; режим работы – непрерывный.

Технические характеристики ЭГПА ██████████:

1. Для высокоскоростного асинхронный двигателя:
 Номинальная мощность..... ██████████ МВт.
 Скорость вращения ротора..... ██████████ мин⁻¹
 Номинальный КПД ██████████ %

	<p>2. Для нагнетателя [REDACTED]</p> <p>Производительность:</p> <p>коммерческая..... [REDACTED] млн м³/сут</p> <p>объемная..... [REDACTED] м³/мин</p> <p>Давление газа конечное..... [REDACTED] МПа</p> <p>Степень повышения давления..... [REDACTED]</p> <p>Политропный КПД..... [REDACTED] %</p> <p>Повышение температуры газа..... [REDACTED] °С</p> <p>Частота вращения:</p> <p>номинальная..... [REDACTED] мин⁻¹</p> <p>минимальная..... [REDACTED] мин⁻¹</p> <p>максимальная..... [REDACTED] мин⁻¹</p>
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Провести исследование проблемы кратковременных просадок напряжения внешних систем электроснабжения на шести компрессорных станциях, выполнить анализ аварийных остановов электроприводных газоперекачивающих агрегатов, провести технологические расчеты для определения зоны помпажной работы нагнетателя и рассмотреть метод кинетической буферизации для защиты ЭГПА [REDACTED] при просадках напряжения.</p>
--	---

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Комплект чертежей
--	-------------------

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т. С., старший преподаватель кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Алексеев Н. А., старший преподаватель кафедры ЭБЖ

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>
--

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	15.01.2016 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н.		15.01.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Быков Р. С.		15.01.2016 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Быкову Роману Сергеевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль « <u>Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки</u> »

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

1. Стоимость ресурсов для выполнения работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED] методом «Кинетической буферизации»: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические ресурсы: дополнительные реле (30 000 руб.); финансовые ресурсы: разработка, написание, отладка и внедрение нового алгоритма (552 602 руб.); человеческие ресурсы: инженер-программист, специалист от завода-изготовителя.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Данная работа проводится впервые, поэтому нормы и нормативы расходования ресурсов отсутствуют
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Согласно п. 3 п.п. 16 ст. 149 НК РФ работы по разработке, написанию, отладке и внедрению нового алгоритма подлежат налогообложению. На основании п. 1 ст. 58 закона № 212-ФЗ ставка для расчета отчислений во внебюджетные фонды составляет 30 % от фонда оплаты труда

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения работ по повышению эксплуатационной надежности ЭГПА [REDACTED] с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Высокие значения степени проработанности научного проекта и уровня имеющихся знаний у разработчика свидетельствуют о хорошей перспективности и достаточных знаниях для успешной коммерциализации проекта.
2. Планирование и формирование бюджета работ	Согласно расчетам себестоимость выполнения работы по внедрению функции «Кинетической буферизации» составляет 582 602 руб., включая затраты на заработную плату инженера-программиста (139 040 руб.), отчисления во внебюджетные фонды (41 712 руб.), стоимость оплаты труда специалиста от завода-изготовителя (321 622 руб.), стоимость машинного времени (5 040 руб.) и стоимость оборудования (30 000 руб.).
3. Проведение сравнительного анализа эксплуатационных затрат на обслуживание ЭГПА [REDACTED] до и после проведения мероприятия	С учетом себестоимости выполнения работы по внедрению функции «Кинетической буферизации» и эксплуатационных затрат на обслуживание ЭГПА [REDACTED] до внедрения функции, проект полностью окупится в течение 2 лет после освоения.

Перечень графического материала
1. Оценка готовности проекта к коммерциализации 2. Матрица SWOT 3. График проведения НИИ 4. Расчет эксплуатационных затрат для электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.01.2016 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т. С.	к.х.н.		25.05.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Быков Роман Сергеевич		25.05.2016

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Быкову Роману Сергеевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</u>

<p>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их: <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); – опасных проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы). 2. Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) 3. Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера). 4. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека ; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 2. Анализ опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

	<p>3. <i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</i> <p>4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i> – <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</i> <p>5. <i>Правовые вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства;</i> – <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</i>
Перечень расчетного и графического материала	<i>Расчет выбросов метана при пуске и остановке газоперекачивающего агрегата.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.01.2016 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		15.01.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Быков Роман Сергеевич		15.01.2016

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2016г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.12.2015	<i>Введение</i>	8
21.12.2015	<i>Обзор литературы</i>	10
10.02.2016	<i>Анализ факторов аварийности газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций газопровода №1</i>	10
18.02.2016	<i>Характеристика компрессорных станций газопровода №1</i>	7
01.03.2016	<i>Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████</i>	7
01.04.2016	<i>Расчетная часть</i>	15
14.04.2016	<i>Кинетическая поддержка электрического газоперекачивающего агрегата ЭГПА ██████████ при возмущениях внешнего электроснабжения</i>	8
03.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
12.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
19.05.2016	<i>Заключение</i>	7
25.05.2016	<i>Презентация</i>	8
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н.		15.11.2015

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		15.11.2015

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения:

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

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

Газопровод: Трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

Газотранспортная организация: Организация, которая осуществляет транспортировку газа и у которой магистральные газопроводы и отводы газопроводов, компрессорные станции и другие производственные объекты находятся на праве собственности или на иных законных основаниях

Газотранспортная система: Совокупность взаимосвязанных объектов, состоящая из газопроводов с сопутствующими сооружениями и предназначенная для обеспечения газом потребителя.

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

Компрессорный цех: Сооружение, предназначенное для поддержания заданного давления в магистральном газопроводе и технологических параметров газа, включающее группу ГПА, технологические системы очистки, осушки и подогрева (охлаждения) газа.

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

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности электроприводных газоперекачивающих агрегатов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.		01.06.16	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	1	135
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16		Группа 2Б2А		

обслуживания.

Отказ: Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

Производительность газопровода: Количество газа, пропускаемое по газопроводу в единицу времени.

Транспорт газа: Подача газа из пункта его добычи, получения или хранения в пункт потребления.

Частота провалов напряжения: число провалов напряжения определенной глубины и длительности за определенный промежуток времени по отношению к общему числу провалов за этот же промежуток времени.

Условные обозначения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения

Условные обозначения	Наименование	Условные обозначения	Наименование
c	скорость, м/с	u	окружная скорость, рад/с
D	диаметр, м	V	объем, м ³
DN	номинальный диаметр	W	относительная скорость
ε	степень сжатия	Z	коэффициент сжимаемости
G	массовая производительность, кг/с	α	угол, под которым поток газа набегае на лопатку
I	сила тока, А	η	коэффициент полезного действия, %
k	показатель адиабаты	ρ	плотность, кг/м ³
m	количество нагнетателей, шт	M	Момент, Н·м
N	мощность, Вт	Газопровод №1	газопровод
n	частота вращения, об/мин	КС № 1	
P	давление, Па	КС № 2	
Q	объемная производительность, м ³ /с	КС № 3	
R	газовая постоянная, Дж/моль·К	КС № 4	
T, t	температура, К (°C);	КС № 5	
U	напряжение, В	КС № 6	

Сокращения:

АВО – аппараты воздушного охлаждения;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						2
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

АГРС – автоматическая газораспределительная станция;
 АД – асинхронный двигатель;
 АО – аварийный останов;
 АПК – антипомпажный клапан;
 АРМ – автоматизированное рабочее место;
 БТИЗ – биполярный транзистор с изолированным затвором;
 ГПА – газоперекачивающий агрегат;
 ГРС – газораспределительная станция;
 ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
 КИП – контрольно-измерительные приборы;
 КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура;
 КМП – комплект магнитного подвеса;
 КС – компрессорная станция;
 КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
 КЦ – компрессорный цех;
 ЛПУМГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов;
 ЛЭП – линия электропередачи;
 МГ – магистральный газопровод;
 МН – магнитные подшипники;
 МПД – магнитный подвес двигателя;
 МПКИИ – местный пульт контроля и индикации;
 МПН – магнитный подвес нагнетателя;
 ПАУ – передвижная азотная установка;
 ПДС – производственно-диспетчерская служба;
 ПТЭ – правила техники эксплуатации;
 ПЧ – преобразователь частоты;
 САУ – система автоматического управления;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						3
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

СГУ – сухие газодинамические уплотнения;
 ТС – трубопроводная система;
 УО – узел отчистки газа;
 УП – узел подключения;
 УПИГ – установка подготовки импульсного газа;
 УХ – узел охлаждения газа;
 ФА – факторы аварийности;
 ЦБН – центробежный нагнетатель;
 ЦПУ – циклонный пылеуловитель;
 ШУ – шкаф управления;
 ШУМП – шкаф управления магнитного подвеса;
 ЩРС – система электроснабжения собственных нужд;
 ЭППА – электроприводной газоперекачивающий агрегат;
 ЭЭ – электрическая энергия.

Нормативные ссылки:

ВРД 39-1.8-055-2002. Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ.

ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		4

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 12.2.003-74. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

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

ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

ГОСТ 20440-75. Установки газотурбинные. Методы испытаний.

ГОСТ 21889-76. Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования.

ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия.

ГОСТ 5542-87. Газы горючие для промышленности и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

ГОСТ Р 1.12-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения.

ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

ГОСТ Р 51852-2001 (ИСО 3977-1). Установки газотурбинные. Термины и

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						5
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

определения.

ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2:1997). Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели.

ГОСТ Р 52527-2006 (ИСО 3977-9:1999). Установки газотурбинные. Надежность, готовность и эксплуатационная технологичность и безопасность.

ГОСТ Р ИСО 11042-2001. Установки газотурбинные. Методы определения выбросов вредных веществ.

ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы.

ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ПБ 10–115-96. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ППБ 01-03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации.

РД 03-29-93. Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды.

РД 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		6

РД 51-100-85. Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа.

СанПиН 2.2.1/2.1.1-1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

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

СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

СП 2.6.1-758-99. Нормы радиационной безопасности, НРБ-99.

СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

Федеральный закон от 27.12.2002 г. №184-ФЗ. «О техническом регулировании».

Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ. «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123-ФЗ. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		7

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 135 с., 27 рис., 28 табл., 86 источников, 1 прил.

Ключевые слова: компрессорная станция, газопровод, электроприводной газоперекачивающий агрегат, просадки напряжения, аварийность, динамика изменения, факторы влияния, статистическая управляемость, контрольные пределы, надежность, экономичность, кинетическая буферизация.

Объект исследования. Электроприводной газоперекачивающий агрегат типа ЭГПА ██████████.

Цель работы – повышение эксплуатационной надежности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████ при просадках напряжения.

В выпускной квалификационной работе бакалавра проведен аналитический обзор литературы по методам повышения надежности работы высокоскоростных асинхронных электродвигателей, эксплуатируемых в качестве привода электроприводных агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов, при просадках напряжения, а также выполнен анализ аварийных остановов шести компрессорных станций для выявления основных причин возникновения аварийности.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: на основе методических указаний по проведению газодинамических расчетов при испытаниях электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████ с нагнетателем ██████████ в условиях компрессорной станции были определены: коэффициент полезного действия агрегата, области допустимых режимов газоперекачивающего агрегата. Проведен анализ изменения основных параметров в процессе эксплуатации агрегата на компрессорной станции. Приведен метод, направленный на снижение воздействия просадок электроснабжения, повышающий эксплуатационную надежность электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████.

Область применения: газотранспортные системы природного газа.

Экономическая эффективность/значимость работы. Проведение сравнительного анализа эксплуатационных затрат предприятия от потерь природного газа при стравливании из контура нагнетателя в результате аварийного останова ЭГПА из-за сбоя электроснабжения до и после внедрения функции кинетической буферизации.

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности электроприводных газоперекачивающих агрегатов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.		01.06.16	Реферат	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	8	135
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16		Группа 2Б2А		

ABSTRACT

Final qualifying work: 135 pages, 27 figures, 28 tables, 86 sources, 1 applications.

Key words: compressor station, gas pipeline, electrically driven gas pumping unit, voltage slumps, accident rate, dynamic pattern, impact factors, statistical controllability, control limits, operating reliability, effectivity, kinetic buffering.

The object of the study. Electrically driven gas pumping unit EGPA [REDACTED].

The purpose of the work – to improve operating reliability of the electrically driven gas pumping unit EGPA [REDACTED] in the case of voltage slumps.

In the final qualifying work the bachelor presents an analytical review of methods to improve operating reliability of high-speed induction motors, used as accessory drives in compressor stations of main gas pipelines, in the case of voltage slumps. The work examines the emergency shutdowns of six compressor stations to identify the basic accident causes.

Basic constructive, technological and technical-operational characteristics: gas-dynamic calculations were conducted during test procedures of the electrically driven gas pumping unit EGPA [REDACTED] with the compressor gun [REDACTED] in a compressor station, as a result the following findings have been obtained: the range of permissible modes of the gas pumping unit and its efficiency. A method to reduce the impact of voltage slumps, which helps to increase operational reliability of the electrically driven gas pumping unit EGPA [REDACTED], is introduced in the work.

Field of application: natural gas transportation system.

Economic efficiency and significance of the work. A comparative analysis of operating costs from natural gas loss in the case of emergency shutdown of the electrically driven gas pumping unit due to voltage slumps before and after the implementation of measures reducing the impact of voltage slumps was carried out.

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности электроприводных газоперекачивающих агрегатов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Abstract	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Быков Р.С.		01.06.16		ДР	9	135
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16				

5.1	Параметры работы и основные характеристики центробежного нагнетателя ██████████	74				
5.2	Расчет ограничений по мощности асинхронного электродвигателя электроприводного газоперекачивающего агрегата ЭГПА ██████████	76				
5.3	Расчет показателей центробежного нагнетателя ██████████	77				
6.	Кинетическая поддержка электроприводного газоперекачивающего агрегата ЭГПА ██████████ при возмущениях внешнего электроснабжения	82				
6.1	Описание работы функции кинетической буферизации	84				
6.2	Опробование алгоритма защиты электроприводного газоперекачивающего агрегата ЭГПА ██████████ по сигналу о переходе ПЧ в режим кинетической буферизации	87				
7.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	92				
7.1	Введение	92				
7.2	SWOT-анализ кинетической поддержки электроприводного газоперекачивающего агрегата ЭГПА ██████████	92				
7.3	Оценка готовности проекта к коммерциализации	94				
7.4	Формирование плана и графика работы	96				
7.5	Формирование бюджета затрат на создание и введение функции кинетической поддержки ЭГПА	98				
7.6	Определение экономической эффективности проекта	103				
8.	Социальная ответственность	106				
8.1	Введение	106				
8.2	Производственная безопасность	107				
8.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	108				
8.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	114				
8.3	Экологическая безопасность	119				
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	122				
8.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	123				
	Заключение	126				
	Список публикаций	127				
	Список использованных источников	128				
	Приложения	135				
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Оглавление	Лист
						11

Введение

Основные месторождения газа Западной Сибири расположены на значительном расстоянии от крупных потребителей. Транспортировка газа к ним осуществляется по магистральным газопроводам. Для обеспечения оптимального давления и заданного расхода в магистральном газопроводе установлены компрессорные станции.

Компрессорная станция является составной частью магистрального газопровода, предназначенная для обеспечения его расчетной пропускной способностью за счет повышения давления газа на выходе КС с помощью газоперекачивающих агрегатов.

КС позволяет регулировать режим работы газопровода при сезонных колебаниях потребления газа, максимально используя при этом аккумулирующую способность газопровода [1].

Для осуществления заданных объемов перекачки транспортируемой среды основным оборудованием является газоперекачивающий агрегат. Газотранспортные предприятия эксплуатируют электроприводные и газотурбинные привода для ГПА. По данным [2], доля агрегатов с газотурбинным приводом составляет 86,5 %, с электрическим – 13 %.

В настоящее время ПАО «Газпром» реализует комплексную программу по реконструкции и техническому перевооружению объектов транспорта газа на 2016 – 2020 годы. Одним из направлений указанной программы является повышение надежности работы и эффективности компрессорных станций с электроприводными ГПА, обеспечивающим бесперебойную поставку природного газа.

Надежность, долговечность, безаварийность оборудования КС зависят от

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности электроприводных газоперекачивающих агрегатов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.		01.06.16	Введение	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	12	135
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16		Группа 2Б2А		

его характеристик, что напрямую связано со спецификой газотранспортной сети, объемом и качеством перекачиваемой среды и условий эксплуатации.

Статистические данные газотранспортной сети свидетельствуют об аварийных остановках. Анализ аварийных режимов работы КС [3], показывает, что из-за нарушений в работе системы внешнего электроснабжения происходит до 55 % аварийных остановов компрессорных цехов и ГПА. Из рассмотренных актов расследования аварийных остановов ГПА произошедших в результате отключения внешнего электроснабжения следует отметить, что данные аварийные остановки зачастую приводят к повреждению узлов, деталей и приборов ГПА. Таким образом, повышение надежности системы электроснабжения КС магистральных газопроводов является актуальной задачей.

Актуальность работы. Поиск новых методов, направленных на снижение воздействия просадок электроснабжения, негативно влияющих на эксплуатационные параметры электрических газоперекачивающих агрегатов.

В выпускной аттестационной работе объектом исследования является технология безопасной эксплуатации электроприводных газоперекачивающих агрегатов типа ЭГПА ██████████.

Предметом исследования является поиск методов, снижающих риск аварийных остановов ЭГПА по причине отказов в энергоснабжении.

Цель работы. Повышение эксплуатационной надежности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████ при просадках напряжения.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

– Провести аналитический обзор по указанной тематике выпускной квалификационной работы, а так же провести анализ аварийных остановов КС за период эксплуатации с 2001 – 2015 гг. для выявления основных причины

					Введение	Лист
						13
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

возникновения аварийности, оценить вариабельности процессов возникновения аварийных ситуаций на основе альтернативных карт Шухарта по каждой из категорий причин.

– Охарактеризовать технические особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED] и провести технологические расчеты для определения зоны помпажной работы нагнетателя.

– Рассмотреть метод кинетической буферизации для защиты ЭГПА [REDACTED] при просадках напряжения.

– Провести оценку воздействия опасных факторов на объекте исследования и определить влияние объекта на окружающую среду.

– Рассчитать прямые затраты предприятия от потери природного газа при стравливании из контура нагнетателя, продувке контура нагнетателя в результате аварийного останова ЭГПА из-за сбоев в поставке внешнего электроснабжения, затраты на дооборудование и выезд специалиста на объект для внедрения функции «Кинетической буферизации» в преобразователь частоты, а так же экономическую эффективность применения нового технологического решения.

Новизна и практическая значимость. Основные причины возникновения аварийности, выявленные в ходе аналитического исследования на основе реальных данных эксплуатации КС, могут быть использованы для количественных расчетов различных показателей, определяющих уровень долговечности и надежности газоперекачивающих агрегатов, а так же могут быть использованы при составлении комплекса мероприятий по формированию мер, направленных на снижение вероятности аварийных остановок ЭГПА на этапах технического обслуживания, эксплуатации, ремонта. Предложены технические решения по обеспечению увеличения времени непрерывности технологического процесса при провалах напряжения сети за счет

					Введение	Лист
						14
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

кинетической поддержки.

Апробация работы. Раздел ВКР по анализу факторов аварийности на компрессорных станциях был представлен в виде докладов на Всероссийской научной студенческой конференции имени профессора М.К. Коровина и Международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых и были опубликованы следующих статьях:

– Анализ факторов аварийности на компрессорных станциях Западно-Сибирского региона // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летнему юбилею Победы советского народа над фашистской Германией , Томск, 6-10 Апреля 2015. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015 – Т.2 – С. 494-497.

– Analysis of gas compressor unit accident factors in Tomsk region // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летнему юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 6-10 Апреля 2015. - Томск: Изд-во ТПУ, 2015 – Т.2 – С. 462-463.

– Анализ факторов аварийности на компрессорных станциях Томской области // Наука и молодежь в XXI веке: материалы Всероссийской студенческой научной конференции, Омск, 1 Декабря 2015. – Омск: ОмГТУ, 2015 – С. 126-131.

					Введение	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

1. Обзор литературы

На сегодняшний день природный газ является главным топливным элементом энергетического комплекса России и большинства экономически развитых стран Европы и всего мира. Согласно [4, 5], на его долю приходится более 22 % объемов потребления всех видов источников с опережающей динамикой роста до 2050 года.

Добыча углеводородов является очень дорогостоящим процессом. Так, в исследованиях [6] доказано, что сэкономить тонну условного топлива (даже без учета экологической нагрузки) выходит в несколько раз дешевле, чем добыть. В результате чего, в отрасли принят ряд нормативных документов, в которые входит и «Концепция по энергоэффективности транспорта газа» [7-9], которые регламентируют максимально эффективное использование природных ресурсов (углеводородов) и максимально эффективное применение современных технологий для осуществления транспортировки от мест добычи до потребителя.

Как следует ряда научно-технической литературы [1, 10, 11] любая газотранспортная система не может обеспечить транспорт природного газа на значительные расстояния без таких технических объектов, как компрессорные станции, на которых перекачку среды осуществляют при помощи различных газоперекачивающих агрегатов, имеющих в качестве привода газотурбинные [12, 13], поршневые установки [14, 15] и электроприводы [16-18]. В соответствии с этим ГПА подразделяют на три основные группы: газотурбинные установки, газомотокомпрессорные установки и электроприводные агрегаты.

Тем не менее, согласно статистическим данным ПАО «Газпром» [11] газоперекачивающие агрегаты с электроприводом ЭГПА являются наиболее

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности электроприводных газоперекачивающих агрегатов			
Разраб.		Быков Р.С.		01.06.16	Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	16	135
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16		Группа 2Б2А		

распространенными. Эти агрегаты характеризуются высокими энергетическими показателями в совокупности с высокой надёжностью и экологичностью.

Развитие ЭГПА заложено рядом выдающихся ученых (Белоусенко И.В., Виноградов А.Б., Ершов М.С., Зюзев А.М., Козярук А.Е., Мещеряков В.Н., Онищенко Г.Б., Титов В.Г., Шакарян Ю.Г. и др. [19-27] из отраслевых НИИ, НПО и ВУЗов – ВНИИГАЗ, ВНИИЭ, НИПТИЭМ, НИПОМ, НИУ «МЭИ», НМСУ «Горный» (СПб), ЛГТУ, МАМИ, РГУНГ им. И.М. Губкина, УрФУ и других) и характеризуется многолетней практикой совершенствования аппаратной базы и технологий электромашиностроения, силовой полупроводниковой и микропроцессорной техники.

С другой стороны необходимо отметить, что любые ЭГПА не застрахованы от внезапной остановки вследствие внезапного (незапланированного) отключения электроэнергии.

Проведенный литературный анализ [3] свидетельствует, что данные аварийных режимов работы компрессорных станций показывают, что по причине нарушений в работе системы внешнего электроснабжения, которые проявляются в снижении напряжения в узлах нагрузки 10 кВ, происходит 40...55 % аварийных остановов компрессорных цехов и газоперекачивающих агрегатов КС ОАО «Газпром» [28].

Так как предприятия транспорта газа характеризуются непрерывностью технологических процессов, то указанный фактор, даже при кратковременных сбоях нормального электроснабжения длительностью до десятых долей секунды, может привести к нарушению непрерывности транспортировки газа, и останову ЭГПА. При этом возникают убытки вследствие нарушения режима транспорта газа, а в ряде случаев – частичной или полной порчи технологического оборудования. Время на восстановление вышедших из строя агрегатов – несколько часов [29-31].

Охарактеризуем кратковременные нарушения работы ЭГПА, вследствие

					Обзор литературы	Лист
						17
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

отключения электрической энергии. Нарушением электроснабжения является любое нарушение с последующим восстановлением нормального уровня ЭЭ. Одними из самых частых кратковременных нарушений работы системы являются провалы напряжения на ЭГПА [32].

Провалы напряжения

В соответствии с ГОСТ 13109-97 [33] провалом напряжения называется внезапное значительное понижение напряжения ниже 0,9 от номинального напряжения ($U_{ном}$) в точке электрической сети, за которым следует восстановление напряжения до первоначального через промежуток времени от десяти миллисекунд до нескольких секунд.

Характеристикой провалов напряжения являются глубина, длительность, и частота [28]. Притом, длительность провала напряжения, определяемую как интервал времени между началом провала и моментом восстановления первоначального напряжения, считают основополагающим показателем качества электроэнергии. К вспомогательным параметрам электроэнергии относят глубину провалов напряжения (разность между номинальным и минимальным действующими значениями напряжения в течение провала, выраженную в процентах) и частоту появления провалов напряжения (число провалов напряжения определенной глубины и длительности за определенный промежуток времени по отношению к общему числу провалов за этот же промежуток времени).

Стоит отметить, что в рассматриваемом ГОСТе приведены справочные статистические данные по провалам напряжения, которые относятся к отечественным крупным городским электрическим сетям 6...10 кВ. Разбирая данные, можно обнаружить, что в отечественных сетях преобладают провалы напряжения глубиной от 35 до 99 % и продолжительностью 1,5...3,0 с. Причем, каждое предприятие, получающее электроэнергию от кабельных сетей, испытывает вплоть до 10 провалов в год, а от кабельно-воздушных – до 25...30.

					Обзор литературы	Лист
						18
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Наиболее информативными являются статистические данные по провалам напряжения, собранные в странах Европейского союза года в рамках комплексной программы исследования провалов напряжения в системах электроснабжения. Измерения при общем сроке измерения в размере 81 измерительного года производились на 85 системах электроснабжения.

Распределение по длительности провалов напряжения по статистическим данным Европейского союза составляет:

– для систем электроснабжения с кабельными ЛЭП: до 0,1 с – 40,5 %; от 0,1 до 0,5 с – 44,5 %; от 0,5 до 1 с – 7,5 %;

– для систем электроснабжения со смешанными ЛЭП: до 0,1 с – 29 %; от 0,1 до 0,5 с – 35 %; от 0,5 до 1 с – 26 %.

Распределение провалов напряжения по глубине составляет:

– для систем электроснабжения с кабельными ЛЭП: до 0,3 от $U_{ном}$ – 58 %; от 0,3 до 0,6 от $U_{ном}$ – 21 %; от 0,6 до 0,95 от $U_{ном}$ – 14 %; до 1 от $U_{ном}$ – 7 %.

– для систем электроснабжения со смешанными ЛЭП: до 0,3 от $U_{ном}$ – 41,5 %; от 0,3 до 0,6 от $U_{ном}$ – 21,5%; от 0,6 до 0,95 – 7,5 %; до 1 от $U_{ном}$ – 29,5 %.

Максимальное количество провалов напряжения на летние и осенние месяцы, что свидетельствует о возрастании числа коротких замыканий, вызванных атмосферными воздействиями на воздушные участки ЛЭП систем электроснабжения.

Поведение асинхронного двигателя при кратковременном нарушении нормального электроснабжения принципиально отличается от синхронного двигателя отсутствием обмотки возбуждения, но приводит к тем же последствиям.

С момента отключения электроснабжения двигатели находятся в разгонном режиме, в обмотках двигателей протекают повышенные токи, мощность, потребляемая из сети, возрастает в несколько раз по сравнению с мощностью, которая потребляется в нормальном режиме. В результате чего

					Обзор литературы	Лист
						19
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

система электроснабжения не может выйти на исходный рабочий режим [34].

В случае возникновения таких режимов ГПА должны отключаться, иначе по истечении дополнительного времени сработают индивидуальные защиты асинхронных двигателей, что приведет к еще большим повреждениям оборудования и затянет процесс восстановления работы системы. За время, требуемое для восстановления работы агрегатов и намного превышающее длительность нарушения электроснабжения, технологические параметры, такие как давление или производительность, может выйти за установленные для производства нормы, что приведёт к нарушению поставок газа.

Особенно чувствительными к кратковременным нарушениям электроснабжения являются частотно-регулируемые.

Анализ публикаций показал, что наиболее близко подошел к решению проблемы кратковременных просадок напряжения внешних систем электроснабжения автор работы [35]. Им был разработан способ, при котором напряжение сохраняется в звене постоянного тока ПЧ за счет возвращения кинетической энергии вращающегося ротора ЭГПА (кинетическая поддержка).

Исходя из проведенного аналитического обзора по выбранной тематике выпускной квалификационной работы, работы имеют ограниченный характер и предлагается мало технологий, позволяющих решить данную проблему, поэтому поиск новых технологических решений является важной задачей для повышения надежности работы ЭГПА.

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3. Характеристика компрессорных станций газопровода №1

3.1 Характеристика параметров работы и технологического оборудования компрессорных станций

Газопровод №1 на участке от КС №6 (км 305) до отвода на Томск (км 765/317) состоит из двух ниток DN1000, PN55, на остальных участках – из одной нитки DN1000, PN55.

Каждая КС одним всасывающим DN1000 и двумя нагнетательными шлейфами DN700 подключена к газопроводу.

КС и прилегающие участки газопровода имеют технологические показатели, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технологические показатели компрессорных станций газопровода №1 [40]

Показатели	Единица измерения	КС №1	КС №2	КС №3	КС №4	КС №5	КС №6
1	2	3	4	5	6	7	8
Производительность КС	млн.м ³ /сут.	■	■	■	■	■	■
Давление газа на входе КС	кгс/см ² ;	■	■	■	■	■	■
Давление газа на выходе КС	кгс/см ² ;	■	■	■	■	■	■
температура газа на входе КС	°С	от ■ до плюс ■	от ■ до плюс ■	от ■ до плюс ■	от ■ до плюс ■	от ■ до плюс ■	от ■ до плюс ■
температура газа на выходе КС	°С	От плюс ■ до плюс ■	От плюс ■ до плюс ■	От плюс ■ до плюс ■	От плюс ■ до плюс ■	От плюс ■ до плюс ■	От плюс ■ до плюс ■

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности электроприводных газоперекачивающих агрегатов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.		01.06.16	Характеристика рассматриваемых компрессорных станций газопровода № 1	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	27	135
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16		Группа 2Б2А		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Количество ГПА	шт.	■	■	■	■	■	■
Проектная схема работы	(раб.+ рез.)	■	■	■	■	■	■
Мощность установленная	МВт	■	■	■	■	■	■

В производственных зонах площадок, согласно [40], в КС расположены следующие основные сооружения:

- здание компрессорного цеха;
- газовая обвязка нагнетателей;
- установка очистки газа;
- дизель-генераторная;
- газораспределительная станция собственных нужд КС;
- трансформаторная подстанция КТП 2х400 кВ;
- закрытое распределительное устройство 10 кВ.

Перечень основного технологического оборудования и объектов компрессорного цеха на примере КС №6, в соответствии с приложением А, приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Основное технологическое оборудование и объекты компрессорного цеха КС №6 [40]

Индекс по схеме	Наименование	Кол-во	Техническая характеристика
1	2	3	4
П1-П5	Пылеуловитель	5	$Q_{\max} = \text{■} \text{ млн. м}^3/\text{сутки}$ $P_{\text{ном}} = \text{■}$
АВО № 1- № 4	Аппарат воздушного охлаждения газа 2АВГ-75С	4	$N = \text{■} \text{ кВт}$ $P_{\text{ном}} = \text{■} \text{ МПа}$
ГПА6- ГПА11	Электроприводной газоперекачивающий агрегат ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р «Лысьва»-Восток	6	$Q = \text{■} \text{ млн. м}^3/\text{сутки}$ $N = \text{■} \text{ МВт}$

					Характеристика рассматриваемых компрессорных станций газопровода № 1	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		28

Продолжение таблицы 3			
1	2	3	4
УПИГ	Установка подготовки импульсного газа УПИГ-00 000	1	$Q = \blacksquare \text{ м}^3/\text{ч}$ $P_p = \blacksquare \text{ МПа}$
АГРС	Автоматическая газораспределительная станция «Урожай»	1	–
Е-2	Емкость сбора конденсата РНГ-25	1	$V = \blacksquare \text{ м}^3$
Е-3	Емкость сбора конденсата РПГ-25	1	$V = \blacksquare \text{ м}^3$
К-1	Камера приема очистного устройства	1	$DN1000, P_{ном} = \blacksquare \text{ кгс/см}^2$
К-2	Камера запуска очистного устройства	1	$DN1000, P_{ном} = \blacksquare \text{ кгс/см}^2$
Е-3	Коллектор-сборник продуктов очистки	1	$Dy1000, L = \blacksquare \text{ м}$
ПАУ	Передвижная азотная установка	1	$Q = \blacksquare - \blacksquare \text{ м}^3/\text{ч}$ $P = \blacksquare \text{ кгс/см}^2$ $N = \blacksquare \text{ кВт}$

Узел подключения компрессорной станции к магистральному газопроводу состоит из двух охранных кранов, обводного крана, обратного клапана, входного крана и выходного крана с кранами стравливания газа (свеча) из технологического контура компрессорной станции. В компоновку узла подключения входят камера приёма и запуска очистного устройства и внутритрубных диагностических снарядов.

Установка очистки газа предназначена для очистки газа от механических примесей и жидкости. На КС применяются новые пылеуловители типа ЦПУ-5,5 Б и ЦПУ-5,5А ХЛ.

Пылеуловителей с циклотрубами имеют стабильность эффективности очистки при изменении расхода газа в пределах от 30 до 100 % от номинального значения. И небольшое ее снижение, с 99,9 % до 98 %, при увеличении расхода до 125 %. Другим положительным свойством этих пылеуловителей является малый перепад давления и надежная работа циклотруб вплоть до расчетного давления.

					Характеристика рассматриваемых компрессорных станций газопровода № 1	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		29

Количество аппаратов установки очистки газа определено в соответствии с требованиями ОНТП-51-1-85 [41] и ВРД 39-1.8-055-2002 [43] таким образом, чтобы при отключении одного из пылеуловителей, нагрузка на оставшиеся не выходила за пределы их максимальной производительности, а при работе всех аппаратов – не выходила за пределы минимальной производительности.

Схема подключения пылеуловителей – коллекторная. Обвязка пылеуловителей принята из труб DN500 для ЦПУ-5,5А ХЛ и DN400 для ЦПУ-5,5Б. Для отключения пылеуловителей установки очистки газа от входного и выходного коллекторов предусмотрены краны надземного исполнения с ручным приводом .

Система сбора конденсата предназначена для сбора и удаления продуктов очистки газа, уловленных на установке очистки газа, на каждой из шести КС проектом предусматривается сооружение системы автоматического слива конденсата. Технологическая схема системы автоматического удаления конденсата предусматривает постоянное поступление конденсата и уловленных механических загрязнений из пылеуловителей в буферную емкость высокого давления.

Установка подготовки импульсного газа предназначена для подготовки части газа, транспортируемого по газопроводу, для использования его в качестве импульсного газа для управления пневмоприводными кранами в системах КС и на узлах подключения КС к газопроводу.

Отбор газа на УПИГ предусматривается общим с отбором газа для АГРС собственных нужд по трубопроводу DN80 и может осуществляться:

- до и после кранов №20 на узлах подключения компрессорных станций к газопроводу;
- после аппаратов установки очистки газа из всасывающего трубопровода (основной отбор).

На УПИГ обеспечивается очистка и осушка импульсного газа до точки

					Характеристика рассматриваемых компрессорных станций газопровода № 1	Лист
						30
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

росы минус 55 °С, а также хранение импульсного газа в ресивере объемом 3 м³ для обеспечения надежности управления кранами с пневмогидроприводом.

Из УПИГ импульсный газ подается в ресивер, а затем по трубопроводам импульсного газа к кранам КС и к кранам узлов подключения. Перед ресивером предусмотрен обратный клапан.

АГРС собственных нужд предназначена для обеспечения подачи газа на собственные нужды КС. Предусмотрено подключение новых ГРС к трубопроводам отбора газа на собственные нужды КС от нового узла подключения и всасывающего коллектора нового КЦ.

Газоперекачивающий агрегат предназначен для повышение давления газа, транспортируемого по магистральному трубопроводу. Выполнение этой функции обеспечивается основными компонентами газоперекачивающего агрегата – двигателем, нагнетателем и трубнокрановой обвязкой.

В состав *энергетического оборудования* компрессорной станции входит понижающая трансформаторная установка, обеспечивающая снижение напряжения с питающих линий электропередач, распределительное устройство, где установлены вводные и распределительные отключающие устройства [40].

3.2 Схема подключения компрессорных станций к газопроводу

Технологическая обвязка компрессорного цеха предназначена для обеспечения приёма на станцию транспортируемого по газопроводу технологического газа, очистки газа от механических примесей и капельной жидкости в специальных пылеуловителях, распределения потоков газа по газоперекачивающим агрегатам с обеспечением их оптимальной загрузки, возможности охлаждения газа после его компримирования перед подачей в газопровод, вывода цеха для работы на «станционное кольцо» при пуске и остановке, а также транзитного прохода транспортируемого газа по магистральному газопроводу, минуя компрессорную станцию. Кроме того,

					Характеристика рассматриваемых компрессорных станций газопровода № 1	Лист
						31
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

технологическая обвязка компрессорного цеха обеспечивает сброс газа в атмосферу из всех технологических газопроводов через специальные свечные краны.

На рисунке 8 представлена технологическая схема КС с обвязкой неполнонапорных нагнетателей по коллекторной схеме.

Особенность данной схемы – использование для обвязки ГПА трех коллекторов: всасывающего 1, промежуточного 2 и нагнетательного 3.

Промежуточный коллектор является нагнетательным для первой ступени сжатия (машины I, II, IV, VI и VIII) и, одновременно, всасывающим – для второй ступени (агрегаты I, III, V, VII и VIII).

При коллекторной схеме соединения агрегатов нагнетатели в цехе разбиваются не на группы, как при смешанной схеме обвязки, а по ступеням сжатия, которые, как и группы относительно обособлены друг от друга. Такая организация компрессорного цеха придаёт ему ряд особенностей, которые приведены ниже.

С помощью коллекторной схемы создаётся возможность подключать нагнетатели, расположенные по концам цеха или в его середине, к любой ступени сжатия. Это обеспечивает повышенную гибкость резервирования агрегатов. На рисунке 8 агрегатами, допускающими их присоединение к любой ступени сжатия, являются машины I и VIII, которые оснащаются более сложной обвязкой.

При коллекторной схеме соединения ГПА аварийное отключение одного или нескольких агрегатов в какой-либо из ступеней сжатия приводит к снижению производительности компрессорного цеха, в том числе и ступени сжатия с полным количеством работающих нагнетателей. Объем газа, проходящий через нагнетатели данной ступени, уменьшается, что создаёт возможность помпажа [43].

					Характеристика рассматриваемых компрессорных станций газопровода № 1	Лист
						32
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

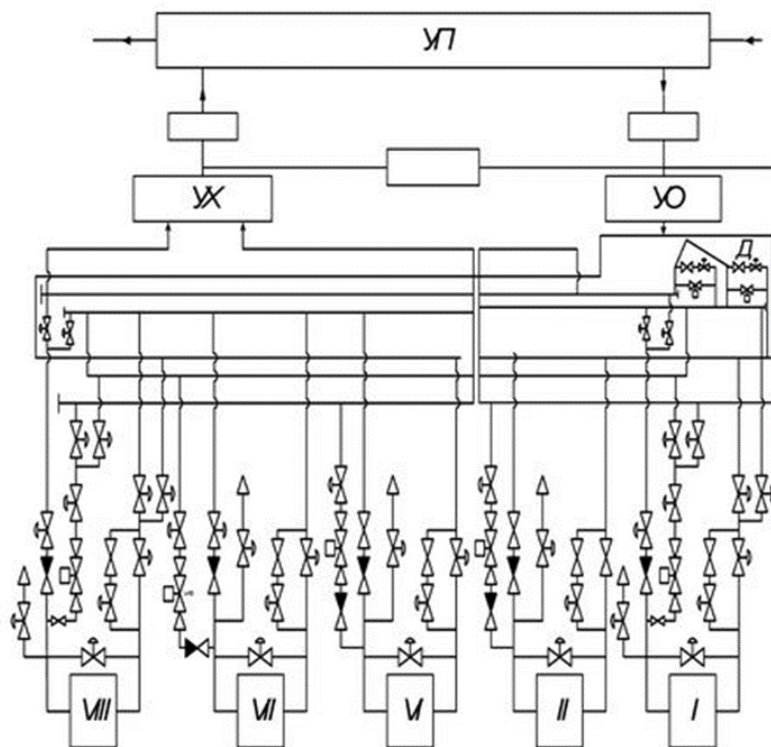


Рисунок 8 – Технологическая схема цеха с коллекторной обвязкой неполнонапорных нагнетателей: УП – узел подключения КС; УХ и УО – узлы охлаждения и очистки газа [43]

Для его предотвращения в обвязке компрессорного цеха предусмотрены обводные краны. Через эти краны часть газа, компримируемого безаварийной ступенью сжатия, перепускается с её выхода на вход, чем расход газа через нагнетатели данной ступени увеличивается, и помпаж не возникает. К кранам обвязки нагнетателей относится арматура № 1, № 2, № 4, № 5 и № 6 (рис. 9). Краны № 1 и № 2 отсекающие, предназначены для отключения нагнетателя от технологических трубопроводов КС. Остальные краны используются в основном при пусках и остановках агрегата. Кран № 5 свечной [45].

Пуску ГПА предшествуют предпусковые операции. Они проводятся отдельно для привода и нагнетателя.

Для нагнетателя они заключаются в продувке обвязки нагнетателя и в пуске машины в режиме холостого хода.

Продувка обвязки требуется для удаления из трубопроводов и

					Характеристика рассматриваемых компрессорных станций газопровода № 1	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		33

нагнетателя воздуха и предотвращения тем самым попадания в газопровод взрывоопасной газовой смеси. Удаление воздуха осуществляется с помощью кранов № 4 и № 5.

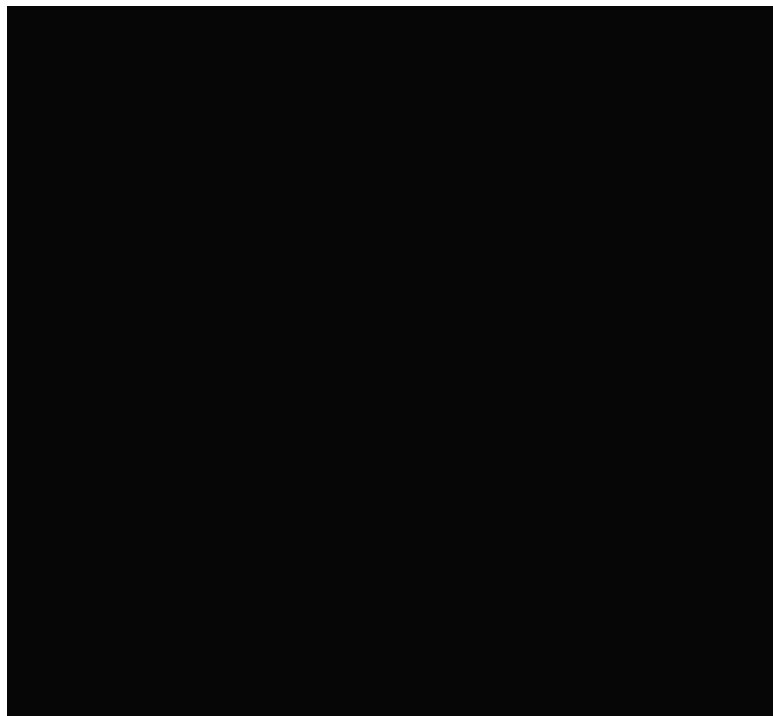


Рисунок 9 – Обвязка нагнетателя [45]

Практически полное обособление групп нагнетателей друг от друга делается для облегчения вывода ГПА по «станционное кольцо» при их пусках и остановках и для повышения управляемости агрегатами в процессе компримирования газа.

3.3 Общие сведения о работе современных электроприводных компрессорных станций

Газоперекачивающий агрегат – сложная энергетическая установка, предназначенная для компримирования (сжатия) природного газа, поступающего на КС по магистральному газопроводу. Основными узлами газоперекачивающего агрегата являются центробежный нагнетатель и его привод [1].

					Характеристика рассматриваемых компрессорных станций газопровода № 1	Лист
						34
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Центробежный нагнетатель представляет собой центробежный газовый компрессор и предназначен для компримирования природного газа. Нагнетателями природного газа принято считать лопаточные компрессорные машины с соотношением давления сжатия свыше 1,1, не имеющие специального устройства для охлаждения газа в процессе его сжатия.

Все нагнетатели условно можно разделить на два класса: неполнонапорные (одноступенчатые) и полнонапорные.

Неполнонапорные ЦБН имеют степень сжатия 1,25 – 1,27 и используются при последовательной схеме компримирования газа на КС.

Полнонапорные центробежные нагнетатели имеют степень сжатия 1,45 – 1,51 и используются ври коллекторной схеме обвязки компрессорной станции.

Важными характеристиками центробежного нагнетателя является степень сжатия и производительность. Применительно к газопроводу различают объёмную Q , м³/мин, массовую G , кг/ч, коммерческую Q_k , млн.м³/сут. производительность. Степенью сжатия называют отношение давления газа на выходе нагнетателя к давлению на его входе.

При эксплуатации необходимо обеспечить условие безотрывное обтекание лопаток рабочего колеса центробежного нагнетателя газом при его движении в межлопаточных каналах. Поток газа входит в рабочее колесо с некоторой скоростью c , зависящей от расхода газа через нагнетатель, а край лопатки имеет окружную скорость u , обусловленную вращением колеса. Относительная скорость W , с которой поток набегает на лопатку, является векторной суммой этих двух составляющих скоростей. При постоянной частоте вращения, т.е. постоянной составляющей, от значения c будет зависеть угол α , под которым поток газа набегает на лопатку [47].

Для нагнетателя известны три возможных случая работы (рис. 10):

– *Нормальное обтекание.* Если угол α невелик (для большинства компрессоров – в пределах 10°), то при обтекании лопатки не возникает

					Характеристика рассматриваемых компрессорных станций газопровода № 1	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		35

кавитации, и передача механической энергии от лопатки рабочего колеса газовому потоку происходит без срыва потока.

– *Срыв потока.* При углах α , больших некоторого критического значения, начинается срыв потока на вогнутой стороне лопатки рабочего колеса, при этом происходит срыв вихрей. Лопатка практически перестает передавать энергию газу.

– *Переход в турбодетандерный режим.* При нулевом угле α лопатка не передает энергию газу, а при отрицательных углах начинается отбор энергии от газа. Рабочее колесо начинает создавать отрицательный напор, работая в турбодетандерном режиме.

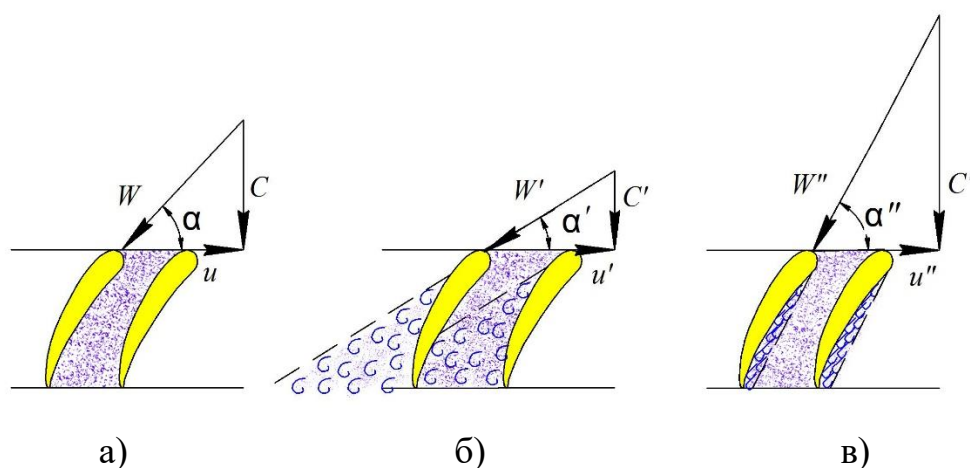


Рисунок 10 – Поток газа на лопатки турбины
а) нормальное обтекание; б) срыв потока; в) турбодетандерный режим [47]

Поскольку скорость потока газа непосредственно определяет расход газа через нагнетатель, описанные явления и обуславливают специфический вид нагрузочных (или газодинамических) характеристик центробежного нагнетателя. Рассмотрим газодинамическую характеристику нагнетателя, построенную для постоянной частоты вращения ротора.

На характеристике нагнетателя, построенной в координатах «Объёмный приведённый расход (Q)» – «Степень сжатия (\mathcal{E})», можно выделить три участка (рис. 11):

					Характеристика рассматриваемых компрессорных станций газопровода № 1	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		36

- участок 1-2 соответствует нормальной работе;
- участок 3-4 – режиму постоянного срыва потока на лопатках ротора;
- участок 2-3 показан условно, он соответствует развитию срыва потока на роторе и может иметь различный вид.

Точка 2 соответствует максимальной степени сжатия, которую может развить нагнетатель при данной скорости.

На рисунке 2 показаны «условные» характеристики трубопроводной системы (a , b , c , d), на которых работает нагнетатель. Точки пересечения характеристик нагнетателя и ТС соответствуют равновесному состоянию режима работы нагнетателя и ТС.

Возможны различные варианты пересечения характеристик нагнетателя и ТС (a , b , c):

1. Кривые a и c пересекают газодинамическую характеристику на ее исходящих участках, поэтому точки A и C являются точками устойчивого равновесия. Различие состоит в том, что точка A лежит на рабочем участке характеристики нагнетателя, а точка C – на срывном. Работа нагнетателя в обоих случаях устойчива, но для точки C характерен низкий КПД. Точка C соответствует режиму, называемому «тихим помпажом», а точка A – нормальному режиму работы;

2. Кривая b пересекает характеристику нагнетателя на восходящем участке 2-3, устойчивая работа на котором невозможна. Предположим, что рабочая точка нагнетателя первоначально находится на участке 1-2. Расход через нагнетатель превышает расход через ТС, поэтому за нагнетателем повышается плотность газа и степень сжатия растет. В точке 2 степень сжатия достигнет максимума и произойдет срыв потока на рабочем колесе. Нагнетатель перейдет в точку 4, в которой расход через него меньше, чем расход через ТС при данной степени сжатия. Степень сжатия начнет падать, пока не дойдет до точки 3, в которой восстановится нормальный поток газа и

					Характеристика рассматриваемых компрессорных станций газопровода № 1	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		37

произойдет переход в точку 1, из которой начнется движение до точки 2. Таким образом, в системе будут происходить гистерезисные колебания расхода и давления, называемые «помпажными хлопками»;

3. Кривая d пересекает характеристику нагнетателя в трех точках ($D1, D2, D3$), то есть система имеет три равновесных состояния. В каком состоянии окажется система, зависит от начальных условий. Так как при пуске нагнетателя нагрузка, как правило, невелика (пуск на «Кольцо»), то установится режим, соответствующий рабочему участку характеристики.

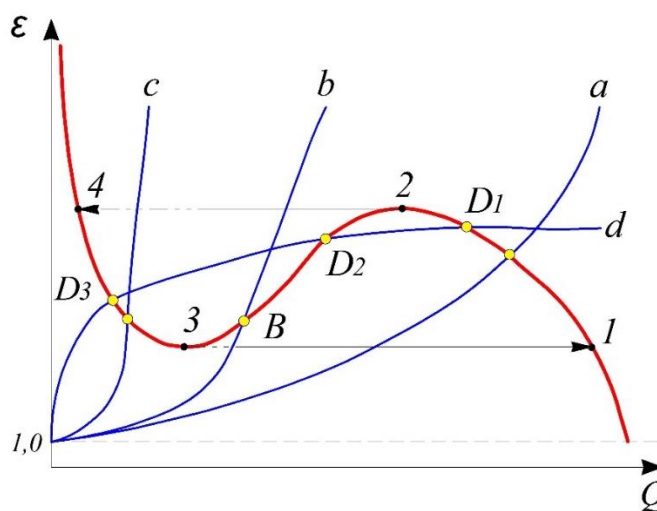


Рисунок 11 – Газодинамическая характеристика при постоянной скорости [48]

Форма нагрузочной характеристики зависит от параметров ТС. В связи с этим возможны различные варианты потери устойчивости при изменении параметров режима ТС и неизменной частоты вращения ротора нагнетателя:

- режим ТС меняется от кривой a , до кривой b . При этом рабочая точка сместится от точки A до точки 2 , а затем начнутся незатухающие колебания по траектории $2-4-3-1$.

- Режим ТС меняется от кривой a , до b , а затем до c . Колебания возникнут, а затем прекратятся, установится равновесие в точке C .

- Режим ТС меняется от a , до c . Система перейдет из одного устойчивого состояния в другое по траектории $A-2-4-C$ [48].

					Характеристика рассматриваемых компрессорных станций газопровода № 1	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

В практике расчетов режима нагнетателя «Зону срыва потока» и «Зону турбодетандерного режима» объединяют одним термином «Зона помпажа». Границу между зоной нормальной работы и зоной помпажа определяют по данным испытаний агрегата. Зона нормальной работы определяется участком 1-2 (рис. 2), точка 2 соответствует максимальной степени сжатия. Близость режима нагнетателя (рабочей точки) к «зоне помпажа» определяют коэффициентом:

$$K_{уд} = \frac{Q_{np}}{Q_{np}^{min}} \quad (1)$$

Согласно техническим нормам при расчете производительности нагнетателей должен быть обеспечен 10 % запас по помпажу, то есть $K_{уд}$ должен быть не менее 1,1 [49].

					Характеристика рассматриваемых компрессорных станций газопровода № 1	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		39

4. Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████

4.1 Назначение, состав и компоновка электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████

Газоперекачивающий агрегат ЭГПА ██████████ предназначен для транспортирования природного газа по магистральным газопроводам при рабочем давлении 56 кгс/см².

ЭГПА спроектирован в конструктивном исполнении с сухими газовыми уплотнениями и магнитным подвесом роторов машин. Это позволяет эксплуатировать ЭГПА без маслосистемы и сопутствующих ей подсистем.

Таблица 4 – Оборудование, входящее в состав электроприводного газоперекачивающего агрегата [44]

Наименование комплектующего оборудования	Количество
Центробежный нагнетатель ██████████ В комплекте:	1
Магнитный подвес ротора	1
Система сухих газовых уплотнений	1
Муфта пластинчатая ██████████	1
Высокоскоростной асинхронный двигатель ██████████ В комплекте:	1
Магнитный подвес ротора	1
Преобразователь частоты Sinamics ██████████	1
Согласующий трансформатор ██████████	2
Система автоматического управления электроприводного газоперекачивающего агрегата САУ ЭГПА ██████████ В комплекте:	1
Автоматизированное рабочее место	2
Шкаф управления ██████████	1
Панель резервного управления ЭГПА	1
Щит распределительный	1

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности электроприводных газоперекачивающих агрегатов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.		01.06.16	Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	40	135
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.		01.06.16				

4.2 Описание составных частей электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ██████████

4.2.1 Нагнетатель ██████████

Нагнетатель ██████████ является турбомашинной центробежного типа и предназначен для сжатия природного газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов. Конструкция ЦБН – одноступенчатая.

ЦБН оснащен магнитным подвесом ротора, являющимся бесконтактным и позволяющим эксплуатировать нагнетатель без маслосистемы и сопутствующих ей подсистем. Также ЦБН оснащен сухими газодинамическими уплотнениями ротора, которые являются бесконтактными, не содержат масла или других уплотняющих жидкостей и позволяют упростить систему газоуплотнения. Соединение ЦБН с электроприводом выполнено без использования повышающего редуктора (мультипликатора) напрямую через компенсирующую пластинчатую муфту ██████████.

Таблица 5 – Расчетные условия эксплуатации центробежного нагнетателя [44]

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

Таблица 6 – Основные параметры центробежного нагнетателя [44]

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение
1	2	3
Производительность объемная, отнесенная к 20°С и 0,1013 МПа	млн.м ³ /сут	██████
Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям	м ³ /мин.	██████
Номинальная механическая мощность, потребляемая нагнетателем на муфте электродвигателя,	кВт	██████
Полиτροпный КПД	–	██████
Масса	кг	██████

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		41

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Диапазон рабочих температур	°С	от [] до []
Степень защиты, не хуже	–	[]

В состав ЦБН входят следующие подсистемы:

- комплект магнитного подвеса ротора;
- система сухих газодинамических уплотнений.

В комплект магнитного подвеса входят магнитные подшипники, интегрированные в конструкцию нагнетателя, и шкаф управления магнитного подвеса.

Основное назначение магнитного подвеса:

- центрирование ротора;
- стабилизация ротора при возникновении изгибных колебаний при вращении;
- контроль параметров подвеса с помощью цифровой системы управления.

Таблица 7 – Параметры питания комплектного магнитного подвеса [44]

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение	Примечание
Питание переменного тока (основное)	В	[]	–
Частота питающего напряжения	Гц	[]	–
Питание постоянного тока (резервное)	В	[]	В случае отсутствия встроенного аккумулятора
Питание от аккумуляторной батареи	В	[]	Аккумуляторные батареи AGM (окись свинца)
Автономность аккумуляторов	Мин	[]	Минимальная
Максимальная потребляемая мощность	Вт	до []	С внешним UPS возможно > []

При внезапном исчезновении напряжения питания основной сети система магнитных подвесов нагнетателя автоматически переключается на питание от

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА []	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		42

резервной сети постоянного тока либо встроенного аккумулятора без потери работоспособности. Обратный переход так же происходит автоматически. Если напряжение питания основной сети не восстановилось в течение 5 минут, то система автоматического управления газоперекачивающего агрегата подает команду на останов ЭГПА [44].

4.2.2 Асинхронный электродвигатель

В качестве приводного средства в ЭГПА использован асинхронный высокоскоростной электродвигатель с массивным (нешихтованным) ротором [REDACTED]. АД совместно с преобразователем частоты образует электропривод ЭГПА [44].

АД имеет специальную конструкцию, позволяющую развивать высокую скорость вращения ротора и работать на ЦБН напрямую через компенсирующую муфту без использования повышающего редуктора (мультипликатора). Это позволяет исключить из состава ЭГПА повышающий редуктор.

Ротор АД установлен на магнитный подвес того же типа, что и подвес ЦБН. Основное отличие заключается в отсутствии в конструкции АД осевого магнитного подшипника. Осевая стабилизация ротора АД достигается осевой стабилизацией ротора ЦБН.

Таблица 8 – Основные параметры асинхронного двигателя [44]

Параметр	Обозначение	Ед. измер.	Значение
1	2	3	4
Мощность АД номинальная	$P_{ном.}$	кВт	[REDACTED]
Скорость вращения ротора номинальная	n	об/мин	[REDACTED]
КПД АД (номинальный)	$\eta_{ном}$	%	[REDACTED]
Коэффициент мощности двигателя (номинальный)	–	–	[REDACTED]
Момент номинальный	$M_{ном}$	кН×м	[REDACTED]
Ток в фазе номинальный	$I_{ном}$	А	[REDACTED]
Максимальная мощность АД (при температуре изоляции по классу F/F)	$P_{макс}$	кВт	Не более 30 минут

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED]	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		43

Продолжение таблицы 7				
1	2	3	4	
Скорость вращения ротора АД при максимальной мощности	$n_{ном}$	об/мин	■	
Перегрузка по току (относительно номинальной мощности ЦБН – 3,8 МВт)	–	–	■ Не более 30 минут	
Напряжение питания при максимальной мощности АД 4,2 МВт	U_B	В	■	
Мощность потребления подвеса, включая систему бесперебойного питания	–	кВт	■	
Длительность работы системы бесперебойного питания	–	мин	■	
Направление вращения (со стороны выходного вала)	–	–	Левое	
Источник питания	–	–	ШИМ	
Число фаз	–	–	■	
Рабочий диапазон скоростей вращения ротора	–	об/мин	■...■	
Сопротивление изоляции	в холодном состоянии (20°C)	–	МОм	■
	при верхнем значении температуры воздуха (40°C) и влажности 70 %.			■
	при верхнем значении температуры воздуха (40°C) и влажности 95 %.			■
Вес полумуфты	M_1	кг	■	
Вес двигателя	–	т	■	
Максимально возможное аксиальное перемещение ротора	Δ	мм	± ■	
Размеры	–	мм	■ x ■ x ■	

4.2.3 Преобразователь частоты

Преобразователь частоты ■ предназначен для питания и управления электродвигателем и вместе с последним образует электропривод ЭГПА. ПЧ построен на базе мощных высокоэффективных полупроводниковых ключей БТИЗ, обеспечивающих высокий КПД преобразования энергии и компактность преобразователя. Основная функция

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ■	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

ПЧ – регулирование скорости вращения АД, осуществляемая путем регулирования частоты напряжения, питающего АД. Получение нужной частоты основано на применении – широтно-импульсной модуляции.

ПЧ работает с АД по методу векторного управления без датчика скорости. Обеспечивает регулировку частоты выходного напряжения в пределах 0...150 Гц, регулировку величины выходного напряжения – в пределах 0...3300 В.

Питание ПЧ производится через 24-пульсную схему выпрямления от двух согласующих трансформаторов, соединенных с ПЧ при помощи четырех трех-фазных силовых шин [44].

ПЧ снабжен защитами от следующих ситуаций:

- короткое замыкание в цепи питания АД;
- превышение максимального тока питания АД;
- заклинивание АД;
- высокое/низкое напряжение в звене постоянного тока;
- многофазное короткое замыкание входных шин на землю.

Таблица 9 – Основные параметры преобразователя частоты [44]

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение
Номинальное напряжение питающей сети	кВ	1 ()
Номинальная частота тока питающей сети	Гц	
Номинальный ток входа	А	
Номинальная мощность ПЧ	кВА	
Выходное номинальное напряжение ПЧ, трехфазное	В	
Номинальная выходная частота ПЧ	Гц	
Диапазон рабочих выходных частот ПЧ	Гц	...
КПД ПЧ в номинальном режиме (без трансформатора) не менее	%	
КПД ПЧ в рабочем диапазоне частот (с учетом КПД трансформатора) не менее	%	
Коэффициент мощности ПЧ по входу		
Температура окружающей среды: работа	°С	от плюс до плюс
Точность поддержания частоты вращения АД	%	

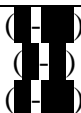
4.2.4 Система автоматического управления

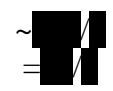






Система автоматического управления электроприводного газоперекачивающего агрегата САУ ЭГПА ██████████ предназначена для работы в составе ЭГПА.

САУ предназначена для:

- автоматизации операций контроля, управления, защиты и регулирования ЭГПА;
- взаимодействия с системами автоматического управления "цехового уровня (САУ КЦ) в том числе с реализацией функций управления с АРМ диспетчера КЦ;
- работа без постоянного присутствия оперативного персонала КЦ – управление с АРМ диспетчера КС;
- работы в автономном режиме при отсутствии или неработоспособности систем верхнего уровня или при ремонтных и наладочных работах этих систем;
- функционирования в условиях текущей нормальной эксплуатации и в режимах с отклонениями от нормальной эксплуатации, в предаварийных режимах и при авариях;
- повышения надежности и эксплуатационных характеристик ЭГПА за счет современных структурных решений САУ, ее конструктивного исполнения и применения современных контроллеров и датчиков с улучшенными техническими характеристиками и показателями надежности.

Таблица 10 – Основные параметры шкафа управления САУ [44]

Наименование параметра	Ед. измер.	Значение	Примечание
1	2	3	4
Выходные сигналы			
Аналоговые	мА В В		4, для управления антипомпажным клапаном, формирования уставки ПЧ
Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████			
Изм	Лист	№ докум	Подп. Дата
			Лист 46

Продолжение таблицы 10					
1	2	3	4		
Дискретные (перекидной сухой контакт)	В/А В/А		не менее 48, для управления исполнительными механизмами		
Входные сигналы					
Аналоговые	мА		не менее 64 - для приема сигналов давления, перепада давления, расхода, загазованности, положения антипомпажного клапана, термопреобразователей сопротивления, скорости АД и т.д.		
	В				
Дискретные (сухой контакт)	–	–	не менее 64 – для приема сигналов положения кранов, главного разъединителя ЗРУ-6кВ, состояния МПН, МПД, СО, ПЧ и т.д.		
Быстродействие шкафа управления					
Время отклика на изменение входного сигнала или команды процессора ШУ	мс		входных аналоговых каналов		
			входных дискретных каналов		
			выходных аналоговых каналов		
			выходных дискретных каналов		
Частота переключений дискретных сигналов	Гц	не более 2	при индуктивной нагрузке		
Время отклика на изменение входного сигнала или команды АРМ оператора	с	менее 1	–		
<p>4.2.5 Система электроснабжения оборудования электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████</p> <p>Система электроснабжения собственных нужд ЭГПА представляет собой комплектное низковольтное устройство, предназначенное для питания ЭГПА по цепям собственных нужд. Входными линиями для ЩРС являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ввод переменного напряжения 380 В; – ввод гарантированного переменного напряжения 380 В; – ввод гарантированного постоянного напряжения 220 В. <p>Выходные линии ЩРС полностью удовлетворяют потребности ЭГПА в</p>					
				Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
					47
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	

питании по цепям собственных нужд, как то:

- вывод переменного напряжения 380 В;
- вывод гарантированного переменного напряжения 380 В;
- ввод гарантированного постоянного напряжения 220 В;
- ввод гарантированного постоянного напряжения 110 В.

ЩРС обеспечивает защиту питаемого оборудования, независимую подачу/отключение питания на отдельные узлы ЭГПА в случае необходимости, необходимое преобразование напряжений, индикацию о неполадках питания [44].

4.3 Устройство и работа составных частей электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████

4.3.1 Нагнетатель ██████████

ЦБН ██████████ состоит из следующих основных частей (рис. 12).



Рисунок 12 – Состав нагнетателя 220-11-1СМП:

1 – цилиндр; 2 – пакет; 3 – блок радиального МП; 4 – блок радиально-упорного МП; 5 – трубопровод; 6 – всасывающий патрубок; 7 – нагнетательный патрубок; 8 – шпонка продольная; 9 – шпонка поперечная; 10 – рама фундаментная; 11 – опора; 12 – наварыш [44]

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
						48
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Цилиндр

Цилиндр является базовой деталью, в которую устанавливается пакет, и который воспринимает давление транспортируемого газа. Цилиндр имеет кованую стальную оболочку, к которой приварен нагнетательный патрубок, четыре опоры и два наварыша.

Внутренняя расточка цилиндра выполнена ступенчатой, что облегчает сборку и разборку нагнетателя. Всасывающий патрубок крепится к цилиндру механически шестнадцатью шпильками М42 и уплотняется паронитовой прокладкой. На двух опорах имеется паз под установку поперечных шпонок, в наварышах выполнены пазы под осевые шпонки.

В цилиндре выполнен ряд каналов для обеспечения прохода газа от сухих уплотнений, уравнивающей линии и от думмисного уплотнения. Так же имеются отверстия для присоединения крепежа и приспособлений. По внутренней расточке выполнен упорный бурт со стороны всасывания и канавка под установку запорного кольца из восьми частей. Сектора кольца крепятся в пазу винтами.

Цилиндр крепится к фундаментной раме четырьмя болтами с контрольными шайбами. Шайбы установлены с зазором между поверхностью лап и шпилек и позволяют контролировать смещение ЦБН в работе. Крестообразно расположенные шпонки фиксируют нагнетатель к раме [44].

Рама фундаментная

Рама фундаментная служит основанием для ЦБН. Обеспечивает фиксацию ЦБН к фундаменту на четырех стяжках и монтажных подкладках. Центровка ЦБН при монтаже достигается установкой рамы на фундаменте. При необходимости центровка может быть изменена в процессе наладки или при эксплуатации за счет системы шпонок между рамой и цилиндром ЦБН.

Пакет

Проточная часть нагнетателя объединена в пакет, устанавливаемый в

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
						49
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

расточку цилиндра. Внутри расточки крышки, нагнетательной части и вставки, расположены обоймы лабиринтных уплотнений. Ротор внутри пакета без установленных блоков магнитных подвесов может находиться на поясах обойм уплотнений или в сдвинутом до упора в нагнетательную часть положения.

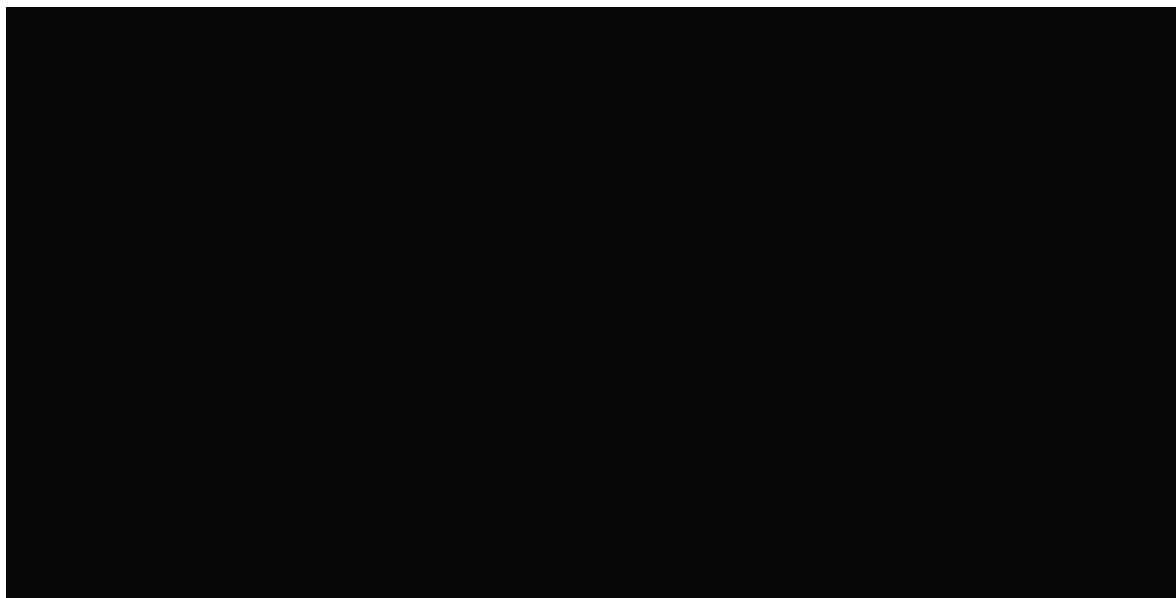


Рисунок 13 – Состав пакета ЦБН:

1 – крышка; 2 – вставка; 3 – нагнетательная часть; 4 – диффузор; 5 – ротор; 6 – обойма уплотнения, 7 – уплотнение [44]

По наружным диаметрам крышки, вставки и нагнетательной части выполнены канавки под установку резиновых уплотнительных колец. К вставке при-креплены две опоры с роликами, которые обеспечивают легкую выкатку пакета из расточки цилиндра. Внутри крышки и нагнетательной части выполнены каналы, обеспечивающие работу сухих уплотнений и системы магнитных подвесов [44].

Ротор

Ротор ЦБН (рис. 14) состоит из вала, на котором насажены рабочее колесо, думмис, втулки уплотнений; несъемные детали магнитного подвеса – посадочная втулка, датчик радиального подшипника ротора диаметром 130, страховочный подшипник диаметром 110; съемные детали магнитного подвеса –

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

распорная посадочная втулка, предохранительная посадочная втулка, втулка с промежуточным диском, диск оснащенный, распорный диск, дисковый фланец, датчик осевой скорости; гайки со стопорной шайбой [44].

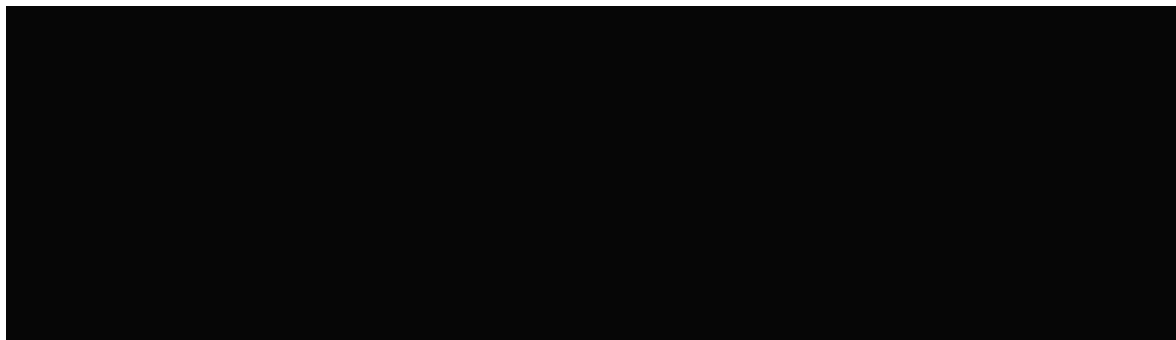


Рисунок 14 – Состав ротора ЦБН:

1 – посадочная втулка; 2 – рабочее колесо; 3 – думмис; 4 – вал; 5 – распорная посадочная втулка; 6 – предохранительная посадочная втулка; 7 – втулка с промежуточным диском; 8 – диск оснащенный; 9 – распорный диск; 10 – дисковый фланец; 11 – датчик осевой скорости; 12 – гайка со стопорной шайбой; 13 – кольцо упорное; 14 – кольцо стяжное; 15 – втулка; 16 – втулка; 17 – датчик радиального подшипника ротора; 18 – страховочный подшипник [44]

Блок радиального МП

Блок радиального МП включает в себя кожух, состоящий из двух половин (рис. 15).

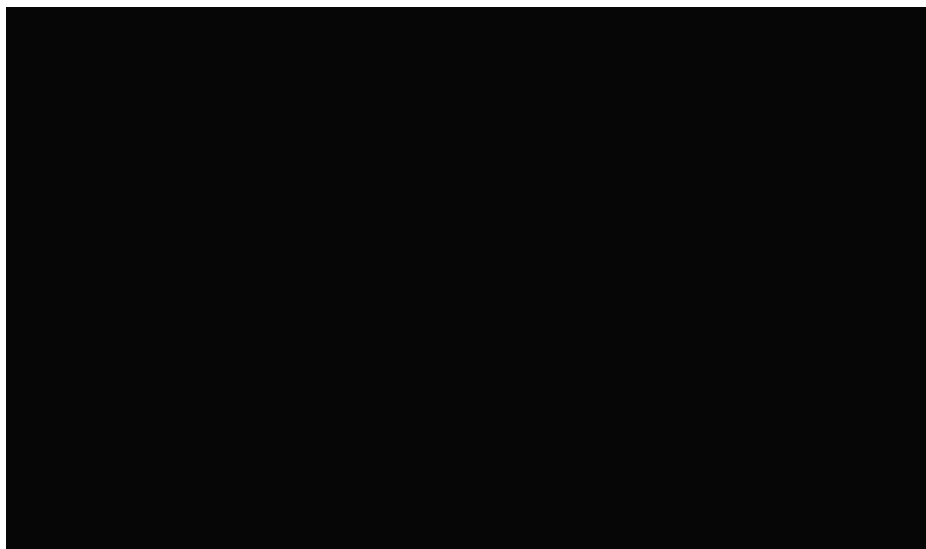


Рисунок 15 – Состав блока радиального магнитного подвеса:

1 – кожух; 2 – болт; 3 – штифт установочный; 4 – винт; 5 – ввод кабельный; 6 – обойма уплотнения; 7 – крышка; 8 – скоба; 9 – рым-болт; 10 – прокладка [44]

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED]	Лист
						51
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Внутри кожуха проходят кабельные вводы. Кожух крепится к торцу крышки ЦБН. Между двумя половинами кожуха установлена обойма лабиринтного уплотнения. В блок магнитно-опорного подшипника устанавливается модуль опорного подшипника [44].

Блок радиально-упорного МП

Технологическая схема блока радиально-упорного магнитного подвеса (рис. 16).

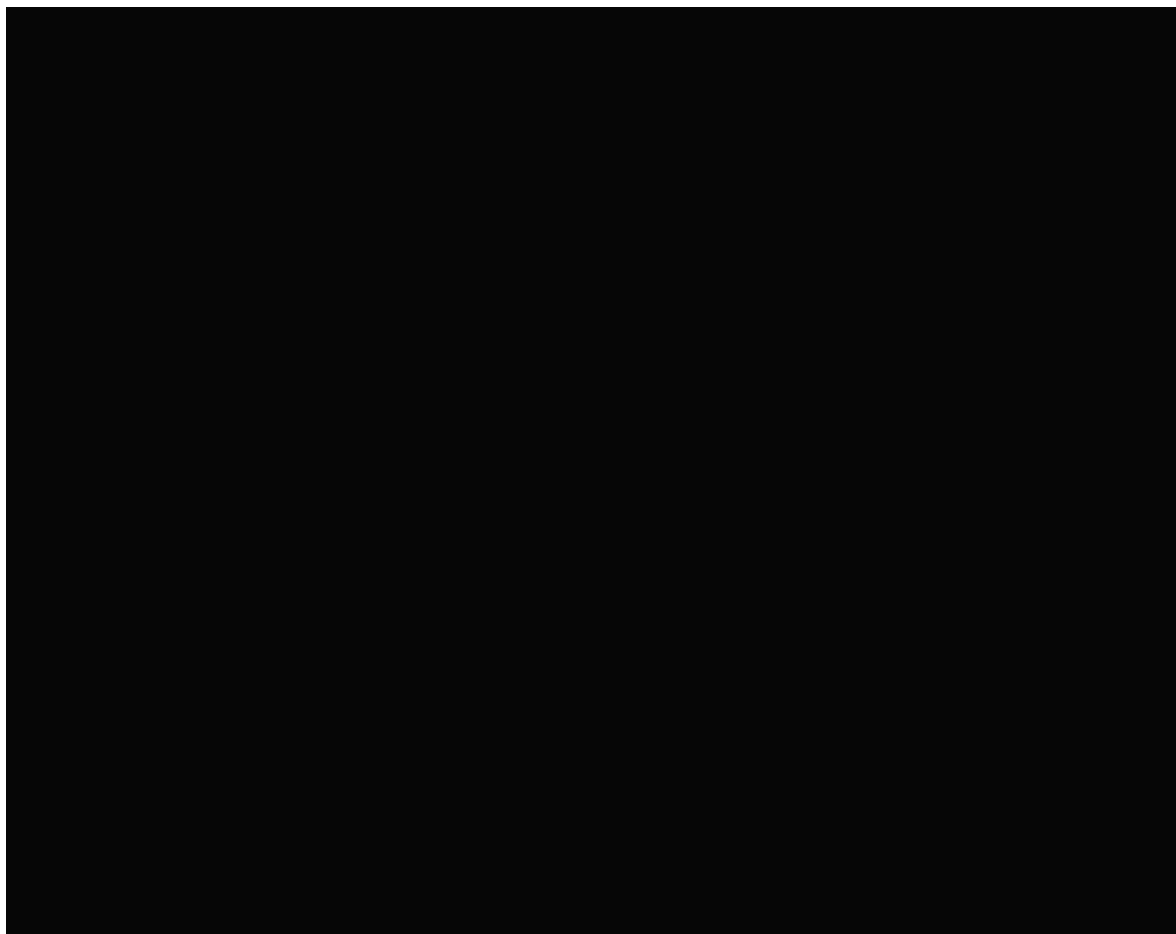


Рисунок 16 – Состав блока радиально-упорного магнитного подвеса:
 1 – корпус; 2 – кожух; 3 – крышка; 4 – крышка; 5 – крышка; 6 – болт;
 7 – прокладка; 8 – прокладка; 9 – ввод кабельный; 10 – скоба; 11 – кольцо;
 12 – бугель, 13 – транспортировочная обойма; 14 – рым-болт [44]

Блок радиально-упорного МП включает в себя корпус упорного подшипника, кожух, состоящий из двух половин, модуля страховочного подшипника, модуля упорного подшипника. Корпус упорного подшипника

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
						52
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

крепится к нагнетательной части совместно с упорным подшипником. Между ними устанавливается прокладка, определяющая положение ротора относительно статора в направлении всасывания. Между модулем упорного подшипника и корпусом упорного подшипника устанавливается прокладка, определяющая разбег ротора в магнитном упорном подшипнике. К корпусу упорного подшипника прикреплен кожух, состоящий из двух половин. В кожухе имеется подвод охлаждающего воздуха, вводы кабельные от магнитного подвеса [44].

Система сухих газодинамических уплотнений

Система СГУ предназначена для герметизации природного газа на концах валов нагнетателей магнитными подвесами в динамическом (при вращении ротора) и в статическом (стояночном) режиме работы. Система применяется в составе нагнетателя природного газа [REDACTED].

Основной состав системы СГУ представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Состав системы сухих газодинамических уплотнений [44]

Наименование	Количество
Узлы уплотнений основные	2
Контрольно-измерительная панель	1
Система трубной обвязки для подвода и отвода газовых потоков к КИП СГУ и в уплотнения	1
Система электрической обвязки КИП СГУ	1

Данные узлы СГУ выполнены по схеме «двойные последовательные уплотнения с подачей барьерного воздуха для продувки концевой лабиринта». Узлы уплотнений поставляются в реверсивном исполнении (работоспособны при любом направлении вращения).

Узел уплотнения вала центробежного нагнетателя [REDACTED] состоит из двух последовательно расположенных уплотнительных ступеней (рис 17). Каждая уплотнительная ступень состоит из подвижного в осевом направлении торца, закрепленного внутри корпуса и от поворота и нагруженного в осевом направлении набором пружин. Торцы прижимаются к вращающемуся седлу.

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED]	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		53

Седла закреплены с помощью роторных втулок на валу нагнетателя. Седла в осевом направлении неподвижны. На торцевых рабочих поверхностях седел выполнены динамические пазы глубиной несколько микрон.



Рисунок 17 – Уплотнение вала нагнетателя:
 1 и 2 – роторные фтулки; 3 – вращающееся седло; 4 – уплотнительная ступень;
 5 – корпус; 6 – пружины; 7 – концевой лабиринт [44]

При вращении седел буферный газ захватывается канавками и нагнетается к внутреннему диаметру канавок. В этом месте поток газа встречается с уплотнительной перегородкой, которая создает сопротивление потоку, что приводит к увеличению давления. Вследствие этого происходит отжатие торцов, они «всплывают» на газовом клине. Устанавливаются уплотнительные зазоры величиной несколько микрон, через которые дросселируется буферный газ.

Очищенный буферный газ через канал номер 1 подается на первую (внутреннюю) ступень уплотнения с давлением, превышающим давление рабочего газа компрессора в области уплотнения. Большая часть газа поступает через лабиринт в проточную часть нагнетателя. Таким образом,

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED]	Лист
						54
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

предотвращается попадание неочищенного природного газа из проточной части нагнетателя в уплотнение. Меньшая часть газа дросселируется через уплотнительный зазор первой ступени уплотнения и составляет первичную утечку, которая выводится на свечу через канал номер 2.

Вторая (внешняя) уплотнительная ступень работает под давлением, примерно, $0,3 \text{ кг/см}^2$. она запирает первичную утечку, а также является страховочной на случай разгерметизации первой ступени [44].

Концевой лабиринт является еще одной дополнительной уплотнительной ступенью. Барьерный газ подается в полость перед лабиринтом через канал номер 3. Часть барьерного газа (примерно 75 % от общего объема) попадает в полость за второй ступенью и через канал номер 4 выдувает вторичную утечку (утечка через вторую ступень) на свечу. Таким образом, обеспечивается защита от попадания буферного газа в полость подшипника. Другая часть барьерного газа поступает в полость подшипника [44].

Основные технические данные узлов уплотнений представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические данные узлов уплотнений [44]

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение
1	2	3
Рабочая среда нагнетателя		Природный газ
Давление рабочей среды в области уплотнений: – На рабочих режимах – На режимах опрессовки, в статике	кг/см^2	от ■ до ■ до ■
Температура рабочей среды нагнетателя	$^{\circ}\text{C}$	от минус ■ до плюс ■
Частота вращения ротора	об/мин	от ■ до ■
Допустимая амплитуда вибраций ротора	мкм	до ■
Буферный газ для подачи в узлы СГУ *	–	Природный газ, очищен. на КИП СГУ
Давление буферного газа перед КИП СГУ	кг/см^2	до ■
Температура буферного газа перед КИП СГУ	$^{\circ}\text{C}$	От ■ до ■
Утечки буферного газа на свечу через один узел СГУ: – Номинальная – Максимальная	Норм.л/мин	Не более ■ Не более ■

Продолжение таблицы 12		
1	2	3
Барьерный газ для продувки концевых лабиринтов	–	Воздух
Требуемый расход буферного газа для подачи в каждый узел СГУ	Норм.м ³ /час	От ■ до ■
давление барьерного воздуха перед КИП СГУ: – На режиме пуска – На рабочем режиме	кг/см ²	от ■ до ■ от ■ до ■
Температура барьерного газа перед КИП СГУ	°С	от плюс ■ до плюс ■
Требуемый расход барьерного газа для подачи в каждый узел СГУ **	норм.м ³ /час	■
Предельно допустимый осевой ход роторной части уплотнения относительно статорной	мм	± ■
* – Подача буферного газа в уплотнения должна осуществляться на всех режимах работы нагнетателя, связанных с наличием давления в проточной части и вращением ротора. ** – Суммарные потери давления в линии подачи барьерного воздуха от КИП СГУ к каждому уплотнению не должны превышать 0,15 кг/см ² .		

4.3.2 Трехфазный асинхронный двигатель

Внешний вид АД в сборе с системой воздушного охлаждения представлен на рисунке 18.



Рисунок 18 – Асинхронный двигатель в сборе с системой воздушного охлаждения [44]

Трехфазный асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором ■ состоит из ротора, статора, корпуса и подшипниковых узлов

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ■	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		56

(рис. 19). В состав АД так же входит система воздушного охлаждения, представляющая собой вентиляторную сборку, расположенную на АД сверху.



Рисунок 19 – Состав асинхронного двигателя:

1 – система воздушного охлаждения; 2 – статор; 3 – ротор; 4 – подшипниковые узлы; 5 – корпус [44]

Отличительной особенностью двигателя является не шихтованный монолитный ротор с короткозамкнутой обмоткой и магнитные подшипники, удерживающие ротор в расточке статора.

Статор

Статор двигателя представляет собой сердечник из электротехнической стали с обмоткой, уложенной в пазы статора. Сердечник закреплен к крестовине корпуса двигателя сваркой. Сердечник собран из отдельных пакетов со вставками между ними для обеспечения прохода охлаждающего воздуха. Охлаждение статора происходит за счет движения воздуха в аксиальном направлении в воздушном зазоре и в радиальном направлении между пакетами

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED]	Лист
						57
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

сердечника. По схеме охлаждения статор разбит на две части перегородкой в корпусе. Воздух подается системой воздушного охлаждения в воздушный зазор двигателя и далее по каналам между пакетами статора в окно корпуса в центральной части двигателя, служащего для выхода горячего воздуха [44].

Корпус двигателя

Корпус двигателя представляет собой сварную конструкцию с посадочными поверхностями под установку подшипниковых щитов и сердечника статора. На верхней поверхности корпуса расположены окна с фланцами для входа (два боковых окна) и выхода (центральное окно) охлаждающего воздуха. Корпус имеет отверстия для крепления двигателя к фундаменту на объекте.

В окнах для прохода воздуха установлены датчики температуры горячего и холодного воздуха [44].

Магнитные подшипники

В двигателе применены магнитные подшипники, которые обеспечивают бесконтактный подвес ротора двигателя в управляемом магнитном поле. В двигателе установлены два радиальных подшипника. Аксиального подшипника двигатель не имеет. Роторная часть подшипников представляет собой втулки из электротехнического железа, насаженные на вал двигателя.

Статорная часть подшипника представляет собой многополюсный статор электрической машины. В пазах статора уложена обмотка, сгруппированная в два канала управления, ориентированных взаимно перпендикулярно. В каждом статоре установлены по два датчика температуры.

Каждый статор содержит статорную часть датчика радиального и аксиального положения ротора, представляющий собой систему катушек.

На статоре подшипника, со стороны противоположной приводной стороне двигателя, установлен датчик скорости – датчик частоты вращения ротора двигателя, представляющий собой кольцо с пазами, в которые

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
						58
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

установлены катушки (два паз: один для основной катушки, другой паз – для резервной).

Для предотвращения повреждений поверхностей статорных и роторных поверхностей при обесточивании обмоток подшипника предусмотрены страховочные шариковые подшипники [44].

4.3.3 Преобразователь частоты

В состав ПЧ входят:

- шкаф управления;
- шкаф выпрямителя;
- шкаф конденсаторов и инвертора (сдвоенный);
- шкаф выходного фильтра.

Преобразователь частоты [REDACTED] обеспечивает:

- частотный пуск и регулирование частоты вращения двигателя;
- работу электродвигателя при изменении момента нагрузки от 0 до номинального;
- поддержание максимального момента двигателя, определяемого допустимым максимальным током преобразователя;
- разгон двигателя с заданным ускорением в пределах допустимой перегрузки преобразователя по току;
- поддержание заданной частоты вращения двигателя;
- ограничение тока в динамических режимах и при перегрузках.

Преобразователь [REDACTED] имеет защиту от:

- недопустимых перегрузок по току;
- токов внешнего короткого замыкания;
- исчезновения или недопустимого снижения питающего напряжения и напряжения вспомогательных цепей преобразователя;

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED]	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- повреждения системы принудительного охлаждения;
- нарушения баланса тока в фазах двигателя;
- падения напряжения или перенапряжения в звене постоянного тока;
- нарушения заземления.

Шкаф управления

Система управления обеспечивает векторное управление двигателем и обеспечивает защиту преобразователя при возникновении нештатных ситуаций.

Кроме стойки системы управления в этом шкафу находятся блок дискретного ввода – вывода системы управления, выполненный на базе контроллера WAGO и распределительное устройство низкого напряжения питания собственных нужд преобразователя.

Основная задача контроллера заключается в том, чтобы контролировать скорость и момент на валу двигателя. Для этого он обрабатывает сигналы от датчиков тока и напряжения и на основании этих сигналов контроллер формирует импульсы управления IEGT.

Система управления питается от напряжения 230 В.

Шкаф управления также содержит автоматически управляемые реле и пускатели, а также обеспечивает питанием постоянным напряжением 24 В измерительные устройства, входящие в преобразователь [45].

Шкаф выпрямителя

В шкафу выпрямителя находятся следующие устройства:

- диодный выпрямитель, собранный из модулей, включённых последовательно (два для 12-пульсной схемы выпрямления);
- главные вводные терминалы (6 для 12-пульсного выпрямителя).

Шкаф выпрямителя состоит из двух охлаждаемых воздухом диодных сборок, которые могут быть заменены независимо друг от друга. Каждая сборка представляет собой 6-пульсный диодный выпрямитель, в шкафу выпрямителя они подключаются последовательно.

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		60

Шкаф конденсаторов

В шкафу звена постоянного тока находятся следующие устройства:

- сборка конденсаторов;
- датчики напряжения звена постоянного тока;
- разрядные резисторы;
- датчик обрыва заземления.

Звено постоянного тока предназначено для сглаживания пульсаций на выходе выпрямителя и представляет собой две последовательно включённых сборки из соединённых параллельно конденсаторов и разрядных резисторов 22 кОм, 500 Вт [45].

4.3.4 Система автоматического управления

Система автоматического управления и регулирования ЭГПА предназначена для выполнения функций автоматического управления, регулирования, контроля и защиты электроприводного газоперекачивающего агрегата ЭГПА [REDACTED].

Функции ШУ САУ:

- управление в автоматическом режиме в составе АСУ технологическим процессом КЦ (КС) в соответствии с командами и заданиями от САУ КЦ и АРМ оператора;
- управление в автономном режиме с сохранением всех функций контроля, управления и защиты в соответствии с командами и заданиями АРМ оператора;
- запрет выполнения команд оператора при работе агрегата в автоматическом режиме управления, если они не предусмотрены алгоритмами управления или регулирования;
- согласованное управление МПН, МПД, ПЧ, ЗРУ-10кВ и информационный обмен по цифровым каналам связи с локальными системами

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED]	Лист
						61
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

управления этих устройств;

– автоматическую защиту ЭГПА по технологическим параметрам и параметрам работы основного и вспомогательного оборудования;

– автоматическую или автоматизированную проверку каналов защит;

– автоматическую проверку пусковой готовности и автоматическую перестановку в исходное положение кранов газовой обвязки перед пуском ЭГПА;

– автоматический пуск ЭГПА по заданному алгоритму:

а) с предварительным заполнением контура нагнетателя;

б) с заполненным контуром нагнетателя (после аварийного останова без стравливания газа).

– автоматический вывод ЭГПА в режим «Магистраль» или «Кольцо»;

– автоматический нормальный останов по заданному алгоритму;

– автоматический аварийный останов:

а) со стравливанием газа по сигналам каналов защиты;

б) без стравливания газа по сигналам САУ КЦ и по команде оператора;

в) экстренный аварийный останов ЭГПА по жесткому алгоритму при отказе САУ дистанционно и местно от кнопки [45].

Функции регулирования и защиты ШУ:

– автоматическое регулирование (стабилизацию) частоты вращения вала ЦБН с точностью 1 % (автоматическое регулирование объемной производительности с точностью 2 % или степени сжатия с точностью 1 %);

– антипомпажное регулирование и защиту ЦБН.

Предотвращение помпажа нагнетателя (антипомпажное регулирование) осуществляется путем открытия антипомпажного клапана, установленного в линии рециркуляции компримируемого газа. Для этого САУ:

а) непрерывно вычисляет запас до помпажа, т.е. расстояние рабочей точки нагнетателя до линии помпажа (в плоскости степень сжатия расход) по

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
						62
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

информации от датчиков;

б) формирует сигнал на открытие антипомпажного клапана при предельном приближении рабочей точки к линии помпажа, и удерживает рабочую точку на пересечении линии регулирования и предпомпажной линии;

в) смещает предпомпажную линию, с целью увеличения запаса до помпажа в случае повторения вредного явления в течение 3 мин;

г) обеспечивает предупредительную сигнализацию и аварийный останов агрегата при потере функции защиты от помпажа САУ.

Антипомпажное регулирование обеспечивает расстояние между рабочей точкой нагнетателя и линией помпажа в пределах 6...15 % от помпажного расхода. Быстро-действие антипомпажного контура равно 3...5 с – время от момента пересечения предпомпажной линии рабочей точкой нагнетателя до момента полного открытия ан-типомпажного клапана. Погрешность антипомпажного контура регулирования при времени нарастания помпажа 3...5 с не более 3 % [45].

Информационные функции ШУ:

- сбор и обработку аналоговых и дискретных сигналов;
- передачу измерительной и контрольной информации на САУ КЦ и АРМ оператора;
- представление на дисплее МПКИИ и мониторах АРМ в форме, принятой в ОАО «Газпром», элементов оборудования, текущего состояния основного и вспомогательного оборудования, положение клапанов и кранов, измерительной, диагностической и служебной информации;
- ведение журнала событий;
- сигнализацию (предупредительную и аварийную) о неисправностях оборудования ЭГПА или выходе технологических параметров за пределы диапазона нормальных и допустимых значений;
- световую сигнализацию основных режимов работы ЭГПА: «Резерв»,

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		63

«Готов к пуску», «Кольцо», «Магистраль», «Аварийный останов», «Опробование»;

- архивирование параметров текущего состояния ЭГПА и узлов САУ;
- диагностирование неисправностей при наладке САУ с ноутбука;
- запись управляющих программ в устройства памяти;
- создание (удаление) отчетов, редактирование форм и содержания

отчетов;

- получение информации по работе с меню на экране МПКИИ;
- установку уровней доступа к информации МПКИИ;
- конфигурирование и параметрирование САУ без перекомпиляции ПО.

Функции контроля и защиты ШУ:

– автоматический непрерывный контроль исправности цепей управления особо ответственными исполнительными механизмами и вспомогательным оборудованием ЭГПА;

– автоматический непрерывный контроль входных цепей аналоговых и особо ответственных дискретных датчиков;

– контроль состояния оборудования и отклонений технологических параметров от заданных предельных значений (уставок) [45].

4.4 Технология эксплуатации электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████

4.4.1 Общие положения

В процессе функционирования ЭГПА находится в одном из 8 основных режимах работы. На рисунке 20 серым цветом указаны статические режимы, в которых агрегат может находиться сколь угодно долгое время, и белым цветом указаны динамические режимы, в которых агрегат находится на время перехода из одного статического режима в другой. Перечень режимов ЭГПА приведен

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
						64
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

таблице 13. Текущий режим ЭГПА, а также переход из одного режима в другой показывается общей индикацией, расположенной на всех экранных формах в АРМ и МПКИИ.

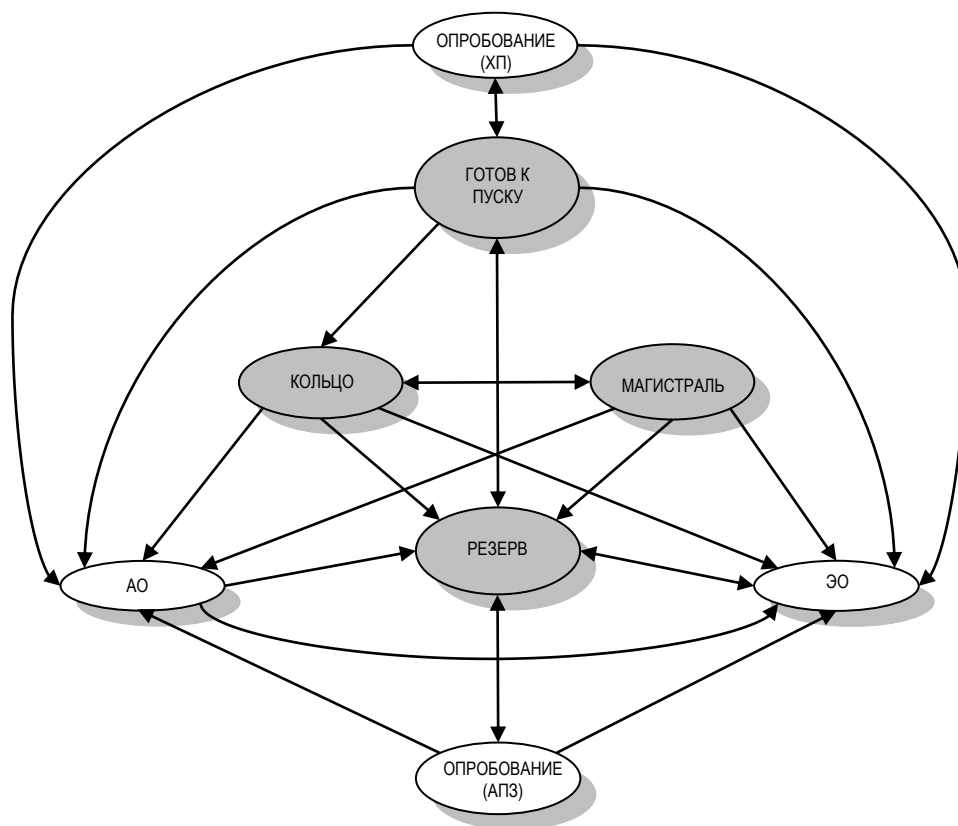


Рисунок 20 – Схема переходов из режима в режим при автоматической работе ЭГПА [45]

Таблица 13 – Наименование режимов при автоматической работе ЭГПА [45]

Наименование режима	Индикация
Резерв	«РЕЗЕРВ»
Готов к пуску	«ГОТОВ К ПУСКУ»
Кольцо (работа через 6 кран)	«КОЛЬЦО»
Магистраль (работа через 2 кран)	«МАГИСТРАЛЬ»
Аварийный останов ЭГПА	«АВАРИЯ»
Экстренный останов ЭГПА	–
Автоматическая проверка защит	«ОПРОБОВАНИЕ»
Холодная прокрутка двигателя	

Перед выполнением алгоритмов «Пуск», «Нормальный останов» и «Аварийный останов» назначаются параметры управления (например, пуск в

кольцо или магистраль; нормальный и аварийный останов со стравливанием газа из нагнетателя или без стравливания и другие). Аварийный останов имеет приоритет над нормальным остановом.

Для выполнения алгоритмов «Предпусковые условия» и «Пуск» необходимо отсутствие индикации «Неисправность», «Предупреждение/Авария».

Переход из режима «Резерв» в режим «Готов к пуску» происходит автоматически при выполнении алгоритма «Предпусковая готовность». Пуск производится при наличии предпусковой готовности, которая включает в себя:

- отсутствие предупредительной и аварийной сигнализации;
- наличие высокого напряжения на агрегате;
- готовность ПЧ и его подсистем;
- проверки исходного положения исполнительных механизмов;
- ключи выбора режима управления оборудованием находятся в

положении «Автоматика».

Нормальный режим работы ЭГПА – автоматический. При установке ключа режима управления в положение «Оператор» ответственность за работу ЭГПА возлагается на оператора. В этом режиме САУ предоставляет оператору возможность управлять исполнительными механизмами ЭГПА, и блокирует ошибочные действия оператора [45].

4.4.2 Подготовка агрегата к работе

Для начала подготовки агрегата к работе необходимо получить письменное разрешение диспетчера ПДС ООО [REDACTED] и диспетчера [REDACTED] ЛПУМГ на пуск агрегата в соответствии с направленным запросом.

Осмотр технологического оборудования и подготовка его к пуску включает:

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED]	Лист
						66
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- переводение кранов газовой обвязки нагнетателя в дистанционный режим управления;
- провести осмотр кранов и газовой обвязки нагнетателя на предмет внешних повреждений, наличия давления в гидравлической системе;
- убрать все посторонние предметы с прилегающей территории, зала нагнетателей, машинного зала;
- открыть вентили импульсных трубопроводов на КИПиА обвязки нагнетателя;
- открыть запорную арматуру;
- на стойке фильтров и регуляторов открыть одну из линий подачи воздуха через фильтр на магнитные подвесы и СГУ;
- открыть подачу буферного газа в систему СГУ;
- открыть клапаны жалюзи системы охлаждения электродвигателя ЭГПА и ПЧ;
- на главном окне АРМа АСУ ТП проверить отсутствие неисправностей, аварийных и предупредительных сигналов;
- убедиться, что ячейка ЗРУ требуемого ЭГПА включена [46].

Предпусковая готовность выполняются при получении команды от САУ КЦ или с АРМ оператора в следующем порядке:

- а) контроль напряжения 10 кВ;
- б) проверка отсутствия предупреждающих и аварийных сигналов;
- в) включение системы охлаждения АД и ПЧ;
- д) контроль температуры воды на входе ПЧ на уровне 15...35°С и воздуха на входе АД на уровне 15...45 °С ;
- е) контроль расхода охлаждающей воды более 25 м³/час;
- ж) включение ПЧ;
- з) проверка положения кранов 1, 2, 4, 6 (закрыты);
- и) проверка положения крана 5:

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
						67
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- открыт, если контур нагнетателя стравлен;
- закрыт, если контур нагнетателя заполнен;
- к) ключи выбора режима функционирования САУ управления кранами в положении «Автоматика»
- л) индикация «ГОТОВ К ПУСКУ» [45].

4.4.3 Порядок запуска, останова, вывода в ремонт агрегата

Для запуска агрегата необходимо доложить начальнику станции об окончании подготовительных работ и готовности к пуску ЭГПА.

Порядок действий при запуске газоперекачивающего агрегата:

- по согласованию с производственно-диспетчерской службой открыть краны на узле подключения КС;
- произвести сброс аварий и сигнализаций на экране САУ ЭГПА;
- отключить обогрев электродвигателя;
- произвести выполнение предпусковых условий и если расход газа по режиму работы МГ соответствует производительности одного ЭГПА произвести пуск агрегата.

После окончания алгоритма пуска, ЭГПА будет выведен в режим «Кольцо».

Далее производится осмотр оборудования на предмет утечек газа, масла, посторонних шумов при работе оборудования, на экранных формах САУ ЭГПА убедиться, что все технологические параметры ЭГПА находятся в норме, отсутствуют аварийные и предупредительные сигналы. Если по результатам осмотра оборудования ЭГПА замечаний не выявлено, то работа агрегата переводится в режим «Магистраль», обороты увеличиваются до необходимых значений, при этом контролируется давление газа на выходе ЦБН и расход буферного газа на СГУ [46].

Пуск агрегата выполняется при получении команды от САУ КЦ или с

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED]	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		68

АРМ в следующем порядке:

- а) включение клапана барьерного воздуха. Продувка систем СГУ 70 сек;
- б) избыточное давление барьерного воздуха на подаче в СГУ более 0,7 кг/см²;
- в) включение клапана продувки МПН. Продувка МПН 70 сек;
- г) избыточное давление воздуха продувки МПН более 2 кг/см²;
- д) включение клапана буферного газа;
- е) расход буферного газа на подаче в СГУ более 75 м³/час;
- ж) избыточное давление буферного газа после 1 ступени СГУ более 100кПа;
- з) перепад давления на фильтре буферного газа не более 200 кПа (2,0 кг/см²);
- и) перепад давления буферного газа над давлением газа в области СГУ менее 4 кг/см² ;
- л) концентрация метана в линиях сброса воздуха продувки каждого СГУ менее 0,5 %;
- м) открытие крана 4 и антипомпажного клапана ;
- н) заполнение контура нагнетателя (если контур нагнетателя был стравлен):
 - задержка (продувка нагнетателя) – 10 сек;
 - закрытие крана 5;
 - перепад на кране 1 менее 1 кг/см²;
- о) закрытие антипомпажного клапана;
- п) открытие кранов 1 и 6;
- р) закрыть кран 4;
- с) включение МПН, МПД;
- т) вибросмещение валов ЦБН и АД в норме;
- у) пуск АД;
- ф) открытие антипомпажного клапана при скорости АД N > 300 об/мин;
- г) контроль скорости АД N > 4100 об/мин;
- д) индикация «КОЛЬЦО» [45].

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		69

Переход Кольцо-Магистраль-Кольцо выполняется при получении команды от САУ КЦ или с АРМ при запущенном агрегате в следующем порядке:

а) Кольцо - Магистраль:

- открытие крана 2;
- включение функции антипомпажного регулирования и отключение логического управления антипомпажным клапаном;
- подъем оборотов до 8200 об/мин;
- закрытие антипомпажного клапана по линии антипомпажного регулирования;
- индикация «МАГИСТРАЛЬ»;

б) Магистраль - Кольцо:

- отключение функции антипомпажного регулирования и включения логического управления антипомпажным клапаном;
- открытие антипомпажного клапана;
- снижение оборотов до 4200 об/мин;
- закрытие крана 2;
- индикация «КОЛЬЦО».

Для останова ЭГПА необходимо получить разрешение на останов у диспетчера производственно-диспетчерской службы ООО «Газпром трансгаз Томск» и диспетчера Томского ЛПУМГ.

Порядок действий при нормальном останове газоперекачивающего агрегата:

- на экранной форме САУ ЭГПА нажать кнопку «Нормальный останов» и при необходимости выбрать режим со стравливание газа (по окончании выполнения алгоритма ЭГПА перейдет в режим «Горячий резерв»);
- сообщить диспетчеру производственно-диспетчерской службы

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		70

ООО «Газпром трансгаз Томск» и диспетчеру Томского ЛПУМГ об останове ЭГПА;

- выключить ячейку ЗРУ после стравливания газа;
- отключить подачу буферного газа закрыв запорную арматуру;
- при необходимости в зимний период выключить обогрев АД [46].

Нормальный останов выполняется при получении команды от САУ КЦ, АРМ или резервного поста управления в следующем порядке:

а) ключи выбора режима функционирования САУ управления кранами в положении «Автоматика»;

б) открытие антипомпажного клапана;

в) снижение оборотов АД до 4400 об/мин, закрытие крана 2;

г) стоп АД;

д) контроль скорости двигателя $N < 100$ об/мин;

е) закрытие кранов 1, 4, 6;

ж) если останов со стравливанием:

- открытие крана 5 если останов со стравливанием;
- контроль избыточного давления в нагнетателе менее 0,1 МПа.
- отключение контроля по буферному газу;
- закрытие крана буферного газа;
- отключение контроля воздуха СГУ, МПН;
- отключение клапанов воздуха СГУ, МПН;

з) отключение МПД, МПН;

и) отключение выключателя ЗРУ-10кВ;

к) работа системы охлаждения с момента падения скорости АД ниже 3000 об/мин –
 $t=3$ мин.

л) отключение контроля параметров СО;

м) отключение СО;

н) индикация «РЕЗЕРВ».

Аварийный останов выполняется при срабатывании защиты или при

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████	Лист
						71
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

получении команды от САУ КЦ, АРМ или резервного поста управления:

а) ключи выбора режима функционирования САУ управления кранами в положении «Автоматика»;

б) стоп АД;

в) открытие антипомпажного клапана;

г) закрытие крана 2;

д) контроль скорости двигателя $N < 100$ об/мин и разности давления на входе и выходе нагнетателя $P2-P1 < 0,02$ МПа;

е) закрытие кранов 1, 4, 6;

ж) если останов со стравливанием:

– открытие крана 5 если останов со стравливанием;

– контроль избыточного давления в нагнетателе менее 0,1 Мпа.

– отключение контроля по буферному газу;

– закрытие крана буферного газа;

– отключение контроля воздуха СГУ, МПН;

– отключение клапанов воздуха СГУ, МПН;

з) отключение МПД, МПН;

и) индикация «АВАРИЯ» [45].

Экстренный останов выполняется при получении команды от САУ КЦ, АРМ или резервного поста управления, от сторожевого таймера или при снятии питания с САУ с отключением двигателя от преобразователя (со свободным выбегом двигателя) и стравливанием газа из нагнетателя в следующем порядке:

а) экстренный останов АД (отключение ПЧ от сети 10кВ); открытие антипомпажного клапана; закрытие кранов 1, 2, 4, 6; включение таймера задержки $t=10$ с;

б) через время t открытие крана 5 и закрытие крана буферного газа.

Для вывода газоперекачивающего агрегата в ремонт необходимо

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED]	Лист
						72
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

получить разрешение у диспетчера производственно-диспетчерской службы ООО [REDACTED] и диспетчера [REDACTED] ЛПУМГ [46].

Порядок действий при выводе газоперекачивающего агрегата в ремонт:

– выключить автоматические выключатели кранов ЭГПА, проконтролировать отсутствие 380 В по отсутствию свечения контрольных ламп;

– выключить тумблеры включения питания ПЧ;

– сбросить давление в гидравлической системе приводов шаровых кранов технологической обвязки ЭГПА;

– закрыть краны отбора буферного газа;

– на кранах с ручным приводом снять штурвалы;

– выкатить ячейку ЗРУ в ремонтное положение;

– включить заземляющие ножи;

– выключить автоматические выключатели система электроснабжения собственных нужд ЭГПА с номером агрегата, выводимого в ремонт [45].

					Конструктивные особенности электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED]	Лист
						73
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

5. Расчетная часть

5.1 Параметры работы и основные характеристики центробежного нагнетателя ██████████

В состав основных видов расчета газоперекачивающего агрегата, выполненных в рамках различных режимно-технологических задач, входят следующие процедуры:

- расчет параметров режима работы нагнетателя;
- расчет ограничений по мощности со стороны привода газоперекачивающего агрегата;
- расчет расхода газа и электроэнергии на компримирование;
- расчет области допустимых режимов рагазоперекачивающего агрегата.

Основными параметрами работы нагнетателя являются:

- степень сжатия, \mathcal{E} ;
- политропный коэффициент полезного действия, $\eta_{пол}$;
- внутренняя эффективная мощность нагнетателя N_i , затраченная на работу сжатия [1].

Каждый тип нагнетателя имеет свою характеристику, которая строится при его испытаниях. В характеристике нагнетателя зависимость степени сжатия \mathcal{E} от приведённого объёмного расхода газа $Q_{пр}$ дополняют зависимостями политропного коэффициента полезного действия $\eta_{пол}$ и удельной приведённой мощности $N_{уд.пр}$. Строятся такие характеристики для заданного (или рассчитанного) значения газовой постоянной R , коэффициента сжимаемости, $Z_{пр}$, показателя адиабаты k , принятой расчетной температуры газа на входе в нагнетатель $T_{вх}$, в принятом диапазоне изменений приведённой относительной

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности электроприводных газоперекачивающих агрегатов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Быков Р.С.		01.06.16	Расчетная часть	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	74	135
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
Зав. каф.		Рудаченко В.А.		01.06.16		Группа 2Б2А		

частоты вращения ротора центробежного нагнетателя $n_{пр}$.

Процесс сжатия в нагнетателе близок к адиабатическому, однако реальный процесс сжатия сопровождается оттоком тепла во внешнюю среду. Такой процесс называют политропическим [1].

Основными газодинамическими характеристиками нагнетателя являются:

- напор (степень, \mathcal{E})
- политропический коэффициент полезного действия, $\eta_{пол}$, равный отношению полезной мощности, N , передаваемой компрессором газовому потоку, к внутренней мощности, N_i , развиваемой компрессором;
- внутренняя мощность компрессора, N_i ;
- рабочее значение производительности Q (объемный расход газа).

Пример таких характеристик представлен на рисунке 21.



Рисунок 21 – Газодинамические характеристики компрессора 220-11-1СМП:
 $k=1.291, Z=0,9; R=420,8$ Дж/(кг·К); $T_n=288$ К; $n_{ном}=8200$ об/мин [44]

					Расчетная часть	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Все характеристики нагнетателей, как правило, представляют в виде графических альбомов, основным разработчиком, которых в Россия является ВНИИГаз.

Наличие надежных приведенных характеристик для ГПА позволяет обслуживающему персоналу выбирать наилучший режим работы в зависимости от конкретных условий, а также относительно легко определять мощность ГПА в эксплуатационных условиях.

5.2 Расчет ограничений по мощности асинхронного электродвигателя электроприводного газоперекачивающего агрегата типа

ЭГПА ██████████

Расчет ограничений по мощности асинхронного электродвигателя будем проводить на примере КС № 6 с учетом её работы по схеме 2+1 (2 работающих агрегата и 1 находящийся в резерве) [49].

Номинальная мощность АД $P_{ном}$, составляет █████ кВт. Максимальная мощность АД $P_{макс}$, (при температуре изоляции по классу F/F) составляет █████ кВт, но не более 30 минут. Номинальный КПД АД $\eta_{ЭДВ}$ – █████.

Суммарная полная мощность $N_s \sum$, МВт, определяется по формуле:

$$N_s \sum = \sum_{i=1}^q N_{si}, \quad (2)$$

где N_s – полная мощность i -го агрегата.

Активная мощность N_p , МВт, определяется с учетом коэффициента загрузки ГПА, который равен $k_{загр} = \text{█████}$.

$$N_p = k_{загр} \cdot P_{ном}, \quad (3)$$

Суммарная активная мощность N_p , МВт:

$$N_p \sum = \sum_{i=1}^q N_{pi}, \quad (4)$$

					Расчетная часть	Лист
						76
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

где N_p – активная мощность i -го агрегата.

Резерв по потребляемой мощности N_z , МВт, определяется по формуле:

$$N_z = \sum_{i=1}^q N_{\text{пн}i} - \sum_{i=1}^q N_{\text{п}i}, \quad (5)$$

где $N_{\text{пн}i}$ – номинальная потребляемая мощность ЦБН i -го агрегата.

После проведения расчетов ограничений по мощности асинхронного электродвигателя получились следующие значения:

1. Суммарная полная мощность установленная $N_s \Sigma$ – ■ МВт.
2. Суммарная полная мощность располагаемая $N_s \Sigma$ – ■ МВт.
3. Активная мощность N_p – ■ МВт.
4. Суммарная активная мощность N_p – ■ МВт.
5. Резерв по потребляемой мощности N_z – ■ МВт.

5.3 Расчет показателей центробежного нагнетателя 220-11-1СМП

Определение рабочих параметров будем проводить на примере второго нагнетателя ЭГПА, эксплуатируемого на КС № 6.

Показатели и характеристики центробежного нагнетателя определяют по статическим параметрам перекачиваемого газа (давлению и температуре), измеренным в сечениях входного и выходного фланцев (патрубков) [49].

Исходными данными для расчета являются:

- объемная производительность Q , м³/мин;
- рабочие обороты привода n , об/мин;
- давление газа перед нагнетателем P_n , Мпа;
- температура газа перед нагнетателем T_n , К;
- газовая постоянная R , Дж/(кг·К).

Последовательность определения рабочих параметров нагнетателя:

1. Определяем коэффициент сжимаемости газа приведенный к условиям всасывания $Z_{вс}$:

					Расчетная часть	Лист
						77
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$Z_{\text{вс}} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{\text{ПР}}}{\tau}, \quad (6)$$

где $P_{\text{ПР}}$ – приведенное давление

$$P_{\text{ПР}} = \frac{P_H}{P_{\text{ПК}}}, \quad (7)$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{\text{ПР}} + 0,78 \cdot T_{\text{ПР}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{ПР}}^3, \quad (8)$$

где $T_{\text{ПР}}$ – приведенная температура:

$$T_{\text{ПР}} = \frac{T_H}{T_{\text{ПК}}}, \quad (9)$$

$T_{\text{ПК}}$ и $P_{\text{ПК}}$ – псевдокритические температура и давление соответственно, К, Мпа:

$$T_{\text{ПК}} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{\text{см}}), \quad (10)$$

$$P_{\text{ПК}} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{\text{см}}), \quad (11)$$

где $\rho_{\text{см}}$ – плотность газа приведенная к стандартным условиям, кг/м³.

2. Находим плотность газа приведенную к условиям всасывания $\rho_{\text{вс}}$, кг/м³:

$$\rho_{\text{вс}} = \rho_{\text{см}} \cdot \frac{P_H \cdot T_{\text{см}} \cdot Z_{\text{см}}}{P_{\text{см}} \cdot T_H \cdot Z_{\text{вс}}}, \quad (12)$$

где $T_{\text{см}}$ – температура газа, приведенная к стандартным условиям К;

$P_{\text{см}}$ – давление газа, приведенное к стандартным условиям, Мпа;

$Z_{\text{см}}$ – коэффициент сжимаемости газа, приведенный к стандартным условиям.

3. Подсчитываем приведенные относительные обороты $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{\text{нр}}$ и

приведенную объемную производительность $Q_{\text{нр}}$ (м³/мин):

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{\text{нр}} = \frac{n}{n_n} \cdot \sqrt{\frac{Z_{\text{нр}} \cdot R_{\text{нр}} \cdot T_{\text{нр}}}{Z_{\text{вс}} \cdot R \cdot T_H}}, \quad (13)$$

					Расчетная часть	Лист
						78
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

где n_n – номинальные обороты привода, об/мин;
 z_{np}, R_{np}, T_{np} – параметры газа, принимаемые по характеристике нагнетателя, определяют приведённую относительную частоту вращения нагнетателя (n/n_n).

$$Q_{np} = \frac{n_n}{n} \cdot Q_{вс}, \quad (14)$$

где $Q_{вс}$ – объемная производительность нагнетателя, м³/мин.

$$Q_{вс} = \frac{Q_{кс}}{24 \cdot 60 \cdot m} \cdot \frac{\rho_{см}}{\rho_{вс}}, \quad (15)$$

где $Q_{кс}$ – производительность компрессорной станции, млн. м³/сут.
 m – количество нагнетателей.

4. Отношение давлений в центробежного компрессора ε_n рассчитываем по формуле:

$$\varepsilon = \frac{P_k}{P_n}, \quad (16)$$

где P_k – давление газа за нагнетателем, Мпа.

5. Политропический КПД нагнетателя $\eta_{пол}$ и приведенная относительная мощность $\left[\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right]_{np}$:

$$\eta_{пол} = \frac{(k-1)}{k} \cdot \frac{\lg(\varepsilon)}{\lg\left(\frac{T_k}{T_n}\right)}, \quad (17)$$

где k – показатель адиабаты;
 T_k – температура за нагнетателем, К.

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right]_{np} = \frac{N_i}{\left(\frac{n}{n_n}\right)^3 \cdot \rho_{вс}}, \quad (18)$$

где N_i – внутренняя мощность потребляемая нагнетателем, МВт.

					Расчетная часть	Лист
						79
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

6. Мощность потребляемая нагнетателем на муфте привода N , МВт:

$$N = N_i + N_{мех}, \quad (19)$$

где $N_{мех}$ – механические потери в подшипниках нагнетателя, МВт.

7. Запас до границы помпажной работы нагнетателя определяем по формуле (1):

$$K_{уд} = \frac{Q_{np}}{Q_{np}^{\min}}$$

где Q_{np}^{\min} – минимальное значение приведенной объемной производительности, которое берется по приведенным характеристикам нагнетателя на заданных относительных оборотах, м³/мин.

После проведения расчетов показателей центробежного нагнетателя получились следующие значения:

1. Степень сжатия ε – 1,27.
2. Приведенные относительные обороты $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{np}$ – ██████.
3. Приведенная объемная производительность Q_{np} – ██████ м³/мин.
4. Политропический КПД нагнетателя $\eta_{пол}$ – ██████ %;
5. Приведенная относительная мощность $\left[\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right]_{np}$ – ██████ кВт/кг/м³.
6. Мощность на муфте привода N – ██████ кВт.
7. Запас до границы помпажной работы нагнетателя $K_{уд}$ – ██████.

Обычно режим работы выбирается таким образом, чтобы нагнетатель работал в устойчивом режиме. Тем не менее, различные возмущающие воздействия могут приводить к тому, что режим работы нагнетателя приближается к неустойчивому. Для того, чтобы избежать помпажных

					Расчетная часть	Лист
						80
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

колебаний, существуют системы помпажного регулирования. Такие системы измеряют расстояние до границы помпажной зоны и рассчитывают необходимую степень открытия антипомпажного клапана.

На основе опытных данных, полученных в результате проведения помпажного испытания нагнетателя [REDACTED], установленного на ЭГПА № 2 КС № 6, нанесем на график газодинамических характеристик данного нагнетателя кривую начала помпажа и кривую предпомпажного состояния. Расчётный рабочий расход газа Q_{np} для нагнетателей должен быть примерно на 10...12 % больше крайних левых значений расхода на характеристике, соответствующего условиям начала срыва потока газа по нагнетателю (зоне помпажа). На рисунке 22 этому соответствует подача газа $Q_{np} \approx [REDACTED]$ м³/мин.

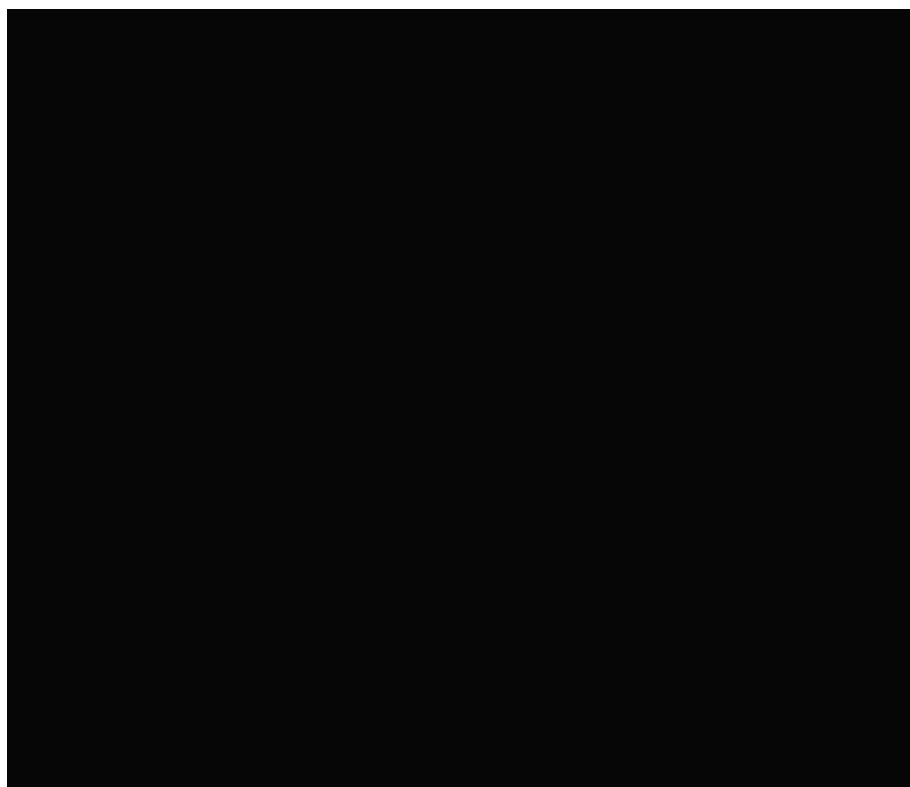


Рисунок 22 – График газодинамических характеристик нагнетателя [REDACTED] с кривыми помпажного и предпомпажного состояния

					Расчетная часть	Лист
						81
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$Q = 23 \text{ м}^3/\text{мин.}$, $\varepsilon = 1,19$) и запас до помпажа снизился с 20 % до 0 %, через 1 секунду открылся антипомпажный клапан на 85 %. При работе ЦБН в помпажной зоне произошло срабатывание аварийной защиты по магнитному подвесу нагнетателя со следующими сообщениями: «МПН. Аварийная работа» и «МПН. Недопустимое виброперемещение Z12 (уровень 2)». САУ запустила алгоритм аварийного останова со стравливанием газа, антипомпажный клапан открылся на 100 %.

Одним из технических решений данной проблемы является реализация алгоритма в преобразователе частоты Sinamics [REDACTED] (технические характеристики – табл. 14), по которому вводится функция «кинетической буферизации» для перевода асинхронного двигателя в генераторный режим и поддержания напряжения звена постоянного ПЧ остаточной энергией статора двигателя, при этом сигнал срабатывания функции выводится в САУ ЭГПА для открытия без задержки антипомпажного клапана ЭГПА. ЭГПА будет разгружаться на агрегатное кольцо по сигналу от преобразователя частоты. Тем самым будут предотвращены помпажные условия работы ЭГПА.

Таблица 14 – технические данные Sinamics [REDACTED] [45]

Наименование параметра	Примечание
1	2
Диапазон напряжений питания: 3АС [REDACTED] В ... [REDACTED] В 3АС [REDACTED] В ... [REDACTED] В 3АС [REDACTED] В ... [REDACTED] В	Диапазон мощностей: [REDACTED] кВт ... [REDACTED] кВт [REDACTED] кВт ... [REDACTED] кВт [REDACTED] кВт ... [REDACTED] кВт
Частота сети:	[REDACTED] ... Гц
Диапазон выходных частот:	[REDACTED] Гц ... [REDACTED] Гц
Типы управления:	векторное управление (бездатчиковое) или управление U/f
Постоянные частоты:	[REDACTED] плюс [REDACTED] базовая, параметрируемая
Пропускаемые частоты:	[REDACTED] плюс [REDACTED] базовая, параметрируемая
Входы/выходы:	цифровые вх./вых., аналоговые вх./вых., входы для контроля температуры двигателя
Функция торможения:	тормозной модуль
Степень защиты:	IP20, IP21, IP23, IP54

Продолжение таблицы 14	
1	2
Способ охлаждения:	встроенный вентилятор (принудительное воздушное охлаждение)
Соответствие нормам, стандартам:	СЕ, ГОСТ, ДСТУ
Примеры программных функций:	<ul style="list-style-type: none"> – автоматический повторный пуск; – плавный подхват на ходу; – кинетическая буферизация; – автоматическая идентификация двигателя для оптимизации управления; – параметрируемые время разгона и торможения.
Примеры защитных функций:	защиты от: перегрева двигателя, преобразователя, перенапряжения, мин. напряжения, замыкания на землю, короткого замыкания, опрокидывания

6.1 Описание работы функции кинетической буферизации

Для обеспечения высокой надежности при понижении напряжения сети и пропаже напряжения питающей сети ПЧ в своем составе имеет функцию кинетической буферизации (V_{dc_min} -регелирование).

Данная функция предназначена для поддержания напряжения промежуточного контура в номинальных пределах при понижении или пропаже напряжения. Работа данной функции возможна только при условии, что нагрузка возвращает энергию в промежуточный контур (электродвигатель работает в генераторном режиме).

При сбое в сети напряжение промежуточного контура падает. По достижении порога напряжения промежуточного контура, установленного с помощью параметра $p1245$, равного 86 % от номинального напряжения промежуточного контура ($U_{ном}$), активируется регулятор кинетической буферизации (рис. 23).

Благодаря регулятору частота вращения двигателя уменьшается настолько, что генераторная энергия привода поддерживает напряжение промежуточного контура в рабочих пределах (до 118 % от $U_{ном}$). При этом для затухающей характеристики частоты вращения двигателя, а значит и для

					Кинетическая поддержка электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р при возмущениях внешнего электроснабжения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		84

продолжительности буферизации решающее значение имеет кинетическая энергия привода. Для ЭГПА, установленных на рассматриваемых КС, таймер ожидания восстановления сети равен 19 секундам. Таким образом, максимальное время работы кинетической буферизации, которое установлено в ПЧ, составляет 19 секунд [50].

При восстановлении в сети напряжения регулятор кинетической буферизации деактивируется, а привод на линейно-убывающей характеристике датчика разгона выходит на заданную частоту вращения благодаря автоматике повторного включения.

Автоматика повторного включения предназначена для автоматического повторного включения установленного устройства, отключившегося из-за минимального напряжения в сети или сбоя в сети. При этом автоматически подтверждаются имеющиеся предупреждения, и привод вновь автоматически запускается.

Возможны два случая повторного пуска привода:

- нормальный пуск привода, начинающийся из состояния останова;
- пуск двигателя с помощью функции «улавливания».

Пока активен регулятор кинетической буферизации, выдается предупреждение «привод: регулятор минимального напряжения промежуточного контура активен». Если привод не в состоянии более подавать генераторную энергию, например, потому что частота вращения уже почти близка к останову, напряжение промежуточного контура продолжает падать. Для рассматриваемых ЭГПА при частоте вращения ротора двигателя менее 100 об/мин. рестарта не происходит. При падении напряжения промежуточного контура ниже минимального U_{min} (рис. 23), привод отключается с сообщением о неисправности F30003: «силовой блок: минимальное напряжение промежуточного контура».

Если при активном регулировании Vdc_{min} порог частоты вращения

					Кинетическая поддержка электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р при возмущениях внешнего электроснабжения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		85

становится ниже установленного n_{min} (рис. 23), привод отключается с сообщением F7405: «привод: кинетическая буферизация, частота вращения ниже минимальной».

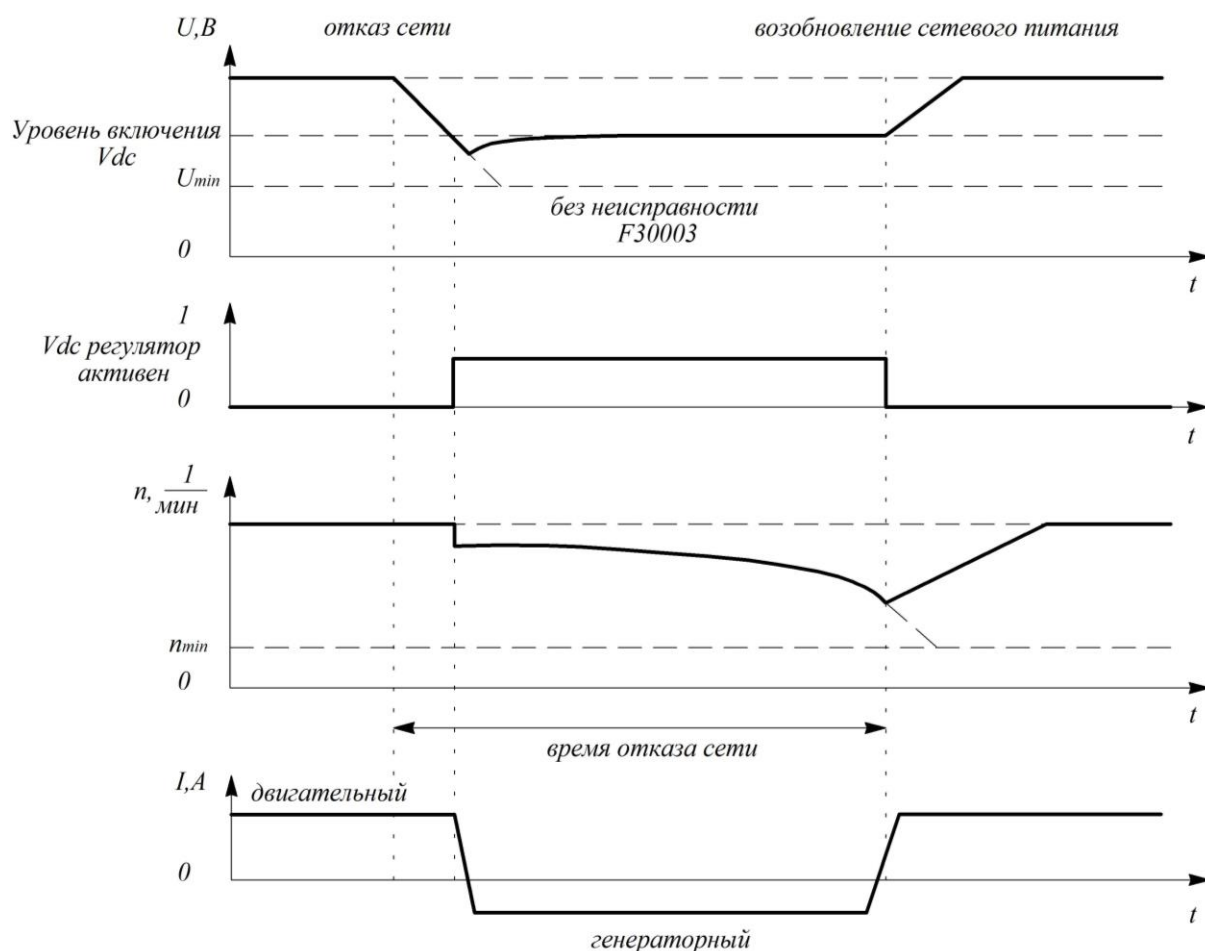


Рисунок 23 – Включение/Выключение Vdc_min-регулирования (кинетическая буферизация) [50]

С помощью ряда параметров возможен контроль времени кинетической буферизации. Если буферизация, т.е. сбой в сети, длится дольше установленного в этом месте времени, то привод отключается с сообщением об ошибке F7406: «привод: кинетическая буферизация, превышение максимального времени». По умолчанию ответная реакция на эту неисправность установлена на остановку привода. Таким образом, с помощью этой функции возможно осуществление управляемого останова АД при сбое в сети. В этом случае слишком большой объем генераторной энергии с АД может

					Кинетическая поддержка электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р при возмущениях внешнего электроснабжения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		86

быть снижен с помощью дополнительного тормозного резистора [50].

6.2 Опробование алгоритма защиты электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА [REDACTED] по сигналу о переходе ПЧ в режим кинетической буферизации

В рамках работ по реализации алгоритма защиты ЭГПА от работы в зоне помпажа при просадке напряжения на ЭГПА № 1, эксплуатируемого на КС № 6, были проведены работы по опробованию данного алгоритма.

На ЭГПА № 1 установлено обновленное программное обеспечение, смонтирована и подключена схема передачи сигнала от контроллера ПЧ на САУ ЭГПА, смонтирована физическая линия передачи сигнала о включении режима кинетической поддержки на ПЧ, выполнена корректировка программного обеспечения контроллера ПЧ.

При работающем ЭГПА № 1, режим работы «Магистраль», скорость вращения АД 5700 об/мин, поочередно выполнено три отключения ввода № 1 на ЗРУ-10 кВ, продолжительностью 3, 6 и 10 секунд соответственно, при этом на автоматизированном рабочем месте ЭГПА осуществлялся контроль степени открытия антипомпажного клапана ЭГПА № 1 при включении режима ПЧ «кинетическая поддержка».

В соответствии с программой испытания [51], ход испытаний ЭГПА № 1 при отключении электроснабжения на 3 секунды (рис. 24):

- выполнен пуск ЭГПА № 1 в режим «кольцо» согласно алгоритма пуска в автоматическом режиме до частоты вращения 5700 об/мин.;
- ЭГПА № 1 переведен в режим «магистраль»;
- ключом управления отключен выключатель ввода № 1 (ЗРУ-10 кВ).

САУ ЭГПА зафиксировала время отключения выключателя ввода № 1 в 16:18:45.000 на 3 секунды;

- САУ ЭГПА зафиксировала время начала режима кинетической

					Кинетическая поддержка электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р при возмущениях внешнего электроснабжения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		87

поддержки и время начала открытия АПК равное времени отключения выключателя ввода № 1. АПК ЭГПА № 1 начал открываться без задержки одновременно с отключением питающей сети. Напряжение звена постоянного тока (U_{znt}) снизилось с 4643 до 4117 В. С момента разгрузки агрегата и началом его работы в генераторном режиме напряжение звена постоянного тока поддерживалось на уровне 4117 В благодаря работе функции кинетической буферизации. В 16:18:46.400 АПК был открыт на 60 %, а в 16:18:47.400 на 100 %.

– к моменту времени 16:18:48.400 скорость вращения вала ротора уменьшилась до 4686 об/мин., но рабочая точка нагнетателя не вышла за пределы области допустимых значений (не в зоне помпажа).

– после включения выключателя ввода № 1 (ЗРУ-10 кВ) автоматика повторного включения начала плавно выводить обороты двигателя до 5700 об/мин.

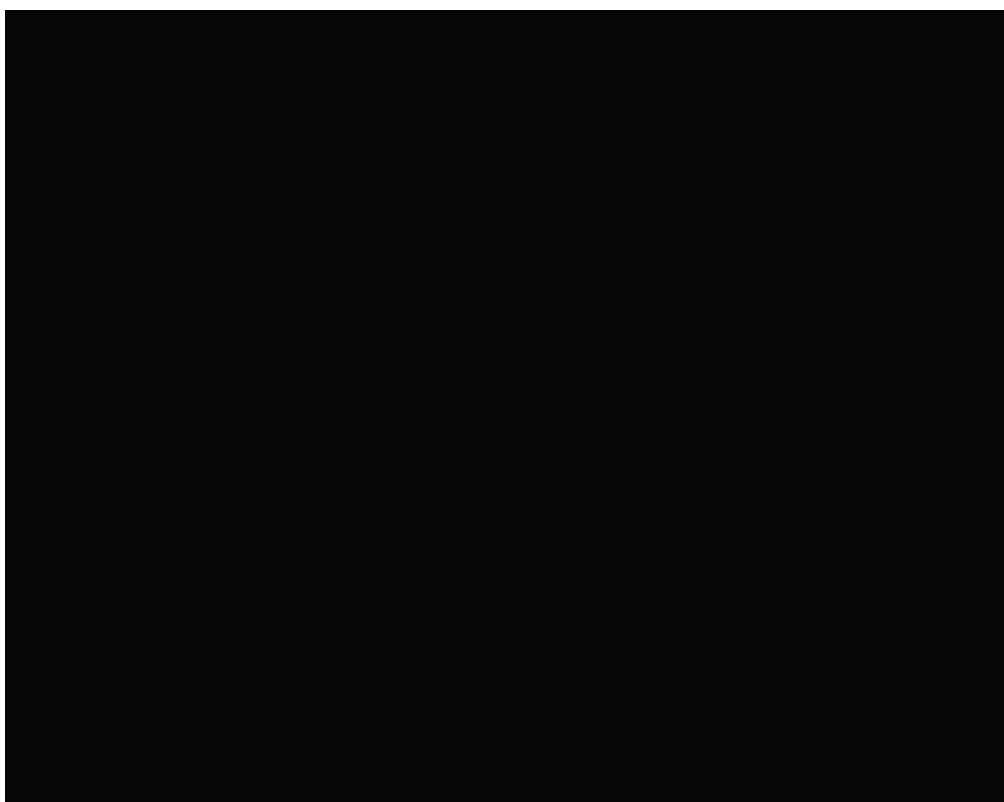


Рисунок 24 – тренды ЭГПА №1 при отключении выключателя ввода №1 на 3 секунды

Аналогичный алгоритм действий по защите ЭГПА от работы в зоне

					Кинетическая поддержка электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р при возмущениях внешнего электроснабжения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		88

помпажа при просадке напряжения был реализован на время 6 и 10 секунд (рис. 25 и 26).

Ход испытаний ЭГПА № 1 при отключении электроснабжения на 6 секунд (рис. 25):

– выполнен пуск ЭГПА № 1 в режим «кольцо» согласно алгоритма пуска в автоматическом режиме до частоты вращения 5700 об/мин.;

– ЭГПА № 1 переведен в режим «магистраль»;

– ключом управления отключен выключатель ввода № 1 (ЗРУ-10 кВ).

САУ ЭГПА зафиксировала время отключения выключателя ввода № 1 на 6 секунд с 14:36:09.600 по 14:36:15.600;

– САУ ЭГПА зафиксировала время начала режима кинетической поддержки и время начала открытия АПК, которое равнялось времени отключения выключателя ввода № 1. АПК ЭГПА № 1 начал открываться без задержки одновременно с отключением питающей сети. $U_{зпт}$ изменилось с 4643 до 4127 В. С момента начала работы асинхронного двигателя в генераторном режиме, благодаря функционированию функции кинетической буферизации, напряжение звена постоянного тока сохранилось в установленном режиме на 4127 В. В 14:36:10.340 АПК был открыт на 51 %, а в 14:36:13.660 на 100 %.

– к моменту времени 14:36:16.200 скорость вращения вала ротора снизилась до 4000 об/мин., тем не менее рабочая точка нагнетателя не вышла за пределы области допустимых значений.

– после включения выключателя ввода № 1 автоматика повторного включения начала плавно выводить обороты двигателя до 5700 об/мин.

					Кинетическая поддержка электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р при возмущениях внешнего электроснабжения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		89



Рисунок 25 – тренды ЭГПА №1 при отключении выключателя ввода №1 на 6 секунд

Ход испытаний ЭГПА № 1 при отключении электроснабжения на 10 секунд (рис. 26):

- выполнен пуск ЭГПА № 1 в режим «кольцо» согласно алгоритма пуска в автоматическом режиме до частоты вращения 5700 об/мин.;
- ЭГПА №1 переведен в режим «магистраль»;
- ключом управления отключен выключатель ввода № 1 (ЗРУ-10 кВ). САУ ЭГПА зафиксировала время отключения выключателя ввода № 1 в 15:35:29.700 на 10 секунд;

– САУ ЭГПА зафиксировала время начала режима кинетической поддержки и время начала открытия АПК. АПК ЭГПА № 1 начал открываться без задержки одновременно с отключением питающей сети. U_{znm} изменилось с 4643 до 4117 В. С момента разгрузки агрегата и началом его работы в генераторном режиме напряжение звена постоянного тока сохранилось на уровне 4117 В благодаря функционированию функции кинетической

					Кинетическая поддержка электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р при возмущениях внешнего электроснабжения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		90

поддержки вплоть до времени восстановления питания сети равного 15:35:39.700. В 15:35:33.000 АПК был открыт на 100 %.

– к моменту времени 15:35:39.700 скорость вращения вала ротора уменьшилась до 4686 об/мин., но рабочая точка нагнетателя не вышла за пределы области допустимых значений.

– после включения выключателя ввода № 1 автомата повторного включения начала плавно выводить обороты двигателя до 5700 об/мин.

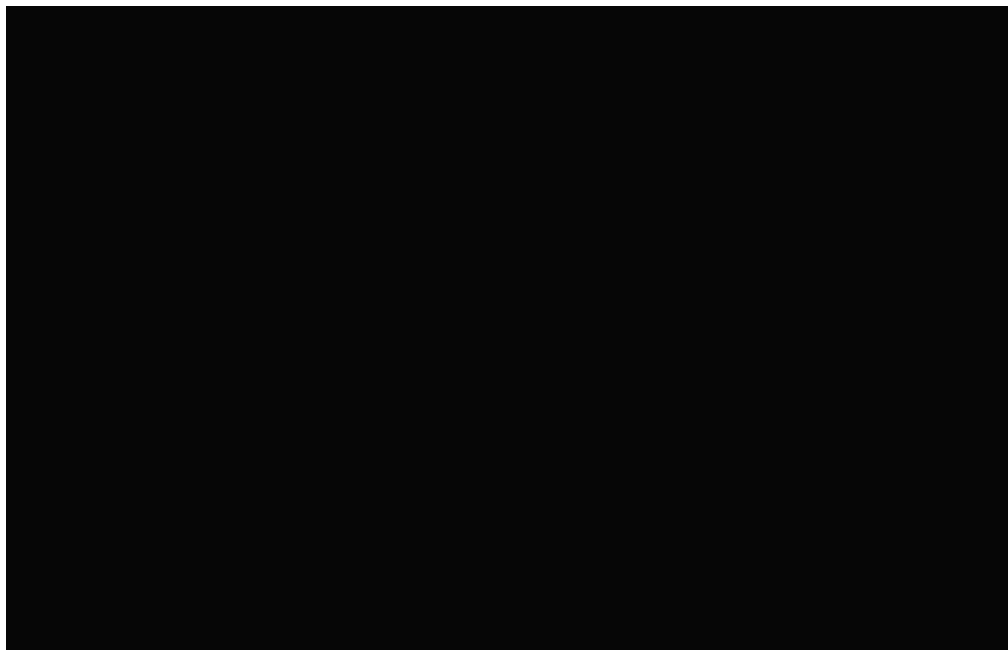


Рисунок 26 – тренды ЭГПА №1 при отключении выключателя ввода №1 на 10 секунд

Зафиксировано:

– при пропаже напряжения на секции шин 10 кВ (на 3, 6 и 10 сек.) происходило форсированное открытие АПК ЭГПА № 1, при восстановлении питания ЭГПА оставался в работе, выходил на скорость АД 5700 об/мин.;

– сообщение о работе режима «кинетическая поддержка» на АРМ не выводилось.

Алгоритм защиты ЭГПА функционирует корректно.

					Кинетическая поддержка электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р при возмущениях внешнего электроснабжения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		91

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Введение

Создание программного обеспечения является сложной научно-технической и организационно-экономической задачей, решение которой требует значительных и все увеличивающихся затрат трудовых, материальных и финансовых ресурсов.

В настоящее время в качестве первоочередных выступают задачи наиболее эффективного использования ресурсов на создание программного обеспечения, правильного выбора направлений, установления рациональной очередности и объемов работ по созданию программного обеспечения.

Основными показателями технико-экономической эффективности внедрения ПО являются:

- годовой экономической эффект;
- годовая экономия;
- коэффициент эффективности капитальных вложений на создание ПО;
- срок окупаемости капитальных вложений на создание ПО.

7.2 SWOT-анализ функции кинетической поддержки электроприводного газоперекачивающего агрегата типа ЭГПА ██████████

Являясь инструментом стратегического менеджмента SWOT-анализ представляет собой комплексное исследование технического проекта, который нашел свое применение в исследованиях внешней и внутренней среды проекта.

Для проведения SWOT-анализа составляются матрицы SWOT, в которую

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности электроприводных газоперекачивающих агрегатов			
Разраб.		Быков Р.С.		01.06.16	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16		ДР	92	135
Консульт.		Глызина Т.С.		25.05.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Зав. каф.		Рудаченко В.А.		06.06.16				

записываются слабые и сильные стороны проекта, а также возможности и угрозы.

При построении интерактивных матриц воспользуемся следующими обозначения: С – сильные стороны проекта; Сл – слабые стороны проекта; В – возможности; У – угрозы; «+» – сильное соответствие; «-» – слабое соответствие.

Анализ интерактивных матриц, приведенных в таблицах 15 и 16, показывает, что сильных сторон у проекта значительно больше, чем слабых. Кроме того, угрозы имеют низкие вероятности, что говорит о высокой надежности проекта.

Таблица 15 – Интерактивная матрица возможностей

Возможности	Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	+	+
	В2	+	-	-	+
	В3	-	-	+	-
	В4	+	-	-	-
	Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	-	-	-	-
	В2	+	+	-	-
В3	-	-	-	-	
В4	-	-	-	-	

Таблица 16 – Интерактивная матрица угроз

Угрозы	Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	С4
	У1	+	-	-	+
	У2	+	-	-	+
	У3	-	-	-	-
	Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	-	-
	У2	-	-	-	-
	У3	-	-	-	-

На последнем этапе составляется итоговая матрица SWOT-анализа, которая представлена в таблице 17.

Таблица 17 – SWOT-анализ функции кинетической буферизации ЭГПА

		Сильные стороны:	Слабые стороны:
<p>Внутренняя среда</p> <p>Внешняя среда</p>		<p>С1. Высокая экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С2. Экологичность технологии.</p> <p>С3. Повышение безопасности производства.</p> <p>С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.</p>	<p>Сл1. Трудность внедрения функции.</p> <p>Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.</p>
	Возможности	<p>В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации всех ЭГПА.</p> <p>В2. Сокращение расходов.</p> <p>В3. Качественное обслуживание потребителей.</p> <p>В4. Сокращение времени простоев.</p>	<p>– Достижение повышения производительности агрегатов.</p> <p>– Исключение поломок оборудования в результате сбоев в электроснабжении.</p> <p>– Своевременная поставка природного газа потребителям.</p> <p>– Принятие на работу квалифицированного специалиста.</p> <p>– Переподготовка имеющихся специалистов.</p>
Угрозы	<p>У1. Экономическая ситуация в стране, способствующая снижению цены за газ, в результате чего применение функции станет экономически нецелесообразным.</p> <p>У2. Недостаток финансовых средств для модернизации всех агрегатов в результате увеличения стоимости работ специалиста от завода-изготовителя.</p> <p>У3. Ограничение по использованию технологии из-за применения санкций странами ЕС.</p>	<p>Быстрая окупаемость работ по внедрению новой функции в работу ЭГПА за счет высокой экономичности и эффективности технологии, а так же снижению затрат на ремонт оборудования, вышедшего из строя в результате просадок напряжения.</p>	<p>– Дальнейшая проработка.</p> <p>– Прекращение модернизации ЭГПА.</p>

7.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень знаний разработчика для ее проведения.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		94

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (20)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Оценка проекта осуществляется составлением специальной таблицы, и заполнением ее пунктов баллами (от 1 до 5).

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации.

Таблица 18 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	4
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	4
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						95
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Продолжение таблицы 18				
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2		2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2		3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2		3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3		4
	ИТОГО БАЛЛОВ	41		45
<p>Значение степени проработанности научного проекта составило 41, что свидетельствует о хорошей перспективности, а значение уровня имеющихся знаний у разработчика – 45, что говорит о достаточных знаниях для успешной коммерциализации проекта.</p> <p>По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок, а дальнейшей задачей будет являться доработка вопросов по маркетинговым исследованиям рынков сбыта и использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот.</p> <p style="text-align: center;">7.4 Формирование плана и графика работы</p> <p>Для выполнения научных исследований сформирована рабочая группа, в состав которой входят руководитель и инженер. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.</p> <p>Перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, а также распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ приведен в таблицу 19.</p>				
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				Лист
				96

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, Бакалавр
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр
	3	Выбор направления исследований	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Бакалавр
	6	Расчёт ограничений по мощности АД	Бакалавр
	7	Расчёт показателей ЦБН	Бакалавр
	8	Построение газодинамических характеристик ЦБН и определение границ помпажа	Бакалавр
	9	Описание работы кинетической буферизации при просадках напряжения	Бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	10	Сопоставление результатов испытания функции кинетической буферизации с теоретическими исследованиями	Руководитель, Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	11	Определение целесообразности проведения НИР	Бакалавр
Разработка технической документации и проектирование	12	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Бакалавр

Таблица 20 – Календарный план-график проведения НИОКР

№ раб	Вид работ	Исполнитель	Тк, кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				февраль				март			апрель			май	
				1	5	15	22	1	10	19	31	13	20	4-8	
				1	5	15	22	1	10	19	31	13	20	4-8	
				4	13	19	29	9	18	30	12	19	3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, Бакалавр	4												
2	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр	9												
3	Выбор направления исследований	Бакалавр	5												

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр	9											
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Бакалавр	8											
6	Расчёт ограничений по мощности АД	Бакалавр	9											
7	Расчёт показателей ЦБН	Бакалавр	12											
8	Построение газодинамических характеристик ЦБН и определение границ помпажа	Бакалавр	13											
9	Описание работы кинетической буферизации при просадках напряжения	Руководитель, Бакалавр	7											
10	Сопоставление результатов испытания функции кинетической буферизации с теоретическими исследованиями	Бакалавр	14											
11	Определение целесообразности проведения НИР	Бакалавр	5											

– Руководитель

– Бакалавр

7.5 Формирование бюджета затрат на создание и введение функции кинетической поддержки ЭГПА

Создание программного обеспечения является сложной научно-

технической и организационно-экономической задачей, решение которой требует значительных и все увеличивающихся затрат трудовых, материальных и финансовых ресурсов.

В настоящее время в качестве первоочередных выступают задачи наиболее эффективного использования ресурсов на создание программного обеспечения, правильного выбора направлений, установления рациональной очередности и объемов работ по созданию программного обеспечения.

Основными показателями технико-экономической эффективности внедрения ПО являются:

- годовой экономической эффект;
- годовая экономия;
- коэффициент эффективности капитальных вложений на создание ПО;
- срок окупаемости капитальных вложений на создание ПО.

Общие затраты на разработку, написание, отладку и введение алгоритма кинетической поддержки ЭГПА при просадках напряжения определяется по формуле:

$$C = C_{KTC} + C_{АЛГ} + C_{ОТЛ} + C_{ВН}, \quad (21)$$

- где C_{KTC} – затраты на приобретение комплекса технических средств;
 $C_{АЛГ}$ – затраты на разработку алгоритма;
 $C_{ОТЛ}$ – затраты на написание и отладку программного обеспечения;
 $C_{ВН}$ – затраты на внедрение.

Затраты на приобретение комплекса технических средств.

Стоимость комплекса технических средств составляет 30 тыс. руб. (закупка дополнительных реле). Тогда: $C_{KTC} = 30000$ руб.

Расчет затрат на разработку алгоритма.

Время затраченное инженером-программистом на разработку алгоритма составило 2 месяца.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						99
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$C_{АЛГ} = (Z_{зн} + Z_{внеб}) \cdot 2, \quad (22)$$

где $Z_{зн}$ – заработная плата инженера-программиста, руб.;

$Z_{внеб}$ – отчислений во внебюджетные фонды, руб.

Зарботная плата инженера-программиста включает оклад, умноженный на районный коэффициент:

$$Z_{зн} = Z_{мс} \cdot k_p, \quad (23)$$

где $Z_{мс}$ – тарифная ставка (должностной оклад), руб.;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска), руб.

$$Z_{зн} = 53476 \cdot 1,3 = 69520 \text{ руб.} \quad (24)$$

При оплате труда, организация (работодатель) сталкивается с платежами во внебюджетные фонды. С вознаграждений работникам в образовательных учреждениях по трудовым договорам уплачиваются взносы в Пенсионный фонд (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС).

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot Z_{зн}, \quad (25)$$

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

Общие тарифы в 2016 году составляют в ПФР – 22 % (с выплат свыше 711 000 руб. – 10 %), в ФОМС – 5,1 %, в ФСС – 2,9 %.

На основании этого с учетом всех отчислений во внебюджетные фонды с заработной платы получим общие затраты на разработку алгоритма:

$$Z_{внеб} = 0,3 \cdot 69520 = 20856 \text{ руб.}$$

Таким образом общие затраты на разработку алгоритма составляют:

$$C_{АЛГ} = (69520 + 20856) \cdot 2 = 18075 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		100

Расчет затрат на написание и отладку программы.

Новое программное обеспечение не приобреталось. Затраты на освоение программного средства также нулевые.

$$C_{OTЛ} = K_{отл} + Z_{зн}, \quad (26)$$

где $K_{отл}$ – стоимость машинного времени, затраченного на отладку программы, которая составляет 30 рублей за час;

$Z_{зн}$ – зарплаты программиста на отладку и написание программы.

На написание и отладку программы было затрачено 15 дней по 8 часов в день. Следовательно имеем:

$$K_{отл} = 8 \cdot 15 \cdot 30 = 3600 \text{ руб.}$$

Заработная плата инженера-программиста включает оклад, умноженный на районный коэффициент:

$$Z_{зн} = Z_{мс} \cdot k_p, \quad (27)$$

где $Z_{мс}$ – тарифная ставка инженера-программиста (должностной оклад), руб.;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска), руб.

$$Z_{зн} = 53476 \cdot 1,3 = 69520 \text{ руб.} \quad (28)$$

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из формулы (25):

$$Z_{внеб} = 0,3 \cdot 69520 = 20856 \text{ руб.}$$

Таким образом общие затраты на написание и отладку алгоритма составляют:

$$C_{OTЛ} = 3600 + (69520 + 20856) \cdot 0,5 = 48788 \text{ руб.}$$

Расчет затрат, связанных с внедрением программы.

В статью затрат входит оплата на договор, заключенного с заводом-изготовителем на дооборудование и выезд специалиста на объект.

Затраты на внедрение системы определяются следующим образом:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		101

$$C_{BH} = K_{BH} + Z_{дог}, \quad (29)$$

где K_{BH} – стоимость машинного времени на время внедрения 30 руб. час;
 $Z_{дог}$ – затраты на договор, заключенного с заводом-изготовителем на дооборудование и выезд специалиста на объект, руб.

Стоимость машинного времени:

$$K_{BH} = k \cdot d \cdot q, \quad (30)$$

где k – время работы на ЭВМ в день;
 d – количество дней работы на ЭВМ;
 q – стоимость часа машинного времени, руб/час.

Время работы на ЭВМ составило по 8 часов в день на протяжении 6 дней.

$$K_{BH} = 8 \cdot 6 \cdot 30 = 1440 \text{ руб.}$$

Затраты на оплату договора с заводом-изготовителем составляют 321622 руб., которые включают оплату работы специалиста, оплату времени в пути, стоимость проезда туда и обратно, проживание и суточные.

Таким образом общие затраты на внедрение функции кинетической буферизации составляют:

$$C_{BH} = 1440 + 321622 = 323062 \text{ руб.} \quad (31)$$

Таблица 21 – Смета затрат на выполнение работ применению функции кинетической буферизации на одной КС

Категория затрат	Составляющие	Сумма затрат, руб.	Время затраченное на работу, дн.	Итого, руб.
1	2	3	4	5
Разработка алгоритма	Зарботная плата инженера-программиста	69520	60	180752
	Отчисления во внебюджетные фонды	20856		
Написание и отладка алгоритма	Стоимость машинного времени, затраченного на отладку программы	3600	15	48788
	Зарботная плата инженера-программиста	69520		

Продолжение таблицы 21				
1	2	3	4	5
	Отчисления во внебюджетные фонды	20856		
Внедрение функции	Стоимость машинного времени на время внедрения	1440	3	323062
	Затраты на оплату работы специалиста от завода изготовителя, его проезда и проживания	321622		
Итого:				552602

Таким образом, общие затраты на разработку, написание, отладку, введение алгоритма кинетической поддержки ЭГПА при просадках напряжения, а также закупку дополнительного оборудования, составляют 582602 руб.

7.6 Определение экономической эффективности проекта

Расчет затрат до внедрения функции кинетической буферизации.

Основные убытки предприятия складываются из-за потерь природного газа при аварийном останове, в результате его сброса АПК из контура нагнетателя, а так же продувке контура запускаемого резервного нагнетателя.

Количество сбрасываемого газа представлено в таблице 22.

Таблица 22 – Объемы выбросов метана при аварийном останове ЭГПА в результате просадки напряжения

Параметры	Формула или источник	Результаты расчета
1	2	3
Геометрический объем сравливаемого коллектора ЦБН $V_k, \text{м}^3$	приложение Б.2 «Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром»	13
Количество выбрасываемого газа из контура ЦБН при остановке ГПА $Q_{ост}, \text{м}^3$	$Q_{ост} = (V_k \cdot P_{cp}) / (0,1013 \cdot 293) / (T_{cp} \cdot I / Z_{cp})$	480

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		103

Продолжение таблицы 22				
1		2		3
Число АО в результате просадки напряжения за 2015		По факту		46
Количество природного газа, выбрасываемого в процессе 1 пуска $Q_{пуск}, \text{м}^3$		приложение Б «Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром»		27
<p>Таким образом общий объем сбрасываемого газа при аварийном останове одного агрегата составляет:</p> $Q_{общ} = (Q_{ост} + Q_{пуск}) \cdot n_{ЭГПА}, \quad (32)$ <p>где $n_{ЭГПА}$ – количество работающих агрегатов на КС;</p> $Q_{общ} = (480 + 27) \cdot 3 = 1521 \text{ м}^3$ <p>При рыночной стоимости за газ в 5000 руб/1000 м³ каждый случай сбоя электроэнергии влечет прямых затрат 7605 руб.</p> <p>Прибыль от продажи сэкономленного газа:</p> $P = n \cdot Z_{сб}, \quad (33)$ <p>где n – количество аварийных остановов на КС за год; $Z_{сб}$ – прямые затраты в результате сбоя энергоснабжения на одной КС.</p> <p>С учетом числа АО за 2015 год эта сумма составляет 349830 руб.</p> <p>Расчёт срока окупаемости для различных сроков эксплуатации сводим в таблицу 23.</p> $\Delta P = P \cdot \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^{j+t_{осе}}, \quad (34)$ <p>где P – прибыль от продажи сэкономленного газа; i – коэффициент инфляции (0,12); r – банковский процент (0,18);</p>				
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				Лист 104

j – год эксплуатации.

Таблица 23 – Расчёт срока окупаемости

Величина	Размерность	Год эксплуатации					
		1	2	3	4	5	6
ΔP_j	тыс.руб/год	315,158	299,133	283,923	269,486	255,783	242,777
ΔP_{Σ}	тыс.руб/год	315,158	614,291	898,214	1167,7	1423,483	1666,26

Таким образом, модернизация всех трех ЭГПА на одной КС с учетом стоимости разработки проекта полностью окупится в течение 2 лет после освоения.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		105

8.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при вводе и испытании функции кинетической буферизации на электроприводном газоперекачивающем агрегате типа ЭГПА ██████████ (табл. 24).

Таблица 24 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при вводе функции кинетической буферизации

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Ремонтно-восстановительные работы при реконструкции газоперекачивающих агрегатов	<i>Физические</i>		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.003 -74 ССБТ [51]
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [61] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [62]
		Повышенное значение напряжения	
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	РД 03-29-93 [66] ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ [63]
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ПБ 03-576-2003 32 [64] ПБ 10-115-96 [63] ППБ 01-03 [15] ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ [58] ФЗ – от 22.07.2013г. №123 [73]
		Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	СанПиН 2.2.4.548-96 [69] СНиП 2.04.05.86 [70]
		Превышение уровней шума	ГОСТ 12.1.003–2014 [53] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [60]
		Превышение уровней вибрации	ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [59]

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		107

Продолжение таблицы 24			
1	2	3	4
	Превышение уровней ионизирующих излучений		СП 2.6.1-758-99. [71]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [86] СП 52.13330.2011 [72]
	<i>Химические</i>		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [54] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [56]
	<i>Биологические</i>		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [57]

8.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при вводе и испытании функции кинетической буферизации на электроприводном газоперекачивающем агрегате типа ЭГПА ██████████, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

– *Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны.*

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной

					Социальная ответственность	Лист
						108
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

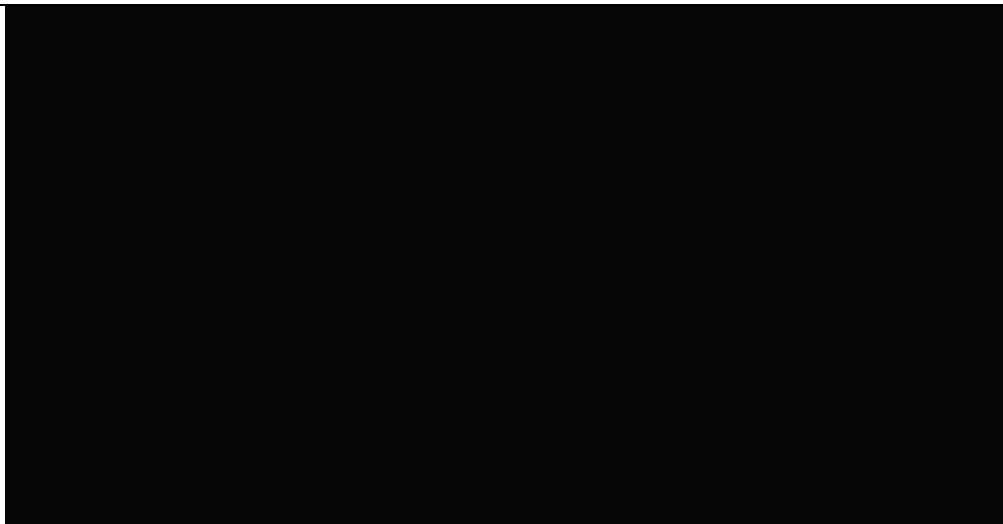


Рисунок 27 – Распределение температуры на поверхности ЭГПА в холодный период года по результатам тепловизионных обследований [44]

Интенсивность теплового облучения от работающих агрегатов и от нагретых поверхностей не должна превышать 35 Вт/м^2 при облучении 50 % поверхности тела, 70 Вт/м^2 при облучении 25-50 % поверхности тела и 100 Вт/м^2 при облучении менее 25 %. Максимальная температура при этом 28°C (301 К).

Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели и кондиционеры [70].

Профилактика перегревания работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.

– *Превышение уровней шума.*

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [53].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

– совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;

– использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши «Беруши» и др.), заглушающая способность которых составляет 6 – 8 дБА. В случае более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [60].

– *Превышение уровней вибрации.*

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6 – 9 Гц [59].

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

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

– организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации) [59].

– *Превышение уровней ионизирующих излучений.*

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза. При

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно [71].

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

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

– *Недостаточная освещенность рабочей зоны.*

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог [68]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [72].

– *Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.*

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1 – 10 мг/м³, для природного газа ПДК составляет 300 мг/м³ [54].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [54]:

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

– метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;

– в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³;

– ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой классу опасности);

– ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

– ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

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

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ [56].

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

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем [56].

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		113

– *Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.*

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща [57].

8.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при вводе и испытании функции кинетической буферизации на электроприводном газоперекачивающем агрегате типа ЭГПА ██████████, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

– *Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.*

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

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [51].

– *Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке.*

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

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		114

– постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75 %), должны быть уменьшены в три раза [61].

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [62].

Предусмотреть технических средств электробезопасности: применение малых напряжений (12...42 В), защитное заземление (4...10 Ом), устройство защитного отключения [62].

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

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

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально нетоковедущие части электрооборудования, могущие оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению.

Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления.

Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не

					Социальная ответственность	Лист
						115
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

должно превышать 4 Ом.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения.

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат занулению путем электрического соединения с глухозаземленной нейтралью источника питания посредством нулевых защитных проводников.

- *Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.*

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д [61].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше

					Социальная ответственность	Лист
						116
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

0,07 МПа создается периодически [66].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

- *Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте.*

В соответствии с противопожарными нормами газотранспортные предприятия относятся к производствам категории «А» – галерея нагнетателей - взрывоопасное помещение, т.к. в результате неисправностей может образоваться опасная взрывоопасная смесь, при воспламенении которой развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа [58].

Категория «Г» – машинный зал – производство, где имеются горючие газы (СН₄), используемые в виде топлива.

В соответствии с правилами устройства электроустановок, ПУЭ-84, помещения КС можно разделить на следующие классы взрывоопасности:

- зона класса В1а – галерея нагнетателей – возможно образование взрывоопасной смеси в случае аварии;

- зона класса В1г – машинный зал – пространство у технологических установок, содержащих горючие газы, используемые в качестве топлива [73].

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК),

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

составляющая 5 % величины нижнего концентрационного предела.

В таблице 26 представлены значения НКПР, ВКПР и ПВДК некоторых веществ.

Таблица 26 – Значения НКПР, ВКПР и ПВДК некоторых веществ

Наименование веществ	Диапазон взрываемости				ПВДК	
	по объему (%)		по массе мг/м ³		% об.	мг/м ³
Метан	5	15,7	3300	104000	0,25	1650
Этан	2,9	15	3600	18600	0,15	1800
Пропан	2,2	9,5	38000	164000	0,11	1900
Бутан	1,8	9,1	45000	227500	0,09	2250
Окись углерода	12,5	75	74000	444000	0,63	3700

На КС предусмотрены огнетушители ОУ-2 и ОП-5, асбестовые одеяла и ящики с песком, а также пожарная команда, имеющая табельные средства пожаротушения [55].

Все ГПА снабжаются индивидуальными системами пожаротушения, которые включаются автоматически. Все здания на компрессорной станции оборудованы пожарной сигнализацией. Оборудование должно быть окрашено сигнальными цветами по [63].

В работающей установке используется противопожарная система с использованием углекислого газа (СО₂). Огонь гасится за счет уменьшения содержания кислорода в воздухе от обычных 21 до 15 %, недостаточных для поддержания горения. Также установлена пожарная сигнализация [64].

Для обеспечения пожарной безопасности объекта, руководители работ обязаны ознакомить работающих с пожарной безопасностью каждого вида строительно-монтажных работ, а так же веществ, материалов, конструкций и оборудования, которые применяются на этих работах.

Персоналу иметь средства индивидуальной защиты. Для безопасной эвакуации предусмотреть необходимое количество эвакуационных выходов, соответствующие средства коллективной защиты.

Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал

					Социальная ответственность	Лист
						118
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

8.3 Экологическая безопасность

В ответственности рассматриваемого предприятия лежит газопровод общая протяженность которого составляет 1163 км, в том числе участок Нижневартовск-Парабель – 449 км, Парабель-Проскоково – 404 км, участок Проскоково-Новокузнецк – 310 км. По магистральному газопроводу посредством КС транспортируется природный газ, состоящий в основном из метана, от газоперерабатывающих заводов до потребителей.

Все КС территориально расположены на семи отдельных площадках, но с общей нумерацией источников выбросов. В качестве примера рассмотрим одну из площадок.

VI площадка

КС расположена в 6 км от ближайшего населенного пункта. КС предназначена для повышения давления природного газа, с целью дальнейшего транспортирования его по газопроводу. Проектная производительность КС составляет █████ млн. м³/сут. природного газа.

Размер СЗЗ принят по СанПиН – 2.2.1/2.1.1-1200-03 [85] «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

Расчет выбросов метана при пуске и остановке газоперекачивающего агрегата.

При запуске и остановке газоперекачивающего агрегата, в связи со штатными технологическими процессами КС, производится стравливание природного газа и продувка контура нагнетателя газоперекачивающего агрегата.

					Социальная ответственность	Лист
						119
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Расчет объемов и мощности выбросов газа произведен согласно «Технологического регламента на проектирование компрессорных станций» и РД 51-100-85 [80].

Количество газа при остановке определяется по формуле (35) «Технологического регламента на проектирование компрессорных станций»:

$$Q_{ост} = V_k \cdot \frac{P_{cp}}{0,1013} \cdot \frac{293}{T_{cp}} \cdot \frac{1}{Z_{cp}}, \quad (35)$$

где V_k – геометрический объем контура нагнетателя, м³, приложение Б.2 «Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром»;

P_{cp} – среднеарифметическое давление на входе и выходе нагнетателя, МПа.

$$P_{cp} = 9,81 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{P_1 \cdot P_2}{2}, \quad (36)$$

где P_1 – давление газа на входе, ата;

P_2 – давление газа на выходе, ата;

T_{cp} – среднеарифметическая температура на входе и выходе нагнетателя, °K.

$$P_{cp} = 273,15 \cdot \frac{t_1 + t_2}{2}, \quad (37)$$

где t_1 – температура газа на входе, °C;

t_2 – температура газа на выходе, °C;

Z_{cp} – коэффициент сжимаемости газа при P_{cp} и T_{cp} .

Данные о количестве природного газа, выбрасываемого в процессе одного запуска ГПА, принимаем по приложению Б «Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром».

Годовое количество выбрасываемого газа зависит от количества пусков/остановок ГПА (K_n) и определяется:

					Социальная ответственность	Лист
						120
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$Q_{год} = \frac{Q_{ост} \cdot \eta_{раб} \cdot K_n \cdot \rho}{1000}, \quad (38)$$

где ρ – плотность природного газа, кг/м³;

K_n – количество пусков/остановок ГПА в год.

$$M_{ост} = 0,55 \cdot Q_{ост} \cdot \rho, \quad (39)$$

Расчеты представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Определение параметров и объемов выбросов метана при пуске/остановке ГПА

Параметры	Формула или источник	Результаты расчета
1	2	3
Тип ГПА	ЭГПА-4.0/8200-56/1,26-Р	
Число работающих ГПА $n_{раб}$, шт	Фактические данные	2
Давление газа на входе P_1 , ата	Фактические данные	30,6
Давление газа на выходе P_2 , ата	Фактические данные	38,9
Температура газа на входе t_1 , °С	Фактические данные	7,8
Температура газа на выходе t_2 , °С	Фактические данные	27,2
Плотность газа ρ , кг/м ³	Фактические данные	0,76
Геометрический объем стравливаемого коллектора ЦБН V_k , м ³	приложение Б.2 «Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром»	12,1
Среднеарифметическое давление в нагнетателе P_{cp} , Мпа	$P_{cp} = 9,81 \cdot 10^{-2} \cdot (P_1 + P_2) / 2$	3,4
Среднеарифметическая температура в нагнетателе T_{cp} , К	$T_{cp} = 273 + (t_1 + t_2) / 2$	290,7
Коэффициент сжимаемости газа Z_{cp} при P_{cp} и T_{cp}	РД 51-100-85 [80]	0,91

Продолжение таблицы 27		
1	2	3
Количество выбрасываемого газа из контура ЦБН при остановке ГПА $Q_{ост}, \text{м}^3$	$Q_{ост} = (V_k \cdot P_{cp}) / (0,1013 \cdot 293) / (T_{cp} \cdot 1 / Z_{cp})$	449,3
Мощность выброса при остановке ГПА $M_{ост}, \text{г/с}$	$M_{ост} = 0,55 \cdot Q_{ост} \cdot \rho$	187,8
Число пусков/остановок, K_n в год	По факту	12
Годовой валовый выброс природного газа при остановке $Q_{год}, \text{т/год}$	$Q_{год} = Q_{ост} \cdot n_{раб} \cdot K_n \cdot \rho / 1000$	8,19
Количество природного газа, выбрасываемого в процессе 1 пуска $Q_{пуск}, \text{м}^3$	приложение Б «Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром»	357
Годовой валовый выброс природного газа при пуске $Q_{год}, \text{т/год}$	$Q_{год} = Q_{пуск} \cdot n_{раб} \cdot K_n \cdot \rho / 1000$	6,51

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Рассмотрим план ликвидации аварии на магистральном газопроводе в таблице 28 [67, 68, 79].

Таблица 28 – План ликвидации аварии на магистральном газопроводе

Вид аварии и место возникновения	Мероприятия по локализации и ликвидации аварии	Действия ответственных лиц аварийных служб и бригад по локализации и ликвидации аварий, оказанию помощи пострадавшим
1	2	3
Разрыв газопровода на территории КС	1. Обнаружение аварии	1. Сообщить немедленно о происшествии по связи диспетчеру и в управление ЛПУ МГ.
	2. Получение информации об аварии.	1. Уточнить у источника информации характер, размеры и место аварии, время обнаружения, обстановку на местности. 2. Убедитесь в достоверности информации.
	3. Оповещение об аварии	1. Немедленно оповестить об аварии : – диспетчера ЦДС «Газпром трансгаз Томск»; – руководство ЛПУ МГ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		122

Продолжение таблицы 28

1	2	3
	4. Принятие оперативных мер.	1. После перекрытия кранов береговой «гребенка», стравливания газа из аварийного участка. определения места и масштаба аварии, по усмотрению руководителя работ включается в работу неповрежденная нитка подводного перехода, газопровод заполняется и включается в работу.
	5. Проведение аварийно-восстановительных работ.	1. Определить способы и объемы восстановительных работ с привлечением специализированных организации, составить план производства восстановительных работ.

8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

Конструкцией производственного оборудования и рабочего места обеспечивается оптимальное положение персонала, оно достигается регулированием: высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног. Конструкция регулируемого кресла оператора соответствует требованиям ГОСТ 21889-76 [81].

Форма рабочей поверхности, иметь вырез для корпуса работающего или углубление для настольных машин и т. д.

Подставка для ног регулируется по высоте. Ширина 300 мм, длина — 400мм. Поверхность подставки имеет рифленую форму. По переднему краю предусмотрен бортик высотой 10 мм.

Аварийные органы управления расположены в зоне досягаемости моторного поля, при этом предусмотрены специальные средства опознавания и предотвращения их непроизвольного и самопроизвольного включения в соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 [82].

Сидячие рабочие места оборудованы согласно ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ [83].

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		123

Конструкцией рабочего места обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля. При проектировании оборудования и организации рабочего места учтены антропометрические показатели мужчин (работают только мужчины).

На рабочем месте очень часто используемые средства отображения информации (монитор), требующие точного и быстрого считывания показаний, расположены в вертикальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от сагиттальной плоскости (проходит точно посередине тела, разделяя его на две симметричные половины). Часто используемые средства отображения информации (шкаф КИП), требующие менее точного и быстрого считывания показаний, расположены в вертикальной плоскости под углом $\pm 30^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 30^\circ$ от сагиттальной плоскости. Редко используемые средства отображения информации (пульты управления, шкафы управления) расположены в вертикальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от сагиттальной плоскости.

Взаимное расположение и компоновка рабочих мест обеспечивает безопасный доступ на рабочее место и возможность быстрой эвакуации при аварийной ситуации. Организация и состояние рабочих мест обеспечивает безопасное передвижение работающих.

По показателям тяжести трудового процесса работа оператора в соответствии с Р 2.2.2006-05 [84] относится к классу оптимальной (легкая физическая нагрузка. По показателям напряженности – к классу допустимой (напряженность труда средней степени). Допустимые условия труда характеризуются такими уровнями факторов среды и трудового процесса,

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		124

которые не превышают установленных гигиенических нормативов для рабочих мест, а возможные изменения функционального состояния организма восстанавливаются во время регламентированного отдыха или к началу следующей смены и не оказывают неблагоприятного действия в ближайшем и отдаленном периоде на состояние здоровья работников и их потомство. Допустимые условия труда условно относят к безопасным.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		125

Заключение

В выпускной квалификационной работе выполнен аналитический обзор литературы по методам повышения надежности работы высокоскоростных асинхронных электродвигателей, эксплуатируемых в качестве привода электроприводных агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов.

Проведен анализ аварийных остановов шести компрессорных станций на основе статистических данных 2001 – 2015 гг., в результате которого установлено, что отказы в энергоснабжении занимают 54,5 % от общего числа отказов.

Для определения запаса до границы помпажной работы нагнетателя выполнены газодинамические расчеты для нагнетателя природного газа [REDACTED]. Определено, что коэффициент запаса до помпажа составляет 1,39, что является достаточным для поддержания выходного давления в магистральном газопроводе на заданном уровне при изменении режимов работы ГПА в составе КЦ, но не достаточным при кратковременных просадках напряжения.

Одним из технических решений данной проблемы является реализация алгоритма в преобразователе частоты ЭГПА, по которому вводится функция «Кинетической буферизации» для перевода асинхронного двигателя в генераторный режим и поддержания напряжения звена постоянного ПЧ остаточной энергией статора двигателя.

Рассчитаны прямые затраты предприятия от потери природного газа при стравливании из контура нагнетателя, продувке контура нагнетателя в результате аварийного останова ЭГПА из-за сбоев в поставке внешнего электроснабжения, затраты на дооборудование и выезд специалиста на объект для внедрения функции «Кинетической буферизации» в преобразователь частоты, а так же экономическая эффективность применения нового технологического решения.

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности электроприводных газоперекачивающих агрегатов			
Разраб.		Быков Р.С.		01.06.16				
Руков.		Чухарева Н.В.		01.06.16	Заключение	Литера	Лист	Листов
Консульт.						ДР	126	135
Зав. каф.		Рудаченко В.А.		01.06.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		

природного газа: Уч. пособие // Поршаков Б.П., Калинин А.Ф., Купцов С.М. и др. / М.: МПА-Пресс, 2006. – 311с.

14. Алиев Р.А., Белоумов В.Д., Немудров А.Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа // М.: Недра, 1988. – 368с.

15. Энергосбережение и автоматизация электрооборудования компрессорных станций МГ: монография // Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Спиридович Е.А. и др. Под ред. О.В. Крюкова / Н.Новгород, Вектор ТиС, т.3, 2012. - 572с.

16. Абакумов А.М., Высоцкий В.Е., Шварц Г.Р. Совершенствование электромеханических систем транспорта газа на базе мощных синхронных двигателей // Электротехника, 2000, № 8. – С.4-6.

17. Великий С.Н. Применение регулируемого электропривода на основном и вспомогательном оборудовании в ОАО «Газпром» / Применение современных ЭГПА и РЭП на технологическом оборудовании // Материалы конференции ОАО «Газпром». – Лысьва: Газпромэнергоинформ, 2006. – С.3-6.

18. Крюков О.В. Сравнительный анализ приводной техники газоперекачивающих агрегатов // Приводная техника, 2010, №5. – С.20-27.

19. Белоусенко И.В., Шварц Г.Р., Великий С.Н. и др. Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике газовой промышленности / М. Энергия, 2002. – 300с.

20. Ботвинник М.М., Шакарян Ю.Г. Управляемая машина переменного тока / М.: Наука, 1969. – 140с.

21. Виноградов А.Б., Изосимов Д.Б., Флоренцев С.Н. и др. Оптимизация КПД системы векторного управления асинхронным тяговым электроприводом с идентификатором параметров // Электротехника, 2010, №12. – С.12-19.

22. Ершов М.С., Яризов А.Д. Энергосберегающий электропривод технологических установок трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие // М.: ГРУНГ им. И.М. Губкина, 2011. – 246с.

23. Зюзёв А.М., Метельков В.П., Степанюк Д.П. Управление пусковыми режимами асинхронного тиристорного электропривода с учетом ограничений по нагреву и влияния на сеть / Электротехника, 2012, №9. – С.40-43.

24. Козярук А.Е., Васильев Б.Ю. Алгоритмы управления энергоэффективным высокооборотным ЭГПА // Изв.Вузов.Электромеханика, 2012, №3. С.40-44.

25. Мещеряков В.Н., Абросимов А.С. Системы управления асинхронным электроприводом на базе автономного инвертора тока / Изв.ВУЗов.

26. Онищенко Г.Б. Энергоэффективность электроприводных газоперекачивающих агрегатов // Промышленная энергетика, 2014, №8. – С. 23-29.

27. Онищенко Г.Б. Энергоэффективность электроприводных

					Список использованных источников	Лист
						129
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- газоперекачивающих агрегатов // Промышленная энергетика, 2014, №8. – С. 23-29.
28. Тиджиев М. О. Повышение устойчивости технологических процессов непрерывных производств при кратковременных нарушениях электроснабжения: Диссертация канд. техн. наук. М., 2005.
29. Ершов М.С., Яризов А.Д. Энергосберегающий электропривод технологических установок трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие // М.: ГРУНГ им. И.М. Губкина, 2011. – 246с.
30. Захаров П.А., Киянов Н.В., Крюков О.В. Системы электрооборудования и автоматизации для эффективного транспорта газа // Автоматизация в промышленности, 2008, № 6. – С.6-10.
31. Крылов Д.В. Возможности использования электроэнергии Кольской АЭС для завода по производству СПГ и для ЭГПА на г/п Видяево-Волхов // Газовый бизнес, 2008, №5-6. – С.64-67.
32. Крюков О.В., Титов В.Г. Моделирование пусковых режимов электроприводных ГПА // Изв.ВУЗов. Электромеханика, 2012, №3. – С. 29-35.
33. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-13109-97> (дата обращения: 11.05.16).
34. Аникин Д.А., Рубцова И.Е., Крюков О.В. Опыт проектирования систем управления электроприводными газоперекачивающими агрегатами // Газовая промышленность, 2008, №10. – С.84-87.
35. Кудрявцев А. В. Повышение эффективности электроприводов газоперекачивающих агрегатов на базе высоковольтных преобразователей частоты.
36. Семенов А.С. Классификация и анализ эксплуатационных неисправностей газоперекачивающих агрегатов // Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта: сб. науч. тр./ ТюмГНГУ. Тюмень, 2004. С. 65-69.
37. Идентификация неисправностей газоперекачивающих агрегатов по функциональным признакам/Семенов А.С и др.// Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта: сб. науч. тр./ТюмГНГУ. Тюмень, 2004. С. 69-74.
38. ГОСТ Р 50779.42-99. Статистические методы. Контрольные карты Шухарта. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-50779-42-99> (дата обращения: 11.05.16).
39. Семенов А.С. Прогнозирование технического состояния газоперекачивающих агрегатов // Вопросы состояния и перспективы развития нефтегазовых объектов Западной Сибири: сб. науч. тр./ ТюмГНГУ. Тюмень, 2004. С. 82-87.

					Список использованных источников	Лист
						130
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

40. Реконструкция и техническое перевооружение электроприводных КС газопровода «Нижевартовский ГПЗ – Парабель – Кузбасс» ООО «Томсктрансгаз». М., 2006.

41. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200003215> (дата обращения: 24.05.16).

42. ВРД 39-1.8-055-2002. Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://gostbank.metaltorg.ru/vrd> (дата обращения: 24.05.16).

43. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов // Учебно-практическое пособие, Инфра-инженерная, 2006 – 915 с.

44. Руководство по эксплуатации. Агрегат электроприводной газоперекачивающий ЭГПА ██████████. М., 2006.

45. Руководство по эксплуатации. САУ ЭГПА ██████████. М., 2006.

46. Руководство по эксплуатации. Агрегат электроприводной газоперекачивающий ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р. ИЯТЛ.064415.007 РЭ. М., 2006.

47. Claire M. Soares. GAS TURBINES IN SIMPLE CYCLE & COMBINED CYCLE APPLICATIONS. P.E.; Fellow ASME; MBA. – 74 с.

48. Блохин Д.А. Типовое техническое решение. Система автоматического управления газоперекачивающим агрегатом. 2014 – 64 с.

49. Альбом приведенных газодинамических характеристик центробежных нагнетателей. Союзоргэнергогаз. ВНИИГАЗ, - М., 1985.- 87 с.

50. Руководство по эксплуатации. SINAMICS ██████████ Преобразователи в шкафом исполнении. Siemens AG, 2012.

51. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-003-74-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

52. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-029-80-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

53. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 24.05.16).

54. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-005-88-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

55. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-004-91-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

					Список использованных источников	Лист
						131
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

56. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.gostbaza.ru/?gost=1048> (дата обращения: 24.05.16).

57. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-008-76-ssbt> (дата обращения: 24.05.16).

58. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-010-76-ssbt> (дата обращения: 25.05.16).

59. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-012-2004-ssbt> (дата обращения: 25.05.16).

60. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-029-80-ssbt> (дата обращения: 25.05.16).

61. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/30435/> (дата обращения: 25.05.16).

62. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/21681/> (дата обращения: 25.05.16).

63. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 25.05.16).

64. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-1-3-06-82> (дата обращения: 25.05.16).

65. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-1-3-13-86> (дата обращения: 25.05.16).

66. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-0-01-94> (дата обращения: 25.05.16).

67. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-3-03-94> (дата обращения: 25.05.16).

68. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-0-07-95> (дата

					Список использованных источников	Лист
						132
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

обращения: 25.05.16).

69. ПБ 10-115-96. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200001077> (дата обращения: 25.05.16).

70. ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/15QP.html> (дата обращения: 25.05.16).

71. ППБ 01-03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/901866832> (дата обращения: 25.05.16).

72. РД 03-29-93. Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200003150> (дата обращения: 25.05.16).

73. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/902207994> (дата обращения: 25.05.16).

74. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения: 25.05.16).

75. СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/464688928> (дата обращения: 25.05.16).

76. СП 2.6.1-758-99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.fumc.ru/rules/6313.html> (дата обращения: 25.05.16).

77. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200084092> (дата обращения: 25.05.16).

78. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/902111644> (дата обращения: 25.05.16).

79. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://base.garant.ru/10107960/> (дата обращения: 25.05.16).

80. РД 51-100-85. Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:

					Список использованных источников	Лист
						133
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

<http://docs.cntd.ru/document/464688804> (дата обращения: 25.05.16). (дата обращения: 25.05.16).

81. ГОСТ 21889-76. Система «Человек-машина». Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-21889-76> (дата обращения: 25.05.16).

82. ГОСТ 12.2.003-74. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200077775> (дата обращения: 25.05.16).

83. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-2-032-78-ssbt> (дата обращения: 25.05.16).

84. Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200040973> (дата обращения: 25.05.16).

85. СанПиН 2.2.1/2.1.1-1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://rg.ru/2008/02/09/sanitar-dok.html> (дата обращения: 25.05.16).

86. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://gostbank.metaltorg.ru/sanpin/17/> (дата обращения: 25.05.16).

					Список использованных источников	Лист
						134
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

**Приложение А
(обязательное)**

