

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 газотурбинных установок»

УДК 621.438:621.51

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Борисов Д. И.		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.		30.05.2016

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		01.06.2016

Планируемые результаты обучения по программе бакалавриата

21.03.01 Нефтегазовое дело

<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), (АВЕТ3е)
<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)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	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	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Борисову Дмитрию Ивановичу

Тема работы:

«Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	27.04.2016 г. №3269/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Исследовать особенности эксплуатации газоперекачивающего агрегата _____ предназначенного для транспортировки природного газа по магистральным газопроводам; режим работы – непрерывный. Технические характеристики _____: 1. Для двигателя _____ Номинальная мощность..... МВт Частота вращения: ротора высокого давления..... мин⁻¹ ротора низкого давления..... мин⁻¹ свободной турбины мин⁻¹
---	--

	Степень повышения давления в компрессоре Температура перед ТВД °С Температура перед СТ °С Эффективный КПД % 2. Для нагнетателя Производительность: коммерческая..... млн м ³ /сут объемная..... м ³ /мин Давление газа конечное..... МПа Степень повышения давления..... Политропный КПД..... % Температура газа при выходе из нагнетательного патрубка..... К (46 °С) Частота вращения: номинальная..... мин ⁻¹ минимальная..... мин ⁻¹ максимальная..... мин ⁻¹
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Провести аналитический обзор по выбранной тематике выпускной квалификационной работы бакалавра. Выполнить технологические расчеты, которые позволят определить: коэффициент полезного действия агрегата, удельный расход топливного газа, коэффициент технического состояния ГТУ и нагнетателя. Рассмотреть методы по снижению сопротивления стенок диффузора, обеспечивающие повышение КПД и экономичности всей установки.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Технологические схемы компрессорной станции
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т.С., старший преподаватель кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Алексеев Н.А., старший преподаватель кафедры ЭБЖ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	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	Борисов Д.И.		15.01.2016 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Борисову Дмитрию Ивановичу

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 (эксплуатационных затрат) на обслуживание трех работающих газотурбинных газоперекачивающих агрегатов типа ____: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические ресурсы: материалы (____ тыс. руб.); финансовые ресурсы: обслуживание трех работающих агрегатов типа ____ (____ тыс. руб.); человеческие ресурсы: сменный инженер.
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	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 сравнительного анализа эксплуатационных затрат на обслуживание агрегатов типа ____ 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 эксплуатационные затраты на обслуживание трех работающих агрегатов типа ____ составляют ____ тыс. руб., включая материальные расходы: - материалы – ____ тыс. руб.; - газ на собственные нужды – ____ тыс. руб.; - энергоресурсы – ____ тыс. руб.; - заработная плата – ____ тыс. руб.; - отчисления на соц. страхование – ____ тыс. руб.; - амортизация основных фондов – ____ тыс. руб.; - прочие расходы – ____ тыс. руб.
3. Проведение сравнительного анализа эксплуатационных затрат на обслуживание ГПА до и после проведения мероприятия, которые включают в себя эксплуатацию одного, двух или трех работающих агрегатов, для выявления экономичного режима работы станции.	При эксплуатации КС с одним рабочим ГПА производительностью $Q_{кc} = \text{____ млн. м}^3/\text{сут}$ и с двумя рабочими ГПА производительность $Q_{кc} = \text{____ млн. м}^3/\text{сут}$ себестоимость компримирования газа по сравнению с первоначальной ситуацией на КС (3 рабочих и в 2 резерве) понизилась, что приведет к увеличению прибыли

Перечень графического материала
1. Оценка готовности проекта к коммерциализации 2. Матрица SWOT 3. График проведения НТИ 4. Расчет эксплуатационных затрат для газотурбинных газоперекачивающих агрегатов типа ____

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.		30.05.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Борисов Дмитрий Иванович		30.05.2016

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Борисову Дмитрию Ивановичу

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 «Социальная ответственность»:	1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их: - 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.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности: - 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: - 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). 3. Охрана окружающей среды: - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);

	- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы). 4. Защита в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС на объекте; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 5. Правовые вопросы обеспечения безопасности: - характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
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	Борисов Дмитрий Иванович		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:	01.06.2016 г.
--	---------------

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>Характеристика объекта исследования, расположенного на территории ____</i>	7
18.02.2016	<i>Конструктивные особенности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____</i>	7
01.03.2016	<i>Расчетная часть</i>	15
01.04.2016	<i>Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____</i>	8
14.04.2016	<i>Кольцевой диффузорный канал турбомашин</i>	10
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

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Газопровод № 1: Газопровод «___».

Газопровод № 2: Газопровод «___».

Газопровод № 3: Газопровод «___».

Газопровод № 4: Газопровод «___».

Газопровод № 5: Газопровод «___».

Газопровод № 6: Газопровод «___».

Газопровод № 7: Газопровод «___».

Газопровод № 8: Газопровод «___».

Газотурбинная установка: Конструктивно-объединенная совокупность газотурбинного двигателя, газовоздушного тракта, системы управления и вспомогательных систем.

Газотурбинный двигатель: Часть газотурбинной установки, состоящей из газовой турбины, компрессора (компрессоров), камер сгорания, систем управления и вспомогательных агрегатов.

Магистральный газопровод № 1 (МГ-1): Магистральный газопровод «___».

Магистральный газопровод № 2 (МГ-2): Магистральный газопровод «___».

Компрессор: Компонент газотурбинного двигателя, повышающий давление в рабочей полости.

Коэффициент полезного действия: Отношение выходной мощности к

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки			
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16				
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16				
						Литера	Лист	Листов
						ДР	1	131
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		

расходу теплоты топлива, подсчитанное по его низшей теплоте сгорания при нормальных условиях.

Турбина (газовая): Компонент газотурбинного двигателя, преобразующий потенциальную энергию нагретого рабочего тела под давлением в механическую работу.

Силовая турбина: Турбина на отдельном валу, с которого отбирается выходная мощность.

Условные обозначения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения

Условные обозначения	Наименование	Условные обозначения	Наименование
D	диаметр, м	P	давление, Па
G	массовой расход, кг/с	r	радиус, м
H	напор (работа), м	R	газовая постоянная, Дж/моль·К
k	показатель адиабаты	T, t	температура, К (°C)
m	показатель, равный $(k-1)/k$	ζ	коэффициент сопротивления
N	мощность, Вт	η	коэффициент полезного действия, %
n	частота вращения, об/мин	ρ	плотность газа, кг/м ³

Сокращения:

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

ГТ – газовая турбина;

ГТД – газотурбинный двигатель;

ГТУ – газотурбинная установка;

К – компрессор;

КС – компрессорная станция;

КВД – компрессор высокого давления;

КНД – компрессор низкого давления;

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

КПД – коэффициент полезного действия;
ОК – осевой компрессор;
САУ – система автоматического управления;
ССТ – свободная силовая турбина;
Т – турбина;
ТВД – турбина высокого давления;
ТНД – турбина низкого давления;
ЦБН – центробежный нагнетатель;
ЦБС – центробежная сила.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 27.07.1997 г. № 116-ФЗ.

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

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

ГОСТ Р 51852-2001 (ИСО 3977-1) Установки газотурбинные. Термины и 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 5542-87 Газы горючие для промышленности и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

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

ГОСТ 20440-75 Установки газотурбинные. Методы испытаний.

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 131 страница, 13 рисунков, 19 таблиц, 65 источников, 8 приложений.

Ключевые слова: компрессорная станция, газопровод, газотурбинный газоперекачивающий агрегат, газотурбинная установка, надежность, экономичность, коэффициент полезного действия, диффузор, выхлопной диффузорный патрубок, сопротивление.

Объект исследования. Газотурбинный газоперекачивающий агрегат типа ____.

Цель работы – изучение влияния вибрационной нагрузки на стенки выхлопного диффузорного патрубка газовой турбины ГПА и разработка методов по снижению сопротивления стенок диффузора, обеспечивающих повышение коэффициента полезного действия и экономичности всей установки.

В выпускной квалификационной работе бакалавра проведен аналитический обзор литературы по методам повышения (изменения) коэффициента полезного действия газотурбинных двигателей, эксплуатируемых в качестве привода газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: на основе методических указаний по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газоперекачивающего агрегата типа ____ с нагнетателем ____ в условиях компрессорной станции были определены: коэффициент полезного действия агрегата; удельный расход топливного газа; коэффициент технического состояния газотурбинной установки и нагнетателя.

В выпускной квалификационной работе приведены методы по снижению сопротивления стенок диффузора, обеспечивающие более высокий коэффициент полезного действия.

Область применения: газотранспортные системы природного газа.

Экономическая эффективность/значимость работы. Проведение сравнительного анализа эксплуатационных затрат на обслуживание ГПА до и после проведения мероприятия, которые включают в себя эксплуатацию одного, двух или трех работающих агрегатов, для выявления экономичного режима работы станции.

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата	Реферат	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16		ДР	4	131
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16				

ABSTRACT

Final qualifying work of 131 pages with 13 figures, 19 tables, 65 sources, 8 applications.

Keywords: compressor station, gas pipeline, gas turbine compressor set, gas turbine, reliability, economy, efficiency, diffuser, exhaust diffuser duct, resistance.

Object of the study. Gas turbine compressor set ____ type.

Purpose – to study the influence of vibration loads on the walls of the exhaust diffuser duct in the gas turbine and to develop methods to reduce the resistance of the walls, thus, increasing the efficiency and economy of the entire installation.

In the final qualifying work the bachelor presents an analytical review of methods to enhance (change) the efficiency of gas turbine engines that are used as a gas compressor drive in main gas pipelines.

Basic constructive, technological and technical-operational characteristics: thermal and gas-dynamic calculations were conducted during test procedures of the gas turbine compressor set ____ type with the supercharger ____ in a compressor station, as a result the following findings have been obtained: the efficiency of the unit; the fuel gas specific consumption; the technical condition coefficient of the gas turbine and supercharger.

The methods for reducing resistance of the diffuser walls resistance, providing higher gas turbine compressor set efficiency, are introduced in the work.

Application field: natural gas transportation system.

Economic efficiency and significance of the work. There is a comparative analysis of the operating maintenance costs of GPA sets before and after the use of one, two or three working units, to identify cost-effective operation of the station.

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16	Abstract	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16		ДР	5	131
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16				

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	8
1. Обзор литературы	13
2. Характеристика объекта исследования, расположенного на территории Омской области	20
2.1 Краткая характеристика природных условий района	20
2.2 Основные параметры работы компрессорной станции	21
2.3 Схема подключения компрессорной станции к газопроводам	22
2.4 Технологическая схема компрессорной станции и компрессорного цеха	25
3. Конструктивные особенности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	27
3.1 Назначение, устройство и работа газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	27
3.2 Устройство и работа двигателя ____	28
3.3 Назначение, устройство, работа и характеристики двухкаскадного центробежного нагнетателя ____	30
4. Расчетная часть	34
4.1 Расчет режимов работы двухкаскадного центробежного нагнетателя ____	34
4.2 Расчет характеристик двухкаскадного центробежного нагнетателя ____	34
4.3 Методика теплотехнических и газодинамических испытаний газотурбинных газоперекачивающих агрегатов	35
4.4 Расчет показателей газотурбинной установки	39
4.5 Расчет показателей газового компрессора	42
4.6 Расчет показателей энергоэффективности газоперекачивающего агрегата	48
5. Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	49
5.1 Общие положения	49
5.2 Пуск газотурбинного газоперекачивающего агрегата	50
5.3 Обслуживание ГПА во время работы	51
5.4 Эксплуатация ГПА в холодное время года	53
5.5 Предупреждение помпажных режимов осевого компрессора	54
5.6 Предупреждение помпажных режимов работы центробежного нагнетателя	55

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата	Оглавление			
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16				
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16				
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16				
					Литера	Лист	Листов	
					ДР	6	131	
					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А			

5.7	Нормальный останов	56
5.8	Аварийный останов	56
5.9	Техническое обслуживание	57
6.	Кольцевой диффузорный канал турбомашин	60
6.1	Классификация диффузоров	60
6.2	Характеристика выходного кольцевого диффузора газовой турбины	60
6.3	Мероприятия по снижению динамической нагрузки на стенки выхлопного диффузорного патрубка	63
7.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	70
7.1	Экономическое обоснование работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	70
7.1.1	SWOT-анализ	70
7.1.2	Оценка готовности проекта к коммерциализации	71
7.1.3	План проекта	73
7.2	Расчет эксплуатационных затрат для газотурбинных газоперекачивающих агрегатов типа ____	75
7.2.1	Расчет эксплуатационных затрат до проведения мероприятия	75
7.2.2	Расчет эксплуатационных затрат после проведения мероприятия	75
7.3	Расчет технико-экономических показателей	76
8.	Социальная ответственность	77
8.1	Введение	77
8.2	Производственная безопасность	78
8.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	79
8.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	85
8.3	Экологическая безопасность	90
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	97
8.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	100
	Заключение	102
	Список публикаций	104
	Список использованных источников	105
	Приложения	112

					Оглавление	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Большинство основных месторождений газа в России расположены на значительном расстоянии от крупных газопроводных магистралей. Транспортировка газа к ним осуществляется по газопроводам, благодаря которым можно обеспечить равномерную и бесперебойную поставку значительного количества газа при минимальных экономических затратах.

При движении газа по трубопроводу часть его энергии расходуется на преодоление сил трения, исходя из этого скорость газа в трубопроводе уменьшается, происходит падение давления, приводящее к снижению пропускной способности газопровода. Для поддержания заданного расхода транспортируемого газа и обеспечения его оптимального давления вдоль трассы газопровода устанавливаются компрессорные станции через каждые 100 – 150 км.

Компрессорная станция является составной частью магистрального газопровода, которая предназначена для обеспечения его расчетной пропускной способности за счет компримирования газа на выходе КС с помощью газоперекачивающих агрегатов.

Газотранспортные предприятия эксплуатируют электроприводные и газотурбинные приводы для ГПА. Доля агрегатов с газотурбинным приводом составляет 86,5 %, с электрическим – 13 %.

Основной объем добычи и транспортирования природного газа в России принадлежит _____. _____ эксплуатирует самую крупную в мире систему транспортирования газа. Эта система непрерывно увеличивается, что требует разработки новых ГПА и оснащения ими компрессорными станциями вновь создаваемых газопроводов, а также для модернизации уже действующих компрессорных станций вследствие изменения технологических параметров,

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16	Введение			
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16				
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16				
					Литера	Лист	Листов	
					ДР	8	131	
					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А			

морального и физического старения установленного оборудования [1].

___ 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 газотурбинными ГПА, обеспечивающим бесперебойную поставку природного газа.

В выпускной квалификационной работе бакалавра рассмотрена компрессорная станция, расположенная на территории ___ (КС-1), с газотурбинными газоперекачивающими агрегатами типа ___, в состав которых входят: газотурбинные двигатели марки ___ и двухкаскадные центробежные нагнетатели марки ___.

Актуальность работы. В связи с возрастающими требованиями, в соответствии со стандартами качества ГОСТ Р ИСО 14031-2001 (ГОСТ Р ИСО 9004-2010, ГОСТ Р ИСО 20815-2013) [2-4], к экономичности, экологичности и повышению надежности эксплуатационных характеристик оборудования, находящегося в ___, в частности при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом, которые характеризуются наличием выбросов вредных веществ в атмосферу, кроме того современная программа развития ___ на период до 2020 года направлена на повышение ресурса эксплуатации и надежности газоперекачивающих агрегатов, поэтому любые работы, направленные на повышение КПД газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом являются актуальными. Одним из основных направлений повышения КПД, кроме введения различных теплообменных, охладительных аппаратов в цикл двигателя может являться снижение вибрации выхлопного диффузорного патрубка газовой турбины газоперекачивающего агрегата, которое приводит к эффекту торможения при выбросе вредных веществ в атмосферу и отражается на КПД газовой турбины газоперекачивающего агрегата.

					Введение	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Объект исследования. Повышение надежности эксплуатационных характеристик газотурбинных газоперекачивающих агрегатов типа ____.

Предмет исследования. Снижение вибрационной нагрузки на стенки выхлопного диффузорного патрубка газовой турбины ГПА.

Цель работы. Изучение влияния вибрационной нагрузки на стенки выхлопного диффузорного патрубка газовой турбины ГПА и разработка методов по снижению сопротивления стенок диффузора, обеспечивающих повышение КПД и экономичности всей установки.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие аналитическую и расчетно-технические задачи:

1. Проведение аналитического обзора по выбранной тематике выпускной квалификационной работы бакалавра.

2. Проведение технологических расчетов на основе исходных данных для определения:

- коэффициента полезного действия газоперекачивающего агрегата;
- удельного расхода топливного газа газоперекачивающего агрегата;
- коэффициента технического состояния газотурбинной установки (по мощности, по расходу топливного газа);
- коэффициента технического состояния нагнетателя.

3. Применение методов по снижению сопротивления стенок диффузора, обеспечивающих повышение КПД и экономичности всей установки.

4. Оценить воздействие опасных факторов на объекте исследования, и определить влияние объекта на окружающую среду.

5. Провести сравнительный анализ эксплуатационных затрат на обслуживание ГПА до и после проведения мероприятия, которые включают в себя эксплуатацию одного, двух или трех работающих агрегатов, для выявления экономичного режима работы станции.

					Введение	Лист
						10
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Научная и практическая значимость.

Результаты выпускной квалификационной работы бакалавра могут быть использованы, в первом приближении, для решения задач по повышению термодинамического коэффициента полезного действия компрессорных станций с газотурбинным приводом с помощью установленного снижения уровня вибрации в кольцевых диффузорах выхлопного тракта газотурбинной установки.

Личный вклад автора:

- проведение аналитического обзора литературы по методам повышения (изменения) коэффициента полезного действия газотурбинных двигателей, эксплуатируемых в качестве привода газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций газотранспортной системы МГ;
- проведение технических расчетов ряда параметров, определяющих коэффициент полезного действия газотурбинной установки и влияющих на снижение сопротивления на стенки выхлопного диффузорного патрубка газовой турбины газоперекачивающего агрегата.

Реализация и апробация работы. Основные положения и результаты работы докладывались на следующих конференциях:

1. XIX Международный симпозиум имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», г. Томск 6 – 10 апреля 2015 г. (на русском и английском языках);
2. Всероссийская студенческая научная конференция «Наука и молодежь в XIX веке», г. Омск 1 декабря 2015 г.;
3. VIII Всероссийская научная студенческая конференция с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина «Творчество юных - шаг в успешное будущее», г. Томск 23 – 27 ноября 2015 г.

Публикации. Основные положения и результаты выпускной квалификационной работы бакалавра опубликованы:

					Введение	Лист
						11
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Статья «Анализ факторов аварийности на компрессорных станциях Западно-Сибирского региона», соавтор – Быков Р.С.;
- Статья «Analysis of gas compressor unit accident factors in Tomsk region», соавтор – Bykov R. S.;
- Статья «Анализ факторов аварийности на компрессорных станциях Томской области», соавтор – Быков Р.С.

					Введение	Лист
						12
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

1. Обзор литературы

В последние годы газотурбинные установки приобретают все большее широкое применение в различных отраслях производственных компаний. Повышенное внимание к газотурбинным установкам, в первую очередь, может быть объяснено рядом преимуществ ГТУ перед их основными конкурентами. К наиболее важным достоинствам ГТУ можно отнести высокую экономичность, большие мощности при малых габаритных размерах и удельном весе, возможность использования автоматизированного управления, высокая надежность, возможность агрегатного ремонта, а также простота конструкции и обслуживания.

Приоритетными направлениями развития газотранспортных компаний являются внедрение доступных и эффективных методов:

- повышения экономичности, экологичности (уменьшение количества вредных выбросов в атмосферу) и надежности газотурбинных установок;
- повышения КПД газотурбинных установок.

Исследованию задач повышения надежности и экономичности газотурбинных установок посвящены работы многих авторов. Наибольший вклад внесли Гриценко А.И., Аксенов Д.Т., Березин В.Л., Болотин В.В., Яковлев Е.И., Зарицкий С.П., Иванов В.А., Лопатин А.С., Поршаков Б.Н., Шабаров А.Б., Степанов О.А., и другие [5-7].

Основными источниками, раскрывающими теоретические основы газотурбинных установок, явились работы Чухаревой Н.В., Рудаченко А.В. [8]; Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. [9]; Трухний А.Д., Ломакин Б.В. [10].

Рассматривая проблему повышения экономичности и надежности газотурбинных установок, следует отметить, что она может быть решена как за счет повышения экономичности основного и вспомогательного оборудования

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата	Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16		ДР	13	131
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16				

указанных установок (компрессор, камера сгорания, газовая турбина), так и за счет совершенствования их тепловых схем (многоступенчатое сжатие с промежуточным охлаждением, многоступенчатое расширение рабочего тела в газовой турбине и регенерация теплоты уходящих газов) с целью повышения термодинамического КПД соответствующих циклов, а также изменением параметров цикла (наибольшее влияние оказывает температура перед газовой турбиной).

Даже частичное решение обозначенной проблемы в части дальнейшего повышения экономичности газовых турбин представляет исключительно сложную задачу. Традиционные пути повышения экономичности и надежности проточных частей мощных энергетических газовых турбин практически себя исчерпали, КПД их проточных частей достигает 91 – 92 %, что вплотную приблизило указанные значения к теоретически возможным величинам [9].

Основными направлениями работ по обеспечению дальнейшего повышения эффективности и технического уровня ГТУ являются:

- регенерация тепла отработанных газов, с его повторным использованием;
- создание эффективных проточных частей осевых компрессоров;
- разработка жаропрочных сплавов и композитных материалов;
- повышение эффективности всасывающей и выхлопной систем двигателя;
- повышение эффективности очистительных устройств для циклового воздуха, топлива, поступающих в ГТУ, а также снижение вредных выбросов в атмосферу;
- повышение эксплуатационной надежности агрегатов;
- разработка и исследование более эффективных по сравнению с воздушными систем охлаждения газовых турбин (водяного, парового);
- применение конструктивных решений по созданию тепловых

					Обзор литературы	Лист
						14
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

двигателей.

В последнее время значительное внимание уделяется наиболее полному использованию теплоты отходящих газов ГТУ. Решению этой задачи посвящено много работ, но она остается весьма актуальной и требует своего дальнейшего комплексного решения.

Рациональным использованием теплоты отходящих газов ГТУ считается использование разного рода утилизационных установок для целей теплоснабжения – отопления и горячего водоснабжения помещений компрессорных станций и прилегающих поселков в осенне-зимний период эксплуатации КС.

Другим способом утилизации тепла ГТУ является использование в паротурбинной установке, дающей электроэнергии для собственных нужд КС и во внешнюю сеть.

Регенерация теплоты традиционно используется на газоперекачивающих станциях в стационарных газотурбинных установках малой мощности [11].

В практике строительства мощных газотурбинных установок широкого применения не нашли схемы с многоступенчатым сжатием и расширением рабочего тела, в первую очередь, из-за резкого усложнения схемы установки и, как следствие, ее удорожания.

Большое внимание уделяется снижению удельного расхода топлива, то есть повышению термодинамического КПД газотурбинных установок путем увеличения температуры газа перед турбиной и степени повышения давления в компрессоре. Однако, в первую очередь, из-за низких значений температур рабочей среды перед газовой турбиной КПД этой установки, в сравнении с современными высокотемпературными газовыми турбинами, был довольно невысоким – на уровне 28 %. Стремление повысить начальную температуру связано, в первую очередь, с выигрышем в экономичности, который дает это повышение.

					Обзор литературы	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Повышение мощности и экономичности газотурбинных установок за счет роста начальной температуры в настоящее время довольно сильно сдерживается, в первую очередь, отсутствием новых жаропрочных материалов и их высокой стоимостью [12].

Различные производственные компании [ФГУП «ВИАМ», «General Electric»] ведут интенсивные исследования:

- по созданию новых жаропрочных сплавов;
- по разработке новых методов изготовления отдельных узлов и деталей агрегата;
- по разработке средств и методов защиты от высокотемпературной коррозии деталей, омываемых горячими газами.

С целью повысить единичную мощность и эффективность ГТУ за счёт изменения массового расхода рабочего тела при неизменной степени повышения давления в цикле применяют замкнутые газотурбинные установки, что невозможно в ГТУ открытого цикла.

Вопрос о повышении единичной мощности, а также экономичности в открытых ГТУ в настоящее время решается путем применения многовальных схем.

Основная цель создания многовальных газотурбинных установок – деление турбины на две и более ступеней с их независимым друг от друга числом оборотов, что позволяет регулировать мощность ГТУ при частичных нагрузках, не снижая эффективности изменением расхода топлива и воздуха.

Большую часть времени по условиям эксплуатации приходится работать на частичных нагрузках, целесообразно применять многовальные ГТУ.

Также следует отметить, что введение утилизации теплоты отходящих газов в любой форме всегда приводит к увеличению гидравлических сопротивлений по тракту ГТУ за турбиной низкого давления. Это значит, что процесс расширения продуктов сгорания в газовой турбине идет не до атмосферного

					Обзор литературы	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

давления, а заканчивается на давлении несколько большем, чтобы продукты сгорания смогли преодолеть на выхлопе гидравлические сопротивления утилизационных установок. Следовательно, утилизация теплоты отходящих газов несколько снижает мощность собственно газовой турбины и ГТУ в целом.

Большие усилия направлены на повышение экономичности проточной части машин, воздушных и газовых трактов. В настоящее время КПД мощных турбин превышает 90 %. Это обеспечивается путем рационального проектирования проточной части, уменьшения и уплотнения радиальных зазоров, использования экономичных систем воздушного охлаждения.

Данный путь повышения КПД, согласно исследованиям [13], имеет свои трудности, связанные с ограниченными размерами гидравлического тракта как в осевом, так и в радиальном направлениях. Эти размеры ограничиваются транспортными габаритами блок-контейнеров, из которых состоит агрегат. Поэтому, для выбора оптимального решения по проектированию и совершенствованию гидравлического тракта ГПА необходимо проводить оценку влияния сопротивления входного и выходного трактов двигателя на его КПД.

В этой связи наиболее перспективными, с точки зрения повышения внутреннего относительного КПД газовой турбины и ее мощности являются работы [12,14], связанные со снижением безвозвратных потерь кинетической энергии потока рабочих тел, покидающих последние ступени газовых турбин, в которых величины потерь могут достигать значительных пределов, вплоть до 7...8 % от полезной мощности газотурбинной установки в целом.

Поэтому, многие конструкторские бюро турбостроительных мировых компаний (НПО «Сатурн», ООО «Сименс технологии газовых турбин»), уделяют огромное внимание проблеме снижения указанных потерь энергии и пытаются использовать в своих технических разработках кинетическую энергию уходящего потока для создания за последней ступенью высокого

					Обзор литературы	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

диффузорного эффекта.

В результате такого подхода при использовании развитых кольцевых диффузоров в газовых турбинах, конструкторам (Осипов Е.В., Иноземцев А.А.) удалось преобразовать в потенциальную энергию вплоть до 50 % кинетической энергии потока, покидающего последние ступени турбины, что является серьезным шагом в усовершенствовании данных конструкции этого типа.

Тем не менее, несмотря на указанные положительные тенденции, в современном турбостроении остается нерешенным вопрос, связанный со снижением вибрации на стенки диффузоров, которые обусловленные очень большими амплитудами пульсаций давления в проточных частях газовой турбины. В результате чего приходится существенно ограничивать значения углов раскрытия их проточных частей (при условии сохранения разумной длины диффузора) и, указанное, приводит к снижению экономичности всей установки в целом.

Рассмотренный литературный обзор позволяет заключить, что среди способов снижения вибрации на стенки диффузоров наиболее перспективными, на взгляд автора, с точки зрения технической реализации могут быть:

- ✓ установка перфорированных экранов около внешнего обвода;
- ✓ применение продольного внутреннего оребрения.

Введение в кольцевых диффузорах продольного оребрения на внутренней поверхности внешнего обвода может существенно изменить течение горячих продуктов сгорания и может привести к более интенсивному нарастанию давления и снижению скорости на первой половине канала, чем при отсутствии оребрения.

Так, согласно [15], указанное, позволяет заметно сократить осевую длину диффузорного канала при сохранении его высокой степени расширения.

Эффективным средством защиты стенок диффузоров от динамических нагрузок со стороны движущихся рабочих сред может являться введение в

					Обзор литературы	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

канал перфорированных пристеночных экранов с заполнением зазора до стенки диффузора демпфирующим материалом типа минеральной ваты.

Исходя из проведенного аналитического обзора по выбранной тематике выпускной квалификационной работы бакалавра, стоит отметить, что в работах многих авторов [16-17] даются данные о сложности и перспективности того или иного метода повышения надежности, экономичности и коэффициента полезного действия газотурбинных установок. Однако при создании газотурбинных установок турбостроительные организации и предприятия стремятся поднять показатели экономичности их работы за счет повышения начальной температуры перед газовой турбиной.

В настоящее время данный путь имеет ограничение, так как для дальнейшего повышения температуры требуется использование новых дорогостоящих материалов и новых технологий охлаждения проточной части. Поэтому, более рациональным, способом повышения мощности и экономичности работы ГТУ является использование более совершенных диффузоров в системах выхлопных патрубков для снижения давления за последней ступенью турбомшины.

В связи с этим в настоящее время актуальными являются работы, связанные с уменьшением потерь энергии на выходе из турбины за счет использования различных диффузорных систем.

					Обзор литературы	Лист
						19
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2. Характеристика объекта исследования, расположенного на территории Омской области

2.1 Краткая характеристика природных условий района

Строительство КС-1 предусматривается на км ____ газопровода № 4, что соответствует нулевому километру газопровода № 2, то есть в районе существующего узла редуцирования РН ____.

Рассматриваемый район строительства расположен в ____.

Климатические данные Омской области:

Температура наружного воздуха:

- среднегодовая – минус ____ ÷ плюс ____ °С;
- абсолютная минимальная – минус ____ °С;
- среднемесячная температура воздуха в январе – минус ____ °С;
- абсолютный максимум – плюс ____ °С;
- среднемесячная температура воздуха в июле – плюс ____ °С.

Район по скоростному напору ветра – ____ (давление ветра ____ кгс/м²);

Район по толщине стенки гололёда – ____ (нормативная толщина стенки гололёда ____ мм);

Строительно-климатическая зона – ____

Согласно, данным [18-19] климат ____ является резко-континентальным и характеризуется продолжительной суровой зимой и сильными повсеместными метелями. Основная часть территории сильно заболочена, влажность воздуха высокая.

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16	Характеристика объекта исследования, расположенного на территории ____	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16		ДР	20	131
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16				

2.2 Основные параметры работы компрессорной станции

КС-1 предназначена для обеспечения подачи газа:

- в зимний период в объеме ____ млн. м³/сутки из магистрального газопровода № 1 в газопровод № 2 (в направлении ____);
- в летний период в объеме ____ млн. м³/сутки из газопровода № 5 в направлении КС-2 (в газопровод № 7).

Характеристика магистральных газопроводов, к которым подключается КС-1:

а) МГ-1: диаметр – ____ мм; рабочее давление – ____ МПа;

б) МГ-2: диаметр – ____ мм; рабочее давление – ____ МПа.

Давление газа:

- на входе ГПА: ____ – ____ МПа;
- на выходе ГПА: ____ – ____ МПа.

Температура газа:

- на входе ГПА: (____ °C) – (____ °C);
- на выходе ГПА: (____ °C) – (____ °C).

Режим работы КС-1 – круглосуточный, круглогодичный [18].

Возможные параметры работы КС-1 сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Параметры работы КС-1

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Зимний режим	Летний режим
1	2	3	4	5
1	Производительность КС	млн. м ³ /сут	____	____
2	Давление газа: - на входе КС - на выходе КС	кгс/см ²	____ ____	____ ____
3	Степень сжатия		____	____
4	Температура газа: - на входе КС - на нагнетании	°C	____ ____	____ ____
5	Потребляемая мощность, МВт		____	____

					Характеристика объекта исследования, расположенного на территории ____	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		21

2.3 Схема подключения компрессорной станции к газопроводам

Строительство КС-1 предусматривается на км ____ газопровода № 2, что соответствует нулевому километру газопровода № 1, то есть в районе существующего узла редуцирования ____.

Узел подключения КС-1 к указанным газопроводам предназначен для обеспечения следующих вариантов потоков газа:

- подачи газа из газопровода № 1 после компримирования на КС-1 в газопровод № 2 (прямая подача);
- подачи газа из магистрального газопровода № 1 в газопровод № 2 в бескомпрессорном режиме (прямая подача через существующий узел защиты от превышения давления);
- подачи природного газа из магистрального газопровода № 2 после компримирования на КС-1 в газопровод № 1 (реверсивный режим);
- подачи транспортируемого газа из магистрального газопровода № 2 в газопровод № 1 минуя КС по обводному трубопроводу DN ____ с краном № ____ (реверсивный бескомпрессорный режим) [18].

Технологическая схема узла подключения КС-1 (вариант – 1) к газопроводам № 2 PN ____ и № 1 PN ____ показана в приложении А.

Для подключения КС-1 к существующим газопроводам проектом предусмотрена технологическая перемычка DN ____, PN ____ /PN ____ протяженностью около ____ м, соединяющая газопроводы № 1 и № 2, на которой сооружается узел подключения новой КС с секущим (№____) и отключающими кранами № ____ и № ____ с соответствующими обвязочными трубопроводами.

Через указанную перемычку обеспечивается реверсный режим работы газопровода, при этом газ на Омск может поступать как со входа через краны № ____ (основной режим), так и с выхода (через узел редуцирования).

					Характеристика объекта исследования, расположенного на территории ____	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		22

Для работы КС-1 в прямом режиме предусмотрен трубопровод с краном № ____ (DN ____, PN ____), который подключен после узла защиты от превышения давления PN ____/PN ____.

Работа КС-1 в двух направлениях обеспечивается за счет дублирования всасывающих и нагнетательных трубопроводов с отключающими кранами № ____ и № ____ (открыты в прямом режиме), № ____ и № ____ (открыты в реверсном режиме).

В соответствии с требованиями НТП, на входном и выходном трубопроводах КС установлены дополнительные общие отсечные краны № ____ и № ____ с соответствующей обвязкой и продувочными свечами КС.

Схема подключения КС-1 к системе магистральных газопроводов, рассчитанных на различное рабочее давление (____ кгс/см² и ____ кгс/см²), обеспечивает защиту оборудования и трубопроводов КС, рассчитанных на рабочее давление ____ кгс/см².

С целью защиты КС-1 в реверсном режиме от превышения давления и предотвращения прямого хода газа из газопровода № 1 PN ____ в коммуникации КС-1 или в газопровод № 2, на проектируемой перемычке DN ____ установлены обратный клапан и отсечной кран.

На нагнетательном трубопроводе (шлейфе) КС-1 перед краном № ____ в соответствии с требованиями «Норм технологического проектирования магистральных газопроводов» установлен обратный клапан.

Отбор газа на собственные нужды КС-1 выполнен от узла подключения по трубопроводу DN ____, на котором установлены отключающие краны с пневмоприводом и обратные клапаны. Трубопровод подключен до и после крана № ____.

В соответствии с требованиями ВРД 39-1.8-055-2002 [20] и «Норм технологического проектирования магистральных газопроводов» [21] для управления кранами узла подключения проектом предусмотрена подача

					Характеристика объекта исследования, расположенного на территории ____	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

осушенного газа от стационарной установки подготовки импульсного газа. На площадке узла подключения КС-1 один ресивер с обратным клапаном на входе устанавливается у кранов № __, № __, № __, № __ и второй ресивер с обратным клапаном на входе - у кранов № __, № __, № __, № __ и № __. Ресиверы приняты разработки ЦКБН типа ГП 2058 объемом $V = \text{__ м}^3$ каждый. Объем ресиверов достаточен для обеспечения двукратной перестановки всех указанных кранов в случае прекращения подачи импульсного газа от КС.

Продувочные свечи № __ и № __ будут оснащены глушителями шума.

Согласно требованиям ВРД 39-055.18-2002 [20] на входном шлейфе КС предусмотрено устройство технологического замера расхода газа типа «Аннубар». По пожеланиям заказчика может быть установлен счетчик другого типа (например, ультразвуковой накладной счетчик DN 1000).

С целью отсечения КС-1 в аварийной ситуации от магистральных газопроводов № 1, № 2 и отвода на __ на каждом из них предусматривается установка охранных кранов DN __. При этом, в целях приведения категорийности трубопроводов в соответствие со СНиП 2.05.06-85* [22] предусматривается переукладка существующих участков указанных газопроводов по __ м до и после крана.

Протяженность вновь прокладываемых участков трасс газопроводов (перемычек, шлейфов) из труб DN __ будет составлять __ м и труб переукладываемых участков DN __ – __ м.

					Характеристика объекта исследования, расположенного на территории ____	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2.4 Технологическая схема компрессорной станции и компрессорного цеха

На КС-1 предусмотрено выполнение следующих основных технологических процессов:

- компримирование газа;
- замер газа на входе КС;
- очистка газа;
- охлаждение газа воздушными охладителями (АВО).

Нормальную работу технологического оборудования обеспечивают следующие вспомогательные технологические системы:

- система подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
- система маслоснабжения;
- система сбора и удаления жидкости и других примесей в процессе очистки газа, и другие.

К основным технологическим установкам КС-1 относятся:

- Компрессорный цех;
- Установка очистки газа;
- Установка охлаждения газа;
- Установка подготовки газа;
- Склад масел с насосной [18].

Технологическая схема КС (вариант – 2) представлена в приложение Б.

Для обеспечения компримирования газа в заданных объемах на КС-1 предусматривается установка двух ГПА:

- ____ рабочий + ____ резервный при прямой подаче газа (зимний режим);
- ____ рабочий + ____ резервный при подаче газа в реверсном направлении (летний режим).

Газоперекачивающие агрегаты блочного исполнения устанавливаются в индивидуальных укрытиях.

					Характеристика объекта исследования, расположенного на территории ____	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		25

Схема подключения ГПА – коллекторная. Диаметры всасывающего и нагнетательного коллекторов – DN ____, диаметр общестанционного рециркуляционного трубопровода – DN _____. Подключение каждого ГПА к всасывающему и нагнетательному коллекторам выполнено трубопроводам DN _____.

Каждый нагнетатель ГПА имеет краны на входном (№____), выходном (№____) трубопроводах, сбросной кран (№____), клапан «Моквелд» для антипомпажного регулирования.

Коллекторная схема газовой обвязки ГПА позволяет производить запуск и остановку любого агрегата при работающем компрессорном цехе.

Для обеспечения нормального пуска и остановки ГПА, а также для защиты нагнетателя от помпажа, схемой предусмотрен пусковой контур ГПА DN ____ с установкой регулирующего клапана типа «Моквелд» DN ____ на каждом агрегате и разгрузочный контур компрессорного цеха DN _____.

Для защиты от повышения давления на нагнетании компрессорного цеха выше допустимого, а также обеспечения вывода КС на «кольцо» без подачи газа в газопровод, на станционном обводе КС DN ____ предусмотрена установка регулирующего клапана «Моквелд» DN _____. Быстродействие клапана «Моквелд» при превышении давления составляет 3-4 секунды.

К площадке компрессорного цеха подводятся:

- топливный, пусковой и импульсный газ;
- масло двигателя и нагнетателя (чистое и отработанное) со (на) склад ГСМ.

					Характеристика объекта исследования, расположенного на территории _____	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3. Конструктивные особенности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____

3.1 Назначение, устройство и работа газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____

Газоперекачивающий агрегат ____предназначен для сжатия природного газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов до заданной величины.

Газоперекачивающий агрегат ____состоит из газотурбинного двигателя ____ (5), нагнетателя ____ (2), блока агрегатов (6) и газоотвода (1), приведенного на рисунке 1.

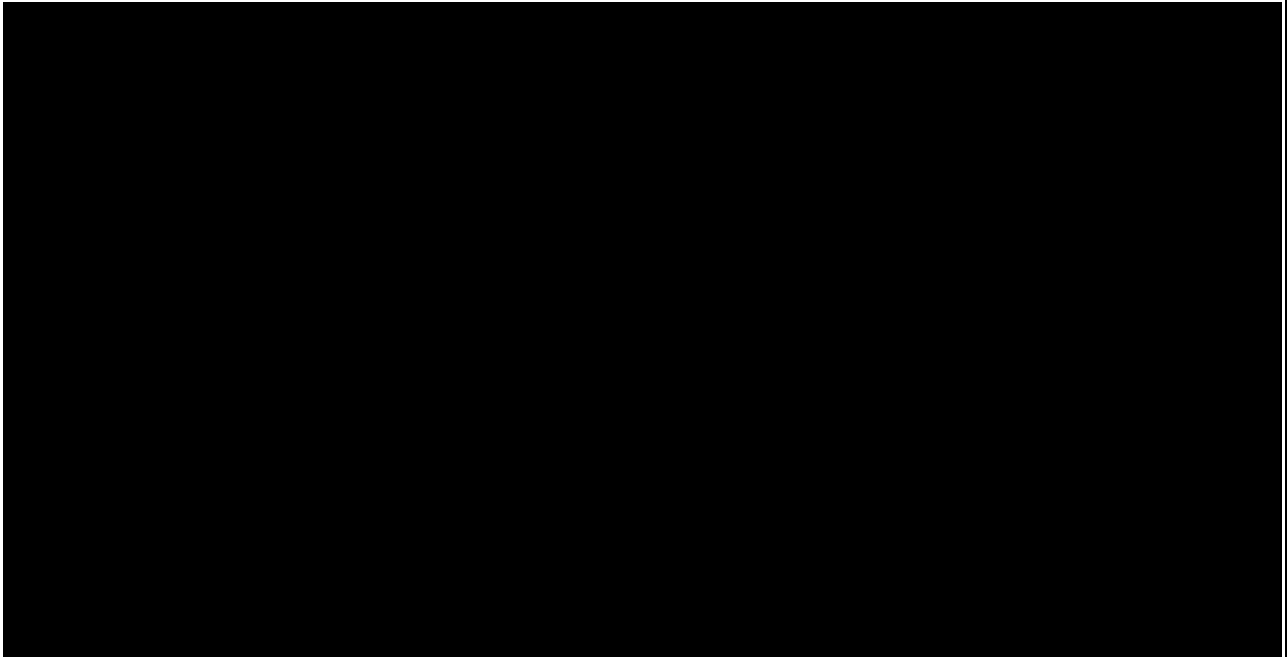


Рисунок 1 – Газотурбинный газоперекачивающий агрегат типа ____ [23]:
1 – газоотвод; 2 – двухкаскадный нагнетатель ____; 3 – кожух; 4 – рама; 5 – двигатель ____; 6 – блок агрегатов

Двигатель, блок агрегатов и газоотвод крепятся на общей раме (4). Нагнетатель крепится на отдельном фундаменте. Камера сгорания, турбины и газоотвод двигателя

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16	Конструктивные особенности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16		ДР	27	131
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16				

закрыты кожухом (3).

Газотурбинный двигатель состоит из компрессора низкого давления, компрессора высокого давления, камеры сгорания, турбины высокого давления, турбины низкого давления и турбины нагнетателя.

Сжигание природного газа осуществляется в камере сгорания трубчато-кольцевого типа, состоящей из 10 жаровых труб, расположенных вдоль оси двигателя и заключённых в общем корпусе.

Компрессор низкого давления и блок агрегатов приводятся во вращение турбиной низкого давления; компрессор высокого давления – турбиной высокого давления.

Компрессоры и приводящие их во вращение турбины образуют два кинематически между собой не связанные каскада – каскад низкого и каскад высокого давления, которые вращаются с различными частотами вращения на каждом из режимов работы двигателя.

Турбина нагнетателя приводит во вращение нагнетатель и кинематически не связана с каскадами низкого и высокого давления [23].

Конструкция газоперекачивающего агрегата обеспечивает размещение его в блоках-контейнерах блочной газоперекачивающей установки.

Газоперекачивающий агрегат приспособлен для подключения к системе дистанционного управления и централизованного контроля компрессорной станции.

3.2 Устройство и работа двигателя ____

Двигатель ____, согласно [24], состоит из следующих составных частей: (3) – компрессора низкого давления, (4) – компрессора высокого давления, (5) – камеры сгорания, (6) – турбины высокого давления, (7) – турбины низкого давления, (8) – силовой турбины и выносной коробки приводов. Конструктивная схема двигателя ____ показана на рисунке 2.

					Конструктивные особенности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

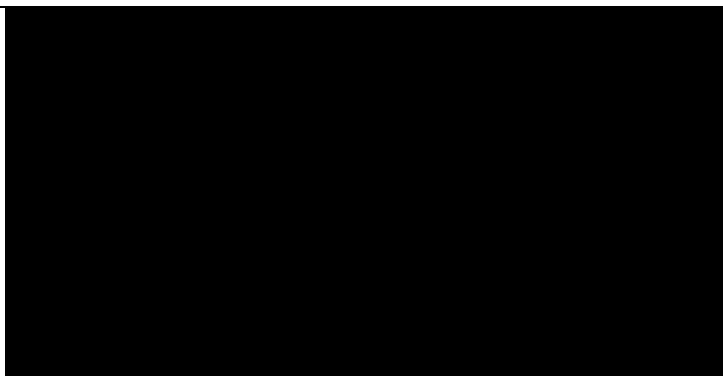


Рисунок 2 – Конструктивная схема двигателя ____ [24]:

1 – рессора блока агрегатов; 2 – входное устройство; 3 – компрессор низкого давления; 4 – компрессор высокого давления; 5 – камера сгорания; 6 – турбина высокого давления; 7 – турбина низкого давления; 8 – силовая турбина; 9 – рессора

Компрессоры низкого и высокого давлений приводятся во вращение соответственно турбинами низкого и высокого давления.

Компрессоры и приводящие их во вращение турбины образуют два кинематически между собой не связанных каскада – каскад низкого давления и каскад высокого давления, которые вращаются с различными частотами вращения на каждом из режимов работы двигателя.

Силовая турбина через рессору приводит во вращение нагнетатель и кинематически не связана с каскадами низкого и высокого давления.

Принцип работы двигателя заключается в следующем. Воздух через входное устройство засасывается 7-ми ступенчатым компрессором низкого давления, сжимается в нем и, проходя через переходник, предназначенный для плавного подвода воздуха, поступает в 9-ти ступенчатый компрессор высокого давления, где происходит окончательное сжатие воздуха.

Из компрессора высокого давления сжатый воздух поступает в задний корпус, где в кольцевом диффузоре происходит снижение скорости потока воздуха, подводимого в камеру сгорания, в которой сжигается природный газ, подаваемый через форсунки. Часть воздуха участвует в сгорании природного газа, а остальная часть охлаждает жаровые трубы камеры сгорания и, смешиваясь с продуктами горения, образует газ требуемой температуры,

					Конструктивные особенности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		29

энергия которого используется в турбинах двигателя.

Из камеры сгорания продукты горения в воздух для их разбавления, поступают в последовательно расположенные турбины: ТВД, ТНД и СТ. В этих турбинах происходит преобразование тепловой (кинетической) энергии горячих газов в механическую работу.

Мощность, развиваемая на турбинах ТВД и ТНД, используется для работы приводов компрессоров КВД и КНД. Мощность, развиваемая силовой турбиной СТ, используется для привода нагнетателя.

Выносная коробка приводов приводится во вращение рессорой, соединенной с ротором компрессора КНД.

3.3 Назначение, устройство, работа и характеристики двухкаскадного центробежного нагнетателя Н ____

Нагнетатель предназначен для сжатия и транспортировки газа по магистральным газопроводам. Работа нагнетателя возможна по схеме одного нагнетателя или параллельная работа нескольких однотипных нагнетателей. Нагнетатели могут быть использованы только по своему прямому назначению и при работе на режимах, указанных в газодинамических характеристиках.

Согласно техническому описанию [25], двухкаскадный нагнетатель Н ____ предназначен для сжатия газа следующего состава в объемных долях, (%): Метан CH_4 – ____ %; Этан C_2H_6 – ____ %; Азот N_2 – ____ %; Пропан C_3H_8 – ____ %; Бутан C_4H_{10} – ____ %; Углекислый газ CO_2 – ____ %.

Характеристики двухкаскадного нагнетателя Н 235-24-1:

- Расчетное значение удельного веса при ____ °С и ____ мм. рт. ст. составляет ____ кг/м^3 ;
- Значение газовой постоянной для сухого газа – ____ Дж/кг·К;
- Максимальное рабочее давление газа на выходе из нагнетателя – ____ Па;

					Конструктивные особенности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		30

- Диапазон регулирования частоты вращения турбины нагнетателя – ____ об/мин;
- Максимальная влажность газа соответствует состоянию насыщения в условиях всасывания;
- Запыленность газа на входе в нагнетатель не выше – ____ мг/м³ (при условиях всасывания);
- Сжимаемый газ горюч, в смеси с воздухом взрывоопасен, по коррозионному воздействию на металлы нейтрален, не токсичен;
- Нагнетатель предназначен для работы на газе с температурой на всасывании до минус ____ °С (не ниже).

Двухкаскадный нагнетатель ____ в разрезе представлен на рисунке 3.

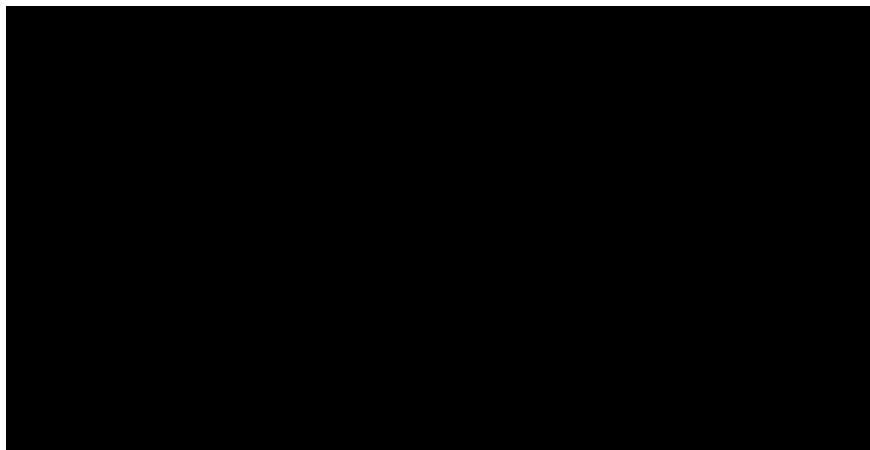


Рисунок 3 – Двухкаскадный нагнетатель ____ (разрез) [25]:

1 – Зубчатая втулка; 2 – Ротор; 3 – Опорный вкладыш; 4 – Торцевое уплотнение; 5 – Пакет; 6 – Цилиндр корпуса; 7 – Рабочее колесо первой ступени; 8 – Диффузор первой ступени; 9 – Диафрагма; 10 – Рабочее колесо второй ступени; 11 – Диффузор второй ступени; 12 – Думмис; 13 – Крышка корпуса; 14 – Упорный диск; 15 – Упорный вкладыш; 16 – Лабиринтное уплотнение

Параметры двухкаскадного нагнетателя ____ при номинальном режиме эксплуатации приведены в таблице 3:

					Конструктивные особенности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 3 – Параметры нагнетателя при номинальном режиме					
№ п/п	Наименование параметров			Значение параметров	
1	2			3	
1	Производительность объемная, отнесенная к 20 °С и 760 мм рт. ст.			___ м³/с (___ м³/сут)	
2	Производительность массовая			___ м³/с (___ м³/сут)	
3	Производительность объемная, отнесенная к условиям всасывания			___ м³/с (___ м³/мин)	
4	Отношение давлений			___	
5	Коэффициент конфузора			___	
6	Давление газа конечное, абсолютное, при выходе из нагнетательного патрубка			___ МПа (___ кгс/см)	
7	Мощность, потребляемая (на муфте турбины)			___ кВт	
8	Температура газа при выходе из нагнетательного патрубка			___ К (___ °С)	
Параметры, указанные в таблице 3 должны обеспечиваться нагнетателем при условиях, приведенных в таблице 4 и при составе газа, указанном выше.					
Таблица 4 – Условия, для обеспечения параметров нагнетателя					
№ п/п	Наименование параметров			Значение параметров	
1	2			3	
1	Давление газа начальное, абсолютное, при входе во всасывающий патрубок нагнетателя			___ МПа (___ кгс/см²).	
2	Температура газа при входе во всасывающий патрубок на нагнетателе			___ К (___ °С).	
3	Плотность газа, отнесенная к 293 К (20 °С) и 760 мм рт. ст.			___ кг/м³.	
4	Частота вращения ротора нагнетателя (номинальная)			___ с⁻¹ (___ об/мин).	
На компрессорных станциях допускается параллельная и (или) одиночная работа нагнетателей. Для опрессовки газопровода допускается работа нагнетателей при конечном абсолютном давлении газа ___ МПа (___ кгс/см²) не более ___ часов в год. Нагнетатель является турбомашинной центробежного типа. Движение газа и повышение давления в проточной части нагнетателя происходит за счет создания поля центробежных сил в рабочем колесе, обеспечивающего					
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Конструктивные особенности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____
					Лист
					32

движение газа от центра колеса к его периферии и за счет преобразования кинетической энергии газа в потенциальную (давления).

Процесс сжатия происходит следующим образом. Газ из всасывающего газопровода поступает во всасывающую камеру нагнетателя, затем в первое рабочее колесо, лопаточный диффузор, обратный направляющий аппарат, второе рабочее колесо, лопаточный диффузор, сборную кольцевую камеру и далее по нагнетательному трубопроводу в трассу.

Система уплотнения нагнетателя поддерживает заданный положительный перепад давления масла над газом в уплотняемой полости.

Пуск и остановка нагнетателя может производиться под полным давлением компримируемого газа.

Нагнетатель оснащен системой регулирования и управления. Система автоматического регулирования, управления и защиты нагнетателя является общей для всего ГПА [25].

Нагнетатель двухступенчатый с тангенциальным подводом и отводом газа. Патрубки корпуса нагнетателя с внутренним диаметром 680 мм расположены соосно и соединяются с газопроводом с помощью сварки. Вся ходовая часть и внутренняя статорная часть нагнетателя, которые включают в себя ротор, подшипники, торцовые, лабиринтные уплотнения, диффузоры, обратный направляющий аппарат и другие элементы выполнены в виде пакета, устанавливаемого в корпусе. Такое выполнение нагнетателя позволяет при необходимости производить быстрый его ремонт или смену проточной части за счет установки запасного пакета.

					Конструктивные особенности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
						33
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

4. Расчетная часть

4.1 Расчет режимов работы двухкаскадного центробежного нагнетателя ____

В состав основных видов расчета газоперекачивающего агрегата, выполненных в рамках различных режимно-технологических задач, входят следующие процедуры [26]:

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

Основными параметрами работы нагнетателя являются:

- степень сжатия, ε ;
- политропный коэффициент полезного действия, $\eta_{пол}$, который определяется как отношение политропической (полезной) мощности к внутренней мощности компрессора;
- внутренняя эффективная мощность нагнетателя N_i , затраченная на работу сжатия.

4.2 Расчет характеристик двухкаскадного центробежного нагнетателя ____

Процесс сжатия в нагнетателе близок к адиабатическому, однако реальный процесс сжатия сопровождается оттоком тепла во внешнюю среду. Такой процесс называют политропическим [27].

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16	Расчетная часть	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16		ДР	34	131
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16				

Основными газодинамическими характеристиками нагнетателя являются:

- напор (степень, ε)
- 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 ;
- рабочее значение производительности Q (объемный расход газа).

Газодинамические характеристики нагнетателя обычно представляют в виде функций, аргументы которых зависят от производительности $Q_{об}$ и скорости вращения вала нагнетателя. Основным методом расчета режима работы нагнетателя является использование его характеристик $E(Q)$, $\eta_{пол}(Q)$, $N(Q)$, которые устанавливает эмпирическую зависимость между указанными параметрами нагнетателя, его объемной производительностью Q и частотой вращения вала N .

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

Газодинамическая характеристика компрессора ____ представлена в приложение В [28].

4.3 Методика теплотехнических и газодинамических испытаний газотурбинных газоперекачивающих агрегатов

Компрессорные станции и компрессорные цеха являются важнейшими активными объектами газотранспортной системы, с помощью которых осуществляется управление запасами, потоками и режимами транспорта газа. Расчёт работы компрессорной станции должен, прежде всего, осуществляться путём расчёта компрессорного цеха.

Расчёт режима работы всех объектов компрессорного цеха не имеет

					Расчетная часть	Лист
						35
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

смысла, поскольку основной задачей является расчёт параметров газового потока на входе/выходе компрессорного цеха, аппараты воздушного охлаждения газа, каждого газоперекачивающего агрегата. Для решения этой задачи достаточно рассматривать только те объекты и факторы, которые непосредственно влияют на режим работы компрессорного цеха. Для диспетчерских задач магистрального транспорта газа (на первом и втором уровнях управления) нет смысла проводить расчёт внутрицеховой трубопроводной обвязки. Достаточно учесть основные потери давления в обвязке компрессорного цеха как потери на входе и выходе. Эти данные могут быть получены путём фактических замеров либо из справочных материалов, основанных на многолетних замерах.

Потери давления в оборудовании и трубопроводах компрессорного цеха.

При диспетчерском управлении расчёт работы компрессорного цеха сводится к расчёту возможных технологических параметров:

- пропускной способности (производительности);
- давления на входе/выходе;
- температуры на входе/выходе.

Расчёт показателей ____

Определим показатели:

- мощности на муфте газотурбинной установки;
- эффективного коэффициента полезного действия;
- отношения давлений центробежного компрессора;
- политропного коэффициента полезного действия центробежного компрессора;
- объемной производительности центробежного компрессора;
- границы помпажных режимов центробежного компрессора.

Подготовку к пуску, эксплуатацию и техническое обслуживание

					Расчетная часть	Лист
						36
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

газотурбинной установки в процессе испытаний производят работники компрессорной станции в соответствии с инструкции по эксплуатации компрессорной станции и правилами технической эксплуатации компрессорного цеха с газотурбинным приводом.

Испытания проводят на установившихся режимах работы газоперекачивающего агрегата.

Критерием тепловой стабилизации газотурбинной установки является изменение температуры рабочей среды по тракту газотурбинной установки, которое не должно превышать 5 °С в течение 30 мин.

Испытания проводят без отбора воздуха после осевого компрессора на собственные нужды компрессорного цеха.

Перед испытаниями газоперекачивающего агрегата должна быть проведена промывка осевого компрессора газотурбинной установки.

На каждом режиме отсчеты показаний измерительных приборов проводят не менее двух раз с интервалом 10-15 мин в течение не более 30 мин.

Испытания проводят на нескольких режимах (не менее трех) в диапазоне нагрузок от 50 % номинальной мощности газоперекачивающего агрегата до максимально допустимой.

Установление режимов производят как переходом с меньшей нагрузки на большую, так и наоборот.

Принципиальная схема измерений приведена на рисунке 4.

Измеряемыми параметрами являются:

- температура воздуха на входе воздухозаборного устройства – t_a ;
- атмосферное (барометрическое) давление на входе воздухозаборного устройства – P_a ;
- перепад давления в воздухозаборном устройстве – ΔP_z ;
- частота вращения ротора силовой турбины – n_{ct} ;

					Расчетная часть	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- температура воздуха на входе осевого компрессора – t_3 ;
- температура воздуха на выходе осевого компрессора (входе камеры сгорания) – t_4 ;
- давление воздуха на выходе осевого компрессора – P_4 ;
- температура топливного газа – t_{m2} ;
- давление топливного газа – P_{m2} ;
- перепад давления топливного газа на расходомерном устройстве на входе камеры сгорания – ΔP_{m2} ;
- частота вращения ротора турбины НД – $n_{нд}$;
- частота вращения ротора турбины ВД – $n_{вд}$;
- температура за силовой турбиной – t_2 ;
- температура за турбиной низкого давления – t_{cm} ;
- перепад давления на входным конфузоре – ΔP_k ;
- давление газа на входе центробежного нагнетателя – $P_{1н}$;
- температура газа на входе центробежного нагнетателя – $t_{1н}$;
- давление газа на выходе центробежного нагнетателя – $P_{2н}$;
- температура газа на выходе центробежного нагнетателя – $t_{2н}$.

					Расчетная часть	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

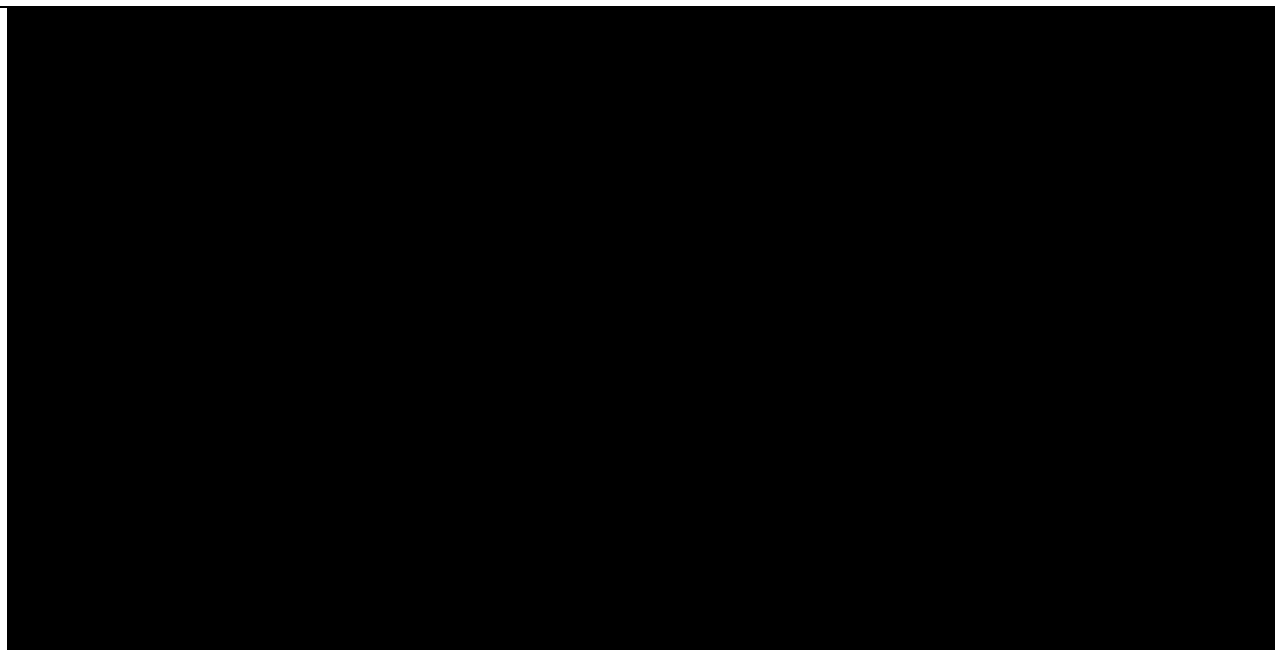


Рисунок 4 – Принципиальная схема измерений параметров газоперекачивающего агрегата [27]

ВЗУ – воздухозаборное устройство

КНД – компрессор низкого давления

КВД – компрессор высокого давления

КС – камера сгорания

ТВД – турбина высокого давления

ТНД – турбина низкого давления

Перед снятием параметров провели анализ погрешностей штатных измерительных приборов газоперекачивающего агрегата, результаты приведены в таблице Д.2 (приложение Д).

4.4 Расчет показателей газотурбинной установки

Мощность на муфте газотурбинной установки N_e определяют одним из следующих способов.

По мощности приводимого центробежного компрессора N_e , кВт, по формуле (1).

$$N_e = \frac{N_i}{\eta_m}, \quad (1)$$

					Расчетная часть	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

где N_i – внутренняя мощность центробежного компрессора;

η_m – механический коэффициент полезного действия центробежного компрессора.

Механический коэффициент полезного действия учитывает потери энергии в подшипниках, насосах и других устройствах.

Для газотурбинных газоперекачивающих агрегатов механические потери составляют $\eta_m = \text{---}$ и принимают их по данным технической документации.

По характеристикам привода, если они были ранее получены при приемосдаточных испытаниях на стендах завода-изготовителя и не требуют проверки.

Коэффициент полезного действия газотурбинной установки η_e , вычисляют по формуле (2).

$$\eta_e = \frac{N_e}{G_{mг} \cdot (Q_m + i_{mг})}, \quad (2)$$

где $G_{mг}$ – расход топливного газа, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$;

Q_m – массовая низшая теплота сгорания, кДж/кг;

$i_{mг}$ – удельная энтальпия топливного газа, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ вычисляемая по формуле (3),

$$i_{mг} = 2,3 \cdot (T_{mг} - 273,15), \quad (3)$$

где 2,3 - средняя удельная теплоемкость топливного газа;

$T_{mг}$ – температура топливного газа, К.

В диапазоне температур топливного газа от 5 °С до 25 °С поправкой – $i_{mг}$ можно пренебречь.

Расход топливного газа $G_{mг}$ определяют по измеренным параметрам на агрегатном замерном узле.

Низшую теплоту сгорания определяют по компонентному составу топливного газа и значений величин теплоты сгорания компонентов в соответствии с ПР 51-31323949-43-99 [27] или принимают по диспетчерским

					Расчетная часть	Лист
						40
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

данным.

Результаты испытаний газотурбинной установки, выполненных по кинематической схеме со свободной силовой турбине, представляют в приведенной форме в соответствии с ГОСТ 20440 [29]. Приведенные параметры вычисляют по формулам (4-9):

- приведенная мощность $N_{e_{np}}$, кВт,

$$N_{e_{np}} = N_e \cdot \frac{P_{a_0}}{P_a} \cdot \sqrt{\frac{T_{3_0}}{T_3}}, \quad (4)$$

где P_{a_0} – стандартное барометрическое давление, МПа;

P_a – атмосферное давление, МПа;

T_{3_0} – стандартная температура воздуха, К;

T_3 – температура воздуха на входе в двигатель, К;

η_{np} – приведенный коэффициент полезного действия,

$$\eta_{e_{np}} = \eta_e, \quad (5)$$

- приведенный расход топливного газа $G_{mz_{np}}$, кг/с,

$$G_{mz_{np}} = G_{mz} \cdot \frac{P_{a_0}}{P_a} \cdot \sqrt{\frac{T_{3_0}}{T_3}} \cdot \frac{Q_{.M}}{Q_{.M_0}}, \quad (6)$$

где $Q_{.M_0}$ – номинальная массовая низшая теплота сгорания, кДж/кг;

- приведенная частота вращения роторов n_{np} , об/мин,

$$n_{np} = n \cdot \sqrt{\frac{T_{3_0}}{T_3}}, \quad (7)$$

- приведенные абсолютные температуры по тракту газотурбинной установки T_{np} , К,

$$T_{np} = T \cdot \frac{T_{3_0}}{T_3}, \quad (8)$$

где T – абсолютная температура, К;

- приведенное отношение давлений в осевом компрессоре газотурбинной

					Расчетная часть	Лист
						41
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

установки $\varepsilon_{\kappa_{np}}$,

$$\varepsilon_{\kappa_{np}} = \varepsilon_{\kappa} \quad (9)$$

где ε_{κ} – отношение давлений в осевом компрессоре.

4.5 Расчет показателей газового компрессора

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

По результатам измерений определяют следующие параметры.

Отношение давлений в центробежного компрессора ε_n по формуле (10):

$$\varepsilon_n = \frac{P_{2_n}}{P_{1_n}} \quad (10)$$

где P_{2_n}, P_{1_n} – абсолютное давление газа соответственно на выходе и входе центробежного компрессора, МПа.

Политропный коэффициент полезного действия центробежного компрессора по формуле (11):

$$\eta_n = \frac{H_n}{H_i} \quad (11)$$

где H_n – номинальная массовая низшая теплота сгорания, кДж/кг;

H_i – полный напор (внутренняя удельная работа).

Внутренняя мощность центробежного компрессора N_i , кВт, по формуле (12):

$$N_i = H_i \cdot G_{1_n}, \quad (12)$$

где G_{1_n} – массовый расход центробежного компрессора, кг/с.

Вычисление z_{2_n} проводят по формуле (13):

$$z_{2_n} = 1 - [(10,2 \cdot P_{2_n} - 6) \cdot 0,345 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta_{\varepsilon} - 0,446 \cdot 10^{-3}] + 0,015] \cdot [1,3 - 0,0144 \cdot (T_{2_n} - 283,2)], \quad (13)$$

где Δ_{ε} – относительная плотность газа по воздуху, вычисляемая по формуле (14):

					Расчетная часть	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\Delta_{\epsilon} = \frac{\rho_0}{1,2044}, \quad (14)$$

Политропный напор H_n , кДж/кг, по формуле (15):

$$H_n = \frac{Z_{cp} \cdot R \cdot T_{1_n}}{m_T} \cdot [(\epsilon_n)^{m_T} - 1] \cdot \zeta, \quad (15)$$

где Z_{cp} – средний коэффициент сжимаемости газа, вычисляют по формуле (16):

$$Z_{cp} = \frac{Z_{1_n} + Z_{2_n}}{2}, \quad (16)$$

где R – газовая постоянная, кДж/кг;

ζ – корректирующий коэффициент, принимают равным 1,0 при $\zeta_n \leq 4,0$;

при $\zeta_n \geq 4,0$, определяют в соответствии с ISO 5389:2005 [30];

m_T – температурный показатель политропы, вычисляют по формуле (17):

$$m_T = lq\left(\frac{T_{2_n}}{T_{1_n}}\right) \cdot \left[lq\left(\frac{P_{2_n}}{P_{1_n}}\right)\right]^{-1}, \quad (17)$$

где T_{2_n}, T_{1_n} – температуры газа соответственно на выходе и входе в центробежный компрессор, К.

Полный напор H_i , кДж/кг, по формуле (18):

$$H_i = i_{2_n} \cdot i_{1_n}, \quad (18)$$

где i_{2_n}, i_{1_n} – энтальпия газа при параметрах выхода и входа в ЦБК соответственно, кДж/кг.

Объемный расход газа на входе в центробежного компрессора Q_{2_n} , м³/мин, по формуле (19):

$$Q_{1_n} = \frac{60 \cdot G_{1_n}}{\rho_{1_n}}, \quad (19)$$

где ρ_{1_n} – плотность газа на входе в центробежного компрессора, кг/м³,

вычисляют по формуле (20):

$$\rho_{1_n} = \frac{p_{1_n} \cdot 10^3}{Z_{1_n} \cdot R \cdot T_{1_n}}, \quad (20)$$

					Расчетная часть	Лист
						43
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Массовый расход компримируемого газа G_{1_n} , кг/с, определяют по одному из следующих способов.

По измеренному перепаду давлений газа на входном сужающем устройстве (конфузоре) ЦБК по формуле (21):

$$G_{1_n} = \frac{A \cdot \sqrt{\Delta P_k \cdot \rho_{1_n}}}{60}, \quad (21)$$

где A – размерный коэффициент расхода, м^{2,5}/мин;

ΔP_k – разность (перепад) давлений на входном конфузоре, кПа;

ρ_{1_n} – плотность газа на входе в центробежный компрессор, кг/м³.

Коэффициент расхода A принимают по результатам приемочных испытаний центробежного компрессора или определяют по результатам индивидуальной тарировки конфузора.

По расходу газа через компрессорного цеха, измеренному на газоизмерительных станциях.

При этом необходимо обеспечить работу в КЦ одного (испытываемого) ГПА.

По измеренной мощности привода, если имеется возможность надежного измерения мощности газоперекачивающего агрегата, например вариант прямого измерения крутящего момента на муфте центробежного компрессора по формуле (22):

$$G_{1_n} = \frac{N_e \cdot \eta_m}{H_i}, \quad (22)$$

С помощью расходомеров ультразвукового типа, типа «аннубар» в соответствии с методикой определения расхода согласно технической документации на устройства.

При обработке результатов испытаний используют приведенные показатели по [27].

Минимальный по составу и форме представления объем показателей:

					Расчетная часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- приведенный объемный расход на входе в центробежный компрессор $Q_{1_{нпр}}$, кг/с, вычисляют по формуле (23):

$$Q_{1_{нпр}} = Q_{1_n} \cdot \frac{n_0}{n_n}, \quad (23)$$

где n_n – номинальная частота вращения ЦБК, об/мин;

n_0 – частота вращения ЦБК, об/мин;

- приведенное отношение давлений $\varepsilon_{нпр}$, вычисляют по формуле (24):

$$\varepsilon_{нпр} = 1 + \frac{Z_{1_n} \cdot R \cdot T_{1_n}}{(Z_{1_{н0}} \cdot R_0 \cdot T_{1_{н0}})} \cdot (\varepsilon_n - 1) \cdot \left(\frac{n_0}{n}\right)^2, \quad (24)$$

где $Z_{1_{н0}}, R_0, T_{1_{н0}}$ – расчетные величины параметров; принимают по паспортным газодинамическим характеристикам ЦБК;

- политропный КПД η_n .

Оценка соответствия параметров газоперекачивающих агрегатов требованиям технических условий.

По результатам испытаний рассчитывают теплотехнические и газодинамические параметры $N_{епр}, \eta_e, \varepsilon_{нпр}, \varepsilon_n, \eta_{пол}, Q_{1_{нпр}}$.

По результатам испытаний газотурбинной установки строят следующие теплотехнические характеристики привода в зависимости от приведенной мощности:

- приведенная температура продуктов сгорания в точке ее штатного измерения;

- приведенные обороты компрессора газогенератора, ограничивающего мощность газотурбинной установки;

- приведенный расход топливного газа;

- эффективный КПД.

При необходимости проводят экстраполяцию графиков до номинального значения мощности.

					Расчетная часть	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Определяют (из инструкции по эксплуатации, технических условий, уставок системы автоматического управления) параметр, ограничивающий величину эксплуатационной загрузки (мощности) газоперекачивающего агрегата. Как правило, это температура продуктов сгорания привода в точке ее штатного измерения и (или) частота вращения газогенератора.

По полученным приведенным характеристикам по каждому из ограничивающих параметров определяют значение приведенной мощности:

- наименьшую ее величину принимают за фактическую номинальную мощность;

- если фактическая мощность не менее указанной в технических условиях, то по приведенной характеристике «мощность-коэффициент полезного действия» определяют значение коэффициент полезного действия газотурбинной установки при номинальной мощности и сравнивают с номинальным значением коэффициент полезного действия из технических условиях;

- если фактическая мощность меньше чем в технических условиях, то по приведенной характеристике «мощность- коэффициент полезного действия» определяют значение коэффициент полезного действия при этой фактической мощности и сравнивают с номинальным значением коэффициент полезного действия из технических условиях.

На основании результатов испытаний центробежного компрессора строят следующие газодинамические характеристики в зависимости от приведенного объемного расхода на входе в центробежный компрессор (Приложение Г) [31]:

- приведенное отношение давлений;
- политропный коэффициент полезного действия.

Полученные параметры сравнивают с данными технических условий в точке с номинальным расходом и отношением давлений.

Если предусмотрено программой-методикой испытаний могут быть

					Расчетная часть	Лист
						46
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

сертифицированы несколько точек на характеристике центробежного компрессора.

По результатам испытаний подготавливают таблицу соответствия теплотехнических и газодинамических параметров.

Коэффициенты технического состояния газотурбинной установки по мощности K_{Ne} и расходу топливного газа $K_{TГ}$ определяют в следующей последовательности.

По результатам обработки результатов инструментального обследования строят теплотехнические характеристики газотурбинной установки в зависимости от приведенной мощности:

- приведенная температура продуктов сгорания в точке ее штатного измерения;
- приведенные обороты компрессоров низкого давления и высокого давления, ограничивающего мощность агрегата;
- приведенный расход топливного газа.

При необходимости проводят экстраполяцию графиков до номинального значения мощности.

Расчет теплотехнических, газодинамических характеристик и определения коэффициентов технического состояния по результатам обследования агрегата _____ приведены в таблицах Д.1, Д.2 (приложение Д).

					Расчетная часть	Лист
						47
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

4.6 Расчет показателей энергоэффективности газоперекачивающих агрегатов

В качестве показателя энергоэффективности газоперекачивающего агрегата используется коэффициент полезного действия. Для анализа причин возможного снижения показателей энергоэффективности газоперекачивающего агрегата используют показатели технического состояния газотурбинной установки, центробежного нагнетателя [27].

Показатели энергоэффективности газоперекачивающего агрегата представлены в таблице 5.

Таблица 5 – показатели энергоэффективности газоперекачивающего агрегата и технологического оборудования компрессорного цеха

Показатель	Обозначение	Единицы измерений	Величина
Коэффициент полезного действия газоперекачивающего агрегата с газотурбинным приводом	$\eta_{ГПА}$	-	—
Удельный расход топливного газа ГПА	$E_{ГПА}$	кг у.т./кВт·ч	—
Эффективный коэффициент полезного действия газотурбинной установки	η_e	-	—
Политропный коэффициент полезного действия центробежного нагнетателя	$\eta_{пол}$	-	—
Коэффициент технического состояния по мощности	K_{N_e}	-	—
Коэффициент технического состояния по расходу топливного газа	K_{m_g}	-	—
Коэффициент технического состояния центробежного нагнетателя	K_n	-	—

5. Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____

5.1 Общие положения

Обслуживание ГПА (пуски, остановки, эксплуатация) должно производиться в соответствии с требованиями технических инструкций заводов-изготовителей [32].

На каждый ГПА должен быть составлен и постоянно вестись эксплуатационный формуляр. В его состав входят следующие данные и разделы:

- указания по ведению эксплуатационного формуляра;
- тип, мощность, основные параметры установки;
- срок ввода;
- наработка установки;
- количество пусков и вынужденных остановок;
- повреждения узлов и деталей ГТД;
- проведённые ремонты (с регистрацией изменения характерных размеров узлов и деталей ГПА);
- замена узлов и деталей ГПА;
- наработка по наиболее нагруженным узлам и деталям ГПА с регламентированным моторесурсом;
- проведение модернизации и переделок при внедрении информационных писем заводов-изготовителей и мероприятий;
- особые замечания по эксплуатации, отказам и авариям ГПА;
- статические регулярные сведения о параметрах работы ГПА

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок					
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата	Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____			Литера	Лист	Листов
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16				ДР	49	131
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Консульт.										
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16						

(мощность, КПД, температура по тракту ГПА, вибрация, удельный расход масла).

5.2 Пуск газотурбинного ГПА и вывод на режим нагрузки

Пуск двигателя должен производиться под руководством начальника смены (сменного инженера) цеха, а после выхода из ремонта – под руководством начальника станции или старшего инженера по ремонту в присутствии ответственных представителей ремонтной организации по специальному письменному наряду.

Первый пуск двигателя после ревизии или капитального ремонта может осуществляться пооперационно путем дистанционного управления отдельными узлами. Последующие пуски должны производиться только автоматически.

Как при пооперационном, так и при автоматическом пуске должны выполняться последовательность операций, предусмотренная технической инструкцией завода-изготовителя по обслуживанию ГПА.

Перед зажиганием камеры сгорания должна быть обеспечена вентиляция трактов ГПА. В соответствии с инструкцией и особенностями конструкции для обеспечения более надежной вентиляции трактов ГПА, допускается производить холодную прокрутку на турбодетандере без включения зажигания. После неудачной попытки запуска повторный цикл зажигания категорически запрещается производить без предварительной вентиляции тракта ГПА [33].

Пуск должен быть немедленно прекращен персоналом цеха в случаях:

- повышение температуры газа выше допустимой по графику пуска;
- задеваний и посторонних шумов в проточной части, повышенной вибрации установки;
- возникновения загорания на двигателе или его коммуникациях;
- помпажных явлениях в ОК;
- недопустимого открытия регулирующего клапана;

					Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- проявление течи масла;
- во всех случаях, грозящих жизни людей и сохранности ГПА.

Повторные пуски двигателей из горячего состояния разрешаются после устранения причин остановки, при этом последовательность пуска сохраняется.

Пуск ГПА после аварийной остановки по причинам повышения температуры перед ТВД, повышения температуры подшипников, осевых сдвигов роторов разрешается только после вскрытия соответствующих узлов ГПА и устранения причин, вызвавших остановку.

5.3 Обслуживание ГПА во время работы

Контроль за состоянием ГПА и обслуживание в процессе эксплуатации должны проводиться в строгом соответствии с требованиями технической инструкции по обслуживанию завода-изготовителя.

После монтажа и наладки ГПА должны проводиться испытания по утвержденной типовой методике определения фактических показателей установки. Контрольные испытания должны проводиться перед остановкой ГПА на капитальный ремонт и после капитального ремонта, а также, при систематическом отклонении параметров от нормальных, требующем выяснения причин отклонения.

Во время работы ГПА эксплуатационный персонал обязан:

- поддерживать требуемый режим работы ГПА, обеспечивая их наиболее экономичную и рациональную загрузку;
- следить за показаниями приборов, причина любого ненормального отклонения в показаниях приборов должна немедленно выясняться для принятия соответствующих мер;
- поддерживать температуру и давление охлаждающего масла в системе смазки в необходимых пределах;
- следить за чистотой фильтров в маслосистеме и маслобаке;

					Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- контролировать перепад давления на воздушных фильтрах воздухозаборной камеры, следить за их чистотой;
- производить тщательную уборку установки;
- вести необходимые записи в эксплуатационных документах и ведомостях;
- строго выполнять требования должностных и эксплуатационных инструкций.

Для обеспечения надежной и безаварийной работы ГПА необходимо выполнять требования:

- не допускать повышения температуры продуктов сгорания по тракту ГПА выше установленной величины;
- контролировать скорость вращения валов ГПА.

Контролировать:

- уровень масла в отсеках маслобака;
- давление топливного и импульсного газа.

Температура масла смазки и металла подшипников должна быть не выше допустимого. Быстрое возрастание температуры в любом из подшипников свидетельствует о его аварийном состоянии, агрегат должен быть остановлен.

Категорически запрещается при пуске или в процессе эксплуатации отодвигать аварийные установки приборов или отключать защиты ГПА. Ежемесячно эксплуатационный персоналом должен производиться осмотр агрегатов и оборудования [23].

Во время осмотра должны проверяться:

- воздухозаборные устройства ГПА, воздухопроводы и газоходы;
- газо- и маслопроводы, их соединительные фланцы и арматура;
- циркуляционные насосы, водоводы, АВО масла;
- крепление оборудования, трубопроводов к фундаментам и опорам;
- наружная изоляция трубопроводов;

					Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		52

- контрольно-измерительные приборы, устройства регулирования и автоматики;

- положения шлангов на узлах управления и наличие необходимых плакатов.

Все обнаруженные во время работы оборудования дефекты должны фиксироваться в журнале дефектов и эксплуатационных формулярах. Немедленно должны приниматься меры для устранения неполадок.

5.4 Эксплуатация ГПА в холодное время года

Низкие температуры в холодное время года снижают надежность работы агрегатов из-за хладноломкости металла, увеличивают возможность отказов в работе узлов управления кранами и самих кранов, затрудняют операции по технологическим переключениям цеха, АВО.

Для обеспечения безопасной эксплуатации установки при температуре наружного воздуха ниже допустимой по техническим условиям завода-изготовителя необходимо включить систему подогрева на всасе осевого компрессора.

При низких температурах наружного воздуха может быть достигнута мощность ГПА значительно выше номинальной без превышения максимальной температуры газа перед турбиной. Необходимо следить, чтобы нагрузка установки (из условий механической прочности) не превышала по мощности предельно допустимой техническими условиями.

При остановке агрегата на срок свыше одного часа и необходимости последующего пуска должен быть включен подогрев масла [33].

При подготовке к эксплуатации в холодное время года должны быть выполнены мероприятия по плану подготовки к осенне-зимней эксплуатации. При этом системы вентиляции и теплоснабжения должны обеспечивать во всех помещениях и других местах расположения маслопроводов, водоводов и

					Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		53

прочих коммуникаций температуру не ниже +5 °С.

5.5 Предупреждение помпажных режимов осевого компрессора

Неустойчивые режимы осевого компрессора, основными из которых являются вращающийся срыв и помпаж, создают недопустимые усталостные напряжения в лопаточном аппарате, возрастание вибрации и поломки лопаток.

Эксплуатация ГПА в зоне неустойчивых помпажных режимах не разрешается.

Работа агрегата в условиях неустойчивого режима осевого компрессора характеризуется повышением температуры продуктов сгорания перед турбиной при неизменной или понижающейся нагрузке и температуре наружного воздуха, колебанием давления воздуха за компрессором, ненормальным звуком и ударами в проточной части осевого компрессора. При возникновении помпажных явлений установка должна быть немедленно остановлена для устранения причин, вызывающих помпаж.

Во время работы ГПА помпажные и неустойчивые режимы осевого компрессора могут возникнуть:

- при возрастании разряжения на всасе вследствие пыльной бури, снегопада или обледенения всасывающего тракта и входного лопаточного аппарата осевого компрессора;
- при сбросе или резком возрастании нагрузки ГПА;
- при недостаточной подаче топливного газа вследствие загрязнения и закоксования горелок или загрязнения фильтров на подводе топливного газа;
- при неудовлетворительном техническом состоянии проточной части турбоагрегата, загрязнении осевого компрессора.

Для обеспечения устойчивой работы осевого компрессора в процессе пуска и при значительном снижении числа оборотов применяется поворотный направляющий аппарат осевого компрессора, который должен быть настроен в

					Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		54

соответствии с требованиями технической инструкции завода-изготовителя.

Необходимо обращать внимание на предупреждение помпажных явлений в компрессоре во время повторного пуска, возможность появления которых при горячей проточной части турбоагрегата возрастает.

При наступлении условий возможного обледенения необходимо включать в работу противообледенительные устройства системы подготовки циклового воздуха. Период включения противообледенительных устройств определяется в зависимости от района расположения станции или по показаниям приборов в соответствии с требованиями инструкции завода - изготовителя. Включение и отключение оформляется записью в оперативном журнале и эксплуатационном формуляре ГПА [32].

Для предотвращения помпажных режимов осевого компрессора в процессе работы ГПА необходимо следить за показаниями приборов, измеряющих температуру газа перед турбиной и давление воздуха в нагнетании компрессора, давлением топливного газа, скоростью вращения и нагрузкой установки, а также отсутствием обледенения на входе в компрессор.

5.6 Предупреждение помпажных режимов работы центробежного нагнетателя

Помпаж центробежного нагнетателя является следствием работы при высоких степенях сжатия и малых расходах в зоне неустойчивых режимов (например, в результате изменения режима газопровода, роста сопротивления на входе или выходе нагнетателя, самопроизвольной перестановке кранов, аварийной остановке одного из последовательно работающих нагнетателей и других причин, связанных с уменьшением расхода через нагнетатель). Помпаж сопровождается резкими колебаниями расхода и давления газа, увеличением вибрации и характерным звуком в нагнетателе, что может привести к разрушению узлов ГПА и обвязки нагнетателей. Работа в зоне помпажных режимов нагнетателя не допускается [33].

					Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		55

Для предохранения центробежного нагнетателя от перехода в зону неустойчивой работы в случае уменьшения расхода транспортируемого газа или увеличения степени повышения давления необходимо осуществлять контроль за работой нагнетателя и использовать сигнализаторы помпажа, и противопомпажные регуляторы.

Для уменьшения сопротивления на входе нагнетателя в результате гидратообразования следует выводить нагнетатель "на кольцо" с целью разрушения гидратов путем увеличения температуры газа.

5.7 Нормальный останов

Нормальная остановка производится с охлаждением ГТД на промежуточных режимах и является предпочтительной и самой благоприятной с точки зрения дальнейшей эксплуатации агрегата.

Нормальная остановка производится по распоряжению диспетчера, или при необходимости остановить агрегат на регламентные работы, под руководством сменного инженера.

Нормальная остановка установки может быть осуществлена автоматически – нажатием кнопки «Нормальный останов» на щите управления или пооперационно.

Порядок нормальной остановки ГПА определяется технической инструкцией завода-изготовителя.

При выбеге роторов следует обращать внимание на отсутствие в проточной части турбомашин посторонних шумов и вибрации, возникновение которых свидетельствует о наличии дефектов; без выяснения причин шумов и вибрации и их устранения пуск ГПА запрещается.

5.8 Аварийный останов

Аварийная остановка установки должна происходить при срабатывании

					Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		56

защит установки согласно требованиям завода-изготовителя [33].

Аварийная остановка ГПА должна быть осуществлена в следующих случаях:

- при воспламенении масла на турбине;
- при появлении дыма из подшипников;
- при появлении металлического звука или постороннего шума в установке;
- при внезапном прорыве газа в помещение машинного зала;
- при взрыве или хлопке в камерах сгорания или газоходах;
- во всех случаях, создающих угрозу безопасности обслуживающего персонала или поломки оборудования.

Каждая вынужденная остановка должна тщательно расследоваться, и по результатам расследования должны намечаться мероприятия для предупреждения подобных вынужденных остановок в будущем.

5.9 Техническое обслуживание

На каждом газоперекачивающем агрегате должны быть организованы техническое обслуживание оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций. Регламент технического обслуживания ГПА, технология и периодичность выполнения регламентных работ должны устанавливаться в соответствии с техническими условиями, инструкциями завода изготовителя ГПА и действующими нормативными документами [34].

Профилактические, регламентные и ремонтные работы производятся с целью поддержания ГПА в состоянии готовности к работе, увеличения долговечности ГПА при оптимальных рабочих параметрах, предупреждения появления возможных дефектов и неисправностей, могущих привести к вынужденным остановкам во время работы. От своевременного и качественного выполнения ППО и ППР зависит продолжительность и

					Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		57

безопасность работы ГПА, готовность его к запуску, ППО и ППР способствует также повышению культуры эксплуатации оборудования.

Настоящей инструкцией предусмотрены следующие виды ППО и ППР по ГПА:

- а) осмотры и работы через 500..750 часов работы;
- б) осмотры и работы через 3000 часов работы (1 раз в 6 месяцев);
- в) осмотры и работы через 6000...6500 часов (1 раз в год).

На эксплуатирующем предприятии должны быть составлены графики осмотров.

До вывода агрегата на НПО и ППР должны быть проведены следующие мероприятия:

- а) составлен технологический план-график выполнения ППО и ППР;
- б) согласно предварительной дефектной ведомости заготовления необходимые изделия, материалы, инструменты и приспособления;
- в) укомплектованы, приведены в исправность и проверены такелажное оборудование и подъемно-транспортные механизмы;
- г) подготовлены рабочие места;
- д) выполнены противопожарные мероприятия и мероприятия по технике безопасности;
- е) укомплектован и проинструктирован персонал.

При техническом обслуживании на ГПА проводятся:

- текущие осмотры и контрольные операции, не требующие разборки узлов оборудования;
- осмотры камер сгорания;
- средние ремонты (инспекции деталей горячего тракта);
- капитальные ремонты с разборкой всей ГПА.

Результаты пройденных осмотров, обнаруженные дефекты и их устранение, а также данные о всех выполненных работах, проведенных замерах

					Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		58

записывайте и ремонтный журнал, суточную ведомость и формуляр агрегата. Выявленные дефекты устраняйте немедленно.

Сведения с плановых и неплановых работах внесите в соответствующие разделы паспортов и формуляров.

По окончании осмотров удалите с наружных поверхностей агрегата инструмент посторонние предметы, масло, обтирочный материал, влагу.

Результаты проверок приборов и агрегатов заносите в их паспорта.

Своевременно произведите замену отдельных агрегатов и приборов, имеющих ограниченный срок службы и выработавших свой ресурс. Перечень агрегатов и приборов и их характеристики приведены в формулярах ГТД и нагнетателя.

При демонтаже трубопроводов концы труб и отверстия штуцеров должны быть закрыты заглушками.

При проведении работ, связанных с вскрытием проточной части ГТД и внутренних полостей нагнетателя, разработаете и выполните мероприятия, исключающие возможность попадания предметов в проточную часть ГТД или внутрь нагнетателя.

Электросварочные работы в укрытии на конструкциях электрически связанных с ГПА выполняйте при соблюдении следующих условий: рама ГТД должна быть заземлена не менее чем в двух точках проводом сечением не менее ____ мм²;

Электросварочные работы на конструкциях ГПА возможны только по согласованию с заводом-изготовителем и по его технологии.

После окончания любых ремонтных или регламентных работ на агрегате произведите горячий запуск агрегата в нормальном порядке при работе нагнетателя на газовое кольцо. Через ____ мин. работы ГПА на рабочем режиме проверьте параметры работы агрегата и исправное функционирование отдельных механизмов и узлов. В случае отсутствия замечаний нормально остановите ГПА и переведите его в резерв.

					Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

6. Кольцевой диффузорный канал турбомашин

6.1 Классификация диффузоров

В газотурбинных двигателях, используемых в качестве привода, например, нагнетателя природного газа и получения при этом максимальной мощности, в качестве выходных устройств применяются конструкции, проточная часть которых представляет собой расширяющийся канал – диффузор.

Диффузорами называются аэродинамические устройства, предназначенные для преобразования кинетической энергии потока в потенциальную (уменьшения скорости, повышения давления) с возможно большей эффективностью. Они представляют собой каналы, расширяющиеся при дозвуковых скоростях и суживающиеся при сверхзвуковых. Диффузоры подразделяются на прямоугольные (плоские), конические и кольцевые [35]. Они могут выполняться с прямолинейными или криволинейными образующими.

6.2 Характеристика выходного кольцевого диффузора газовой турбины

Для турбиностроения наибольший интерес представляют кольцевые диффузоры, используемые в осевых турбомашин для торможения потока, выходящего из последней ступени. Применение прямолинейных и слабоизогнутых кольцевых диффузоров ограничено вследствие необходимости значительного увеличения осевых габаритов выхлопов. Поэтому обычно выходные патрубки выполняют с осерадиальными диффузорами, которые представляют собой криволинейный кольцевой диффузор, разворачивающий

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16	Кольцевой диффузорный канал турбомашин	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16		ДР	60	131
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16				

поток на 90° .

Внутренний обвод кольцевого диффузора обычно называют обтекателем, наружный обвод – обечайкой. За осевую линию принимают ось турбомашины. Средняя линия S определяется как геометрическое место центров окружностей, вписанных в контур диффузора. За ширину проходного сечения диффузора принимается линия АВ (рисунок 5), соединяющая точки касания данной окружности с обводами обтекателя и обечайки.

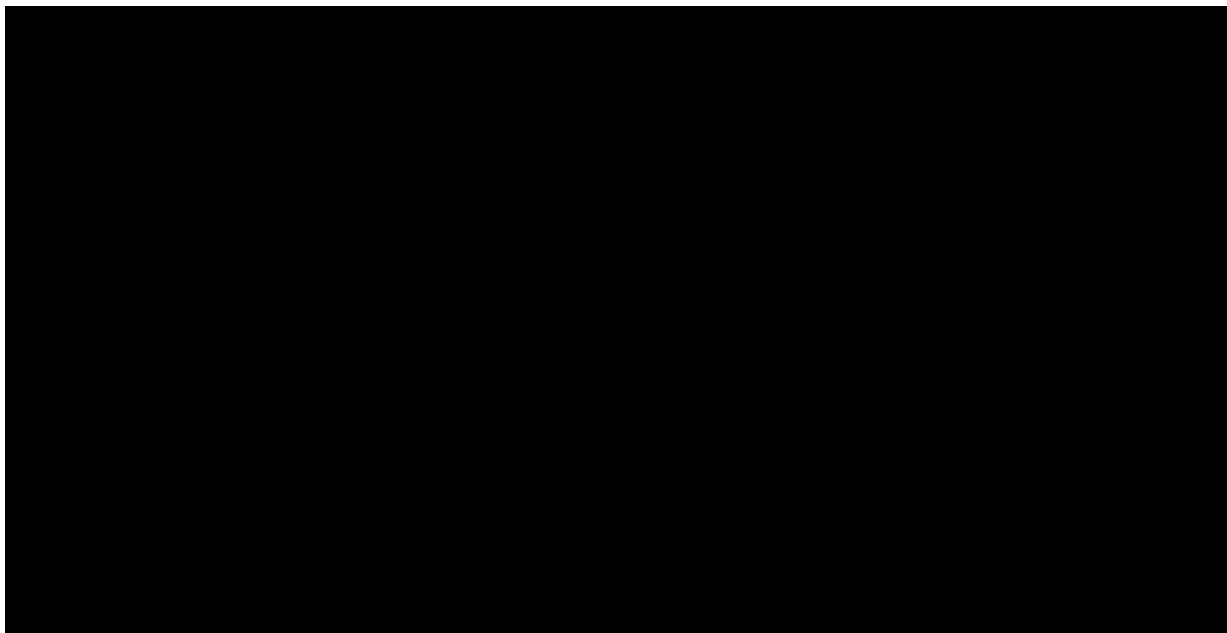


Рисунок 5 – Осерадиальный диффузор [36]

Проточную часть осерадиального диффузора условно можно считать состоящей из трех участков: осевого, где основное торможение потока осуществляется при его движении в осевом направлении, радиального, где поток движется в радиальном направлении, и поворотного, где происходит поворот потока на 90° .

Для определения формы обтекателя и обечайки введем входные углы наклона образующих α_1 и α_2 и радиусы R_1 и R_2 окружностей, дугами которых ограничен поворотный участок.

Осерадиальные диффузоры удобно разделить на три класса по типам турбомашин. Это вызвано тем, что для компрессорных и паротурбинных

					Кольцевой диффузорный канал турбомашины	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		61

диффузоров, в отличие от газотурбинных, характерно резкое ограничение осевых размеров. В то же время значительная разница во втулочных отношениях d компрессорных и паротурбинных диффузоров вызывает существенное различие их геометрии. Меридиональное сечение компрессорного диффузора представляет собой узкий и достаточно длинный канал, а паротурбинного — широкий и короткий. Очевидно, что в столь различных каналах физическая картина течения будет также неодинакова. Это, в свою очередь, приводит к тому, что оптимальные соотношения геометрических параметров и способы улучшения работы для диффузоров различных типов будут разными [36].

При классификации в качестве основной характеристики естественно принять втулочное отношение, так как каждому типу турбомшины соответствует свой диапазон изменения данного параметра, определяемого относительной длиной лопатки последней ступени. Выходные диффузоры осевых компрессоров (компрессорные диффузоры) характеризуются втулочным отношением $d = 0,7 \div 0,9$, диффузоры выхлопных патрубков ЦНД паровых турбин 1 — значением $d = 0,42 \div 0,52$. Газотурбинные диффузоры занимают промежуточный диапазон: $d = 0,5 \div 0,75$.

Поток в диффузорах, применяемых в выходных патрубках турбомашин, в большинстве случаев носит отрывной характер. Они обстоятельно рассмотрены, например, в работе [35], в которой изложены и современные методы расчета, основанные на теории пограничного слоя. Отрыв потока от стенок диффузора всегда сопровождается повышенными потерями давления. Для их уменьшения необходимо стремиться к снижению интенсивности отрывных явлений и смещению точки отрыва вниз по потоку. Аэродинамика отрывных течений не поддается теоретическим расчетам, хотя в последнее время появились работы, основанные на приближенных теоретических подходах. Указанные методы расчета касаются только простейших каналов.

					Кольцевой диффузорный канал турбомшины	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Более сложные (в частности, осерадиальные) диффузоры при существующем уровне теоретических знаний пока не могут быть спроектированы чисто расчетным путем, а их исследование и аэродинамическое совершенствование проводится экспериментально.

6.3 Мероприятия по снижению динамической нагрузки на стенки выхлопного диффузорного патрубка

Кольцевые диффузоры являются неотъемлемой частью газовых турбин, обеспечивая снижение сопротивления выхлопного патрубка турбомашины, а, как следствие, и давление за последней ступенью турбины в результате преобразования кинетической энергии газов, покидающих последнюю ступень турбины, в потенциальную энергию.

Для такого преобразования чаще всего используют геометрические диффузоры, представляющие собой каналы с непрерывно увеличивающейся площадью в направлении движения рабочего тела. В газовых турбинах наиболее часто используются развитые кольцевые диффузоры с достаточно высокой степенью расширения n .

Согласно опытным данным в кольцевом диффузоре при степени расширения $n = 4$, равномерном поле скоростей в его входном сечении и безотрывном течении коэффициент восстановления энергии ζ может достигать 80 – 83 %. То есть примерно 80 % кинетической энергии потока, выходящего из газовой турбины, может быть преобразовано в потенциальную энергию [37].

Реальный эффект от установки таких диффузоров за газовой турбиной оказывается существенно меньшим, так как за последней ступенью поток характеризуется значительной радиальной неравномерностью поля скоростей и направление этих скоростей может заметно отличаться от осевого направления. Кроме того, в проточной части таких диффузоров располагаются мощные

					Кольцевой диффузорный канал турбомашины	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

крепежные ребра, существенно увеличивающие аэродинамические сопротивления. В результате коэффициент восстановления энергии снижается до 45 – 50 % и реальный прирост мощности редко превышает 3 – 4 % при очень больших осевых габаритах рассматриваемых диффузоров.

Габариты диффузора могут заметно превышать осевые размеры собственно газовой турбины. При этом возникает серьезная проблема с обеспечением вибрационной надежности всего выхлопного тракта газовой турбины и всей установки в целом.

В ряде случаев уровень вибрации нагруженных стенок диффузоров достигает недопустимо высоких значений, вызывающих, в конечном счете, появление трещин на внешнем обводе диффузора и даже его разрушение опор диффузорного патрубка.

В основе возникновения таких высоких динамических нагрузок на стенках диффузоров лежат чисто аэродинамические причины, обусловленные характером течения внутри проточной части отсека «последняя ступень - диффузор».

Основная область генерации пульсаций давления в диффузоре располагается непосредственно в его входном сечении, где амплитуда пульсаций в этой области при всех углах раскрытия имеет максимальную величину, численное значение которой нарастает с увеличением угла раскрытия канала α до 15° .

Для обеспечения вибрационной надежности газотурбинных диффузоров необходимо в первую очередь добиваться снижения величины пульсаций давлений в их проточных частях.

Решить эту задачу возможно либо путем прямого воздействия на характер течения рабочей среды, либо установкой вблизи внутренней поверхности внешнего обвода кольцевого диффузора специальных аэродинамических демпферов, обеспечивающих гашение пульсаций давления в пристеночной области течения.

					Кольцевой диффузорный канал турбомшины	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Среди способов снижения вибрации стенок диффузоров было предложено два наиболее перспективные с точки зрения технической реализации: установка перфорированных экранов около внешнего обвода и применение продольного внутреннего оребрения.

Рассмотрены диффузоры с гладкими внутренними поверхностями, с продольно-оребрёнными поверхностями и диффузоры с пристеночными перфорированными экранами.

Суть продольного оребрения в кольцевом диффузоре, показанного на рисунке 6, состоит в установке вдоль обтекаемой поверхности 1 клиновидных ребер 2 с расположением их вершин во входном сечении. Для диффузора с углом раскрытия внешней образующей $\alpha_1 = 15^\circ$ и степенью расширения $n = 4$ использовалось так же оребрение и с подрезкой начиная со степени расширения канала $n = 2$.

На рисунке 7 показана схема установки перфорированного экрана-диффузора. Для исключения протечек в зазоре внешняя стенка - перфорированный диффузор ($\delta = 5$ мм) решено было использовать ватную набивку.

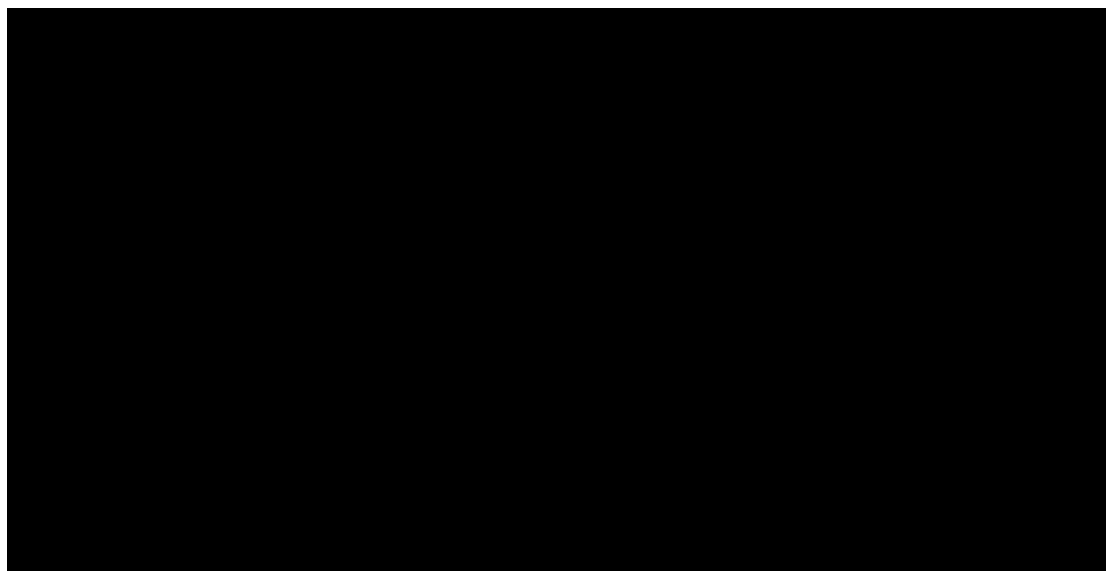


Рисунок 6 – Схема кольцевого диффузора с внутренним оребрением [15]:
1 – внешняя поверхность; 2 – ребро

					Кольцевой диффузорный канал турбомашины	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		65

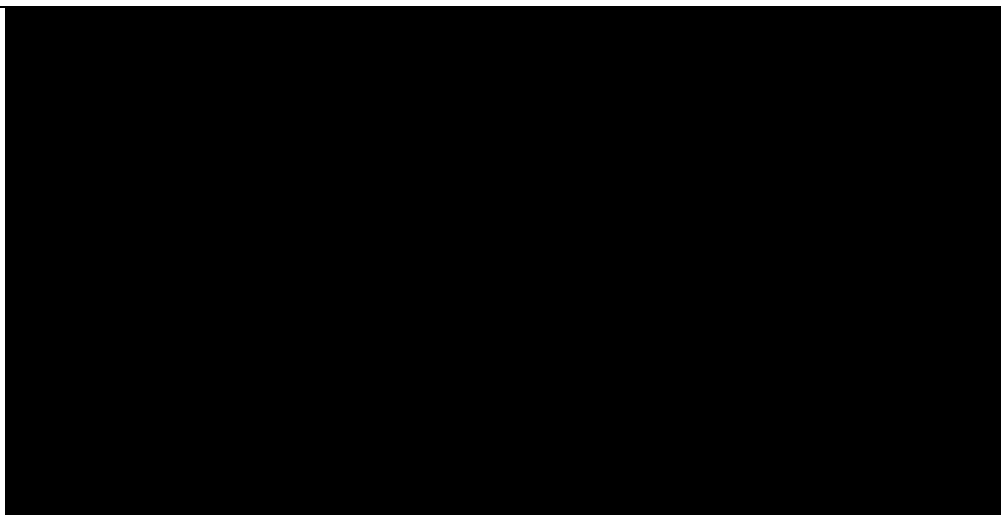


Рисунок 7 – Схема кольцевого диффузора с установленным перфорированным коническим диффузором [15]:

1 – внешняя поверхность, 2 – перфорированный конический диффузор

На первом этапе исследований рассматривалось влияние геометрических параметров диффузоров и закрутки потока, свойственной при течении за турбинной ступенью (угол φ), в их входном сечении на восстановительную способность диффузоров (рисунок 8 а) и их вибрационные характеристики (рисунок 8, б).

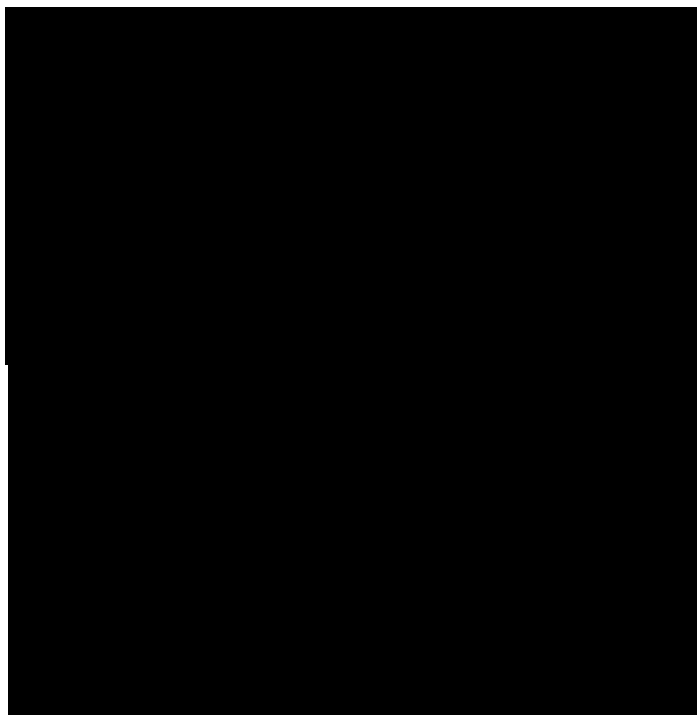


Рисунок 8 – Зависимость коэффициента полных потерь (а) и виброскорости (б) от угла закрутки потока во входном сечении [15]:

1- диффузор $\alpha_1 = 7^\circ$, $n = 2$; 2 – $\alpha_1 = 15^\circ$, $n = 2$; 3 – $\alpha_1 = 15^\circ$, $n = 4$; 4 – $\alpha_1 = 15^\circ$, $n = 4$ оребрение с подрезкой; 5 – $\alpha_1 = 15^\circ$, $n = 4$ с перфорир. экраном

					Кольцевой диффузорный канал турбомашины	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		66

Из представленных графиков видно, что при одинаковой степени расширения $n = 2$ отказ от использования в выходных диффузорах ГТ каналов с углом раскрытия диффузора $\alpha_1 = 7^\circ$ (кривая 1) и переход к диффузору с углом раскрытия $\alpha_1 = 15^\circ$ (кривая 2) не дает значительных изменений в отношении гидравлического сопротивления (рисунок 8, а) и изменения вибрационных характеристик (рисунок 8, б). Однако переход к диффузору с углом раскрытия $\alpha_1 = 15^\circ$ дает уменьшение длины выхлопного диффузора газовой турбины более чем в 2 раза.

Изменить сложившуюся ситуацию позволило введение системы оребрения в проточную часть диффузоров (кривые 4, 5, 6, 7 рисунки 8, а и б).

Необходимо признать, что введение системы оребрения в проточную часть диффузоров привело к некоторому росту коэффициента полных потерь ζ_n на всех моделях, хотя этот рост нельзя назвать критическим.

С другой стороны оребрение диффузора привело к снижению всех виброхарактеристик, рисунок 8, а. Причем, для оребренного диффузора $\alpha_1 = 15^\circ$ $n = 4$, выполненного по схеме с подрезанными ребрами (кривая 8), наблюдается снижение виброскорости более чем в 2,5 раза, а для безотрывных диффузоров с $\alpha_1 = 7^\circ$ и $\alpha_1 = 15^\circ$ при $n = 2$ (кривые 4 и 5) снижение в среднем всего на 30%. Клиновидное оребрение в диффузоре с большой степенью расширения $n = 4$ и углом раскрытия $\alpha_1 = 15^\circ$ показало худший результат как по приросту коэффициента полных потерь $\Delta\zeta_n$, так и по виброхарактеристикам (кривые 6, рисунки 8, а и б), по всей видимости это связано с повышенным взаимодействием потока с довольно большими ребрами.

Вторым способом снижения вибрации может быть применение защитных перфорированных экранов. Испытания широкоугольного диффузора с $\alpha_1 = 15^\circ$ $n = 4$ с защитным экраном и ватной набивкой, показали очень высокую эффективность применения данного способа защиты от вибрации стенок

					Кольцевой диффузорный канал турбомшины	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

канала, вибрационные характеристики уменьшились в 3-4 раза (рисунок 8, б, кривая 8), а применение ватной набивки позволило получить диффузорный эффект сопоставимый с тем же диффузором, но при системе продольного оребрения с подрезкой.

В качестве критерия аэродинамического совершенства рассматриваемых диффузоров был выбран коэффициент полных потерь ζ_n , который включает как внутренние потери в канале ζ , так и потери с выходной скоростью $\zeta_{вс}$.

Наличие закрученного поля скоростей на входе в исследуемые каналы способствует переносу массы вещества с большей кинетической энергией в направлении внешнего обвода, что привело к большей наполненности профиля скоростей и, как следствие, к снижению коэффициента полных потерь.

Вибрационные испытания показали, что улучшение условий течения вблизи стенки канала при закрученном поле скоростей приводит к заметному улучшению виброхарактеристик канала, так как динамические нагрузки на стенках, защищенных пограничным слоем, всегда меньше нагрузок, которые испытывают стенки при прямом контакте с оторвавшимся нестационарным потоком.

Расчет кольцевого диффузора приведен в таблице Е.1 (приложение Е).

Заключение

Представленные результаты показывают, что решение задачи по снижению величины пульсаций давления рабочих сред в кольцевых диффузорах ГТУ является крайне актуальным.

Наиболее естественным способом повышения экономичности и мощности ГТУ является использование широкоугольных диффузоров с большими степенями расширения в системах выхлопных патрубков, что позволит уменьшить вибрацию стенок диффузоров, вызванную недопустимым уровнем пульсаций давления рабочих сред при течении их в каналах.

					Кольцевой диффузорный канал турбомашины	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Предложено два способа снижения вибрационной нагрузки диффузорных каналов турбомашин.

Введение в кольцевых диффузорах продольного оребрения на внутренней поверхности внешнего обвода существенно меняет картину течения и ведет к более интенсивному нарастанию давления и снижению скорости на первой половине канала, чем при отсутствии оребрения. Это обстоятельство позволяет при сохранении высокой степени расширения диффузорного канала заметно сократить его осевую длину.

Введение продольного оребрения в кольцевых диффузорах не привело к качественному изменению зависимости коэффициента полных потерь от угла закрутки потока во входном сечении. Как и в гладких диффузорах при углах закрутки $\varphi < 15^\circ$, указанный коэффициент несколько снижается и только при $\varphi > 15^\circ$ наблюдается его заметное увеличение.

Весьма эффективным средством защиты стенок диффузоров от динамических нагрузок со стороны движущихся рабочих сред является введение в канал перфорированных пристеночных экранов с заполнением зазора до стенки диффузора демпфирующим материалом типа минеральной ваты.

Применение минеральной ваты в зазоре «пристеночный экран – внешний обвод» кольцевого диффузора газовой турбины позволяет выполнить термоизоляцию не снаружи диффузора, а внутри, либо использовать ее как первую ступень общей термоизоляции диффузора.

					Кольцевой диффузорный канал турбомашин	Лист
						69
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Экономическое обоснование работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____

В данном разделе проведен ряд мероприятий: анализ сильных и слабых сторон проекта; оценка степени готовности разработки к коммерциализации; построение календарного графика проекта; расчет эксплуатационных затрат до и после проведения мероприятия; расчет технико-экономических показателей; подведение итогов.

7.1.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ, приведенный в таблице 7.1.1.1 применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 7.1.1.1 – Матрица SWOT

					Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Экологичность технологии С2. Высокая экономичность и энергоэффективность технологии С2. Уменьшение затрат на ремонт оборудования С3. Увеличение срока службы агрегата за счет увеличения надежности работы оборудования С4. Квалифицированный персонал	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Не испытан в работе Сл2. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания Сл3. Большие первоначальные вложения			
					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок				
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Литера	Лист	Листов
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16			ДР	70	131
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16			Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Консульт.		Глызина Т. С.		30.05.16					
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16					

Продолжение таблицы 7.1.1.1

Возможности: В1. Сокращение расходов. В2. Качественное обслуживание потребителей В.3 Износ и большая потребность в замене оборудования В.4 Повышение эффективности работы газотранспортной компании за счет повышения эксплуатационных характеристик газотурбинных газоперекачивающих агрегатов В.5 В случае принятия рынком выход на большие объемы	1. Исключение поломок оборудования в результате износа оборудования 2. Достижение повышения производительности агрегатов	1. Снижение цен за счет увеличения объемов 2. Принятие на работу квалифицированного специалиста. 3. Переподготовка имеющихся специалистов
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства У2. Увеличение срока выхода на рынок при неудовлетворительных результатах испытаний У3.Повышение цен на материалы У4. Противодействие со стороны конкурентов: снижение цен, разработка новой конструкции	1. Продвижение продукции с акцентированием на достоинствах 2. Доработка конструкции 3. Снижение цен за счет увеличения объемов	1. Повышение квалификации кадров 2. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания 3. Выход из строя производственного оборудования

7.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Научная разработка оценивается степенью ее готовности к коммерциализации, и выяснить уровень собственных знаний для проведения данного проекта. Для этого необходимо заполнить таблицу содержащую степень проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 7.1.2.1.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		71

Таблица 7.1.2.1 – 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	4
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	4	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	4
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	2
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	3
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	3
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	49	47

Оценка готовности данного проекта к коммерциализации определяется:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		72

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (8.1)$$

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

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 49, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 47 – перспективность выше среднего.

7.1.3 План проекта

В рамках планировании проекта построю календарный и сетевой график проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 7.1.3.1.

Таблица 7.1.3.1 – Календарный план проекта

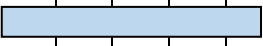
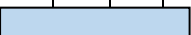
Код работ ы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончани я работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Введение	4	14.12.2015	17.12.15	Борисов Д.И. Чухарева Н.В.
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	3	18.12.2015	20.12.15	Борисов Д.И. Чухарева Н.В.
3	Литературный обзор	50	21.12.2015	10.02.16	Борисов Д.И.
4	Экспериментальная часть	35	11.02.2016	17.03.16	Борисов Д.И. Чухарева Н.В.
5	Результаты и обсуждения	30	18.03.2016	17.04.16	Борисов Д.И. Чухарева Н.В.
6	Оформление пояснительной записки	37	18.04.2016	25.05.16	Борисов Д.И.
Итого:		159			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена в таблице 7.1.3.2

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		73

диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Таблица 7.1.3.2 – Календарный план-график написание ВКР

Вид работ	Исполнители	Т _к раб. дн.	Продолжительность выполнения работ																	
			декабрь			январь			февраль			Март			апрель			Май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Введение	Бакалавр руководитель	4		 																
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Бакалавр Руководитель	3		 																
Литературный обзор	Бакалавр	50																		
Экспериментальная часть	Бакалавр Руководитель	35							 											
Результаты и обсуждения	Бакалавр	30										 								
Оформление пояснительной записки	Бакалавр Руководитель	37													 					

 - Бакалавр

 - Руководитель

7.2 Расчет эксплуатационных затрат для газотурбинных газоперекачивающих агрегатов типа ____

7.2.1 Расчет эксплуатационных затрат до проведения мероприятия

Расчет сметы затрат производится по следующим экономическим элементам приведен в приложение Ж:

- затраты на материалы, сведены в таблицу Ж.1 (приложение Ж);
- расход газа на собственные нужды;
- энергоресурсы;
- амортизационные отчисления;
- затраты по заработной плате;
- отчисления на социальное страхование;
- прочие денежные расходы.

Эксплуатационные затраты до проведения мероприятия сведены в таблицу Ж.2

7.2.2 Расчет эксплуатационных затрат после проведения мероприятия

Данное мероприятие включает в себя эксплуатацию одного ГПА на КС при номинальной производительности ____ млн. м³/сут. С учетом того, что при временном прекращении отбора газа КС (ее остановке), давление на входе увеличится и может быть больше значения $P_{exKC} = \text{____ МПа}$, то данный расчет необходимо провести и для 2-х работающих агрегатов, который приведен в приложение Ж. Эта необходимость обусловлена выявлением экономичного режима работы станции.

При работе как одного, так и двух ГПА изменятся только условно-переменные затраты, а именно:

- затраты на материалы;
- расход газа на собственные нужды;
- энергоресурсы.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		75

7.3 Расчет технико-экономических показателей

Расчет технико-экономических показателей приведен в приложение Ж:

Эксплуатационные затраты после проведения мероприятия сведены в таблицу Ж.3

Из таблицы Д.3 видно, что при эксплуатации КС с одним рабочим ГПА производительностью $Q_{КС} = \text{___}$ млн. м³/сут и с двумя рабочими ГПА производительность $Q_{КС} = \text{___} = \text{___}$ млн. м³/сут себестоимость компримирования газа по сравнению с первоначальной ситуацией на КС (3 рабочих и 2 в резерве) понизилась, что приведет к увеличению прибыли.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						76
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

8. Социальная ответственность

8.1 Введение

Компрессорная станция магистрального газопровода является комплексом инженерных сооружений, обеспечивающих основные технологические процессы – транспортировку, очистку, охлаждение газа.

Компрессорная станция (КС-1) расположена в _____. Климат _____ в целом резко-континентальный и характеризуется продолжительной суровой зимой и сильными повсеместными метелями. Основная часть территории сильно заболочена, влажность воздуха высокая. Территория КС ограждена предупредительными знаками, на территории КС имеется ливневая канализация, благоустройство и озеленение.

На КС установлены агрегаты типа _____ полностью автоматизированный, устанавливается в блоках-контейнерах и может эксплуатироваться при температуре окружающего воздуха от -_____ °С до +_____ °С.

В данном разделе рассматривается деятельность сменного инженера с точки зрения безопасности жизнедеятельности. Продолжительность рабочего дня сменного инженера, в соответствии со штатным расписанием на КС, составляет _____ часов. В соответствии с должностными инструкциями сменный инженер должен постоянно находиться на главном щите управления (ГЩУ). ГЩУ представляет из себя прямоугольное помещение площадью _____ м².

Важнейшей задачей при производстве работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа _____ является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16	Социальная ответственность			
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16				
Консульт.		Алексеев Н. А.		18.05.16				
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16				
					Литера	Лист	Листов	
					ДР	77	131	
					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А			

8.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____ в таблице 8.2.1.

Таблица 8.2.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Ремонтно-восстановительные работы при выполнении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____	<i>Физические</i>		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ [38]
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ [39] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [40]
		Повышенное значение напряжения	
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ [41]
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	НПБ 105-03 [42] ППБ 01-2003 [43] НПБ 110-99 [44] СНиП 21-01-02-85 [45]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96 [46] СНиП 2.04.05.86 [47]
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003–2014 [48] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [49]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [50] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [51]

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		78

Продолжение таблицы 8.2.1				
1	2	3	4	
	Превышение уровней ионизирующих излучений		СП 2.6.1–758–99 [52]	
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [53] СП 52.13330.2011 [54]	
	<i>Химические</i>			
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [55]	
	<i>Биологические</i>			
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [56]	
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 проведении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа _____, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов. <i>Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны</i> На здоровье человека существенное влияние оказывают микроклиматические условия производственной среды, которые складываются из температуры окружающего воздуха, его влажности, скорости движения и излучений от нагретых предметов. Параметры микроклимата в рабочей зоне (ГЦУ) необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 [46] в соответствии категорией работ.				
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата
Социальная ответственность				Лист
				79

Для категории Па:

- интенсивность энергозатрат 630...840 кДж/ч;
- облучаемая поверхность не более 25 %;
- интенсивность теплового облучения 100 Вт/м².

Для холодного времени года:

- температура воздуха 19...21 °С;
- температура поверхностей 18...20 °С;
- влажность 40...60 %;
- скорость движения воздуха 0,2 м/с.

Для теплого времени года:

- температура воздуха 21...23 °С;
- температура поверхностей 20...23 °С;
- влажность 40...60 %;
- скорость движения воздуха 0,3 м/с.

Для поддержания параметров воздушной среды в помещениях КС, в соответствии с требованиями действующих санитарных и технологических норм, система вентиляции включает в себя:

- естественную вентиляцию во всех помещениях компрессорного цеха (КЦ);
- приточно-отопительную вентиляцию в отсеках двигателя и нагнетателя;
- приточно-вытяжную вентиляцию в аккумуляторной, химлаборатории;
- вытяжную вентиляцию в помещениях мехмастерской, диспетчерской;
- установки кондиционирования воздуха;
- отопительные регистры с теплосетью.

При этом вентиляция должна обеспечивать:

- температурно-влажностный режим;
- предотвращение и снижение загазованности.

На входе в главный щит управления имеется тепловая завеса, которая перекрывает поток наружного холодного воздуха при открытых дверях и

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

способствует поддержанию микроклимата в помещении.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [47].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

Превышение уровней шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [48].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);
- использование средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

Для создания нормальных условий работы дежурного персонала управление вынесено на блочные щиты.

Источниками шума в ГПА с газотурбинным приводом являются всас компрессора, выхлоп турбины, корпус ГТУ и камеры сгорания, нагнетатель с присоединяемыми трубопроводами и другое вспомогательное оборудование ГТУ и КС.

Шум на ГЩУ, создаваемый системами управления цеха, работой персональных компьютеров, не превышает нормативные уровни шума.

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Сменный персонал может находиться на ГЩУ в течение всей рабочей смены без СИЗ органов слуха [49].

Превышение уровней вибрации

Для ГЩУ в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [51] вибрация соответствует 3 категории типа «в» - технологическая вибрация, воздействующая на оператора на рабочих местах стационарных машин или передающиеся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. На ГЩУ вибрация не превышает предельно допустимые величины нормируемых параметров вибрации рабочих мест при длительности вибрационного воздействия 8 ч, которые в пересчете на эквивалентные значения составляют:

- по виброускорению – 0,145 м/сек² (100 дБ);
- по виброскорости – 0,12 м/с (75 дБ).

Используемые средства и методы защиты от вибрации:

- здание ГЩУ находится отдельно и не связано со зданиями ГТУ.

Значения уставки, определяющие предупреждающий и аварийный сигнал уровня вибрации, выводятся на ГЩУ с помощью программных средств. Абсолютные значения уставок уменьшаются с увеличением срока службы агрегата, так как ухудшается техническое состояние агрегата и вспомогательного оборудования.

Для обеспечения вибробезопасных условий труда при сборке и монтаже агрегата выполняется [50]:

- центровка роторов;
- балансировка роторов.

Превышение уровней ионизирующих излучений

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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 [52].

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 другие.

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 освещения зданий используются искусственные и естественные источники света.

Естественное освещение на ГЩУ создается природными источниками света через оконные проемы, обеспечивающие достаточную освещенность в помещении в светлое время суток.

Искусственное освещение осуществляется в помещениях лампами накаливания и люминесцентными лампами.

На ГЩУ освещенность составляет 300 Лк, что соответствует норме IV разряда зрительных работ (средней точности), КЕО = 1,5 %.

Естественное освещение (боковое) – является основным при работе в светлое время суток и обеспечивает КЕО = 1,5 %.

Освещение на лестничных клетках, в коридорах, проходах, а так же помещениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала составляет 50 Лк [53].

Напряжение питания рабочего освещения во всех основных

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

производственных помещениях осуществляется от двух независимых источников питания, на одном из которых постоянно будет напряжение. Кроме того, в помещениях предусмотрено аварийное освещение от аккумуляторной батареи [54].

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 равно 300 мг/м³ [55].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [55]:

- 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 класс 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

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

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

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 [56].

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 проведении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинных газоперекачивающих агрегатов типа ГПА-10-01, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

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

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право [38].

Электрический ток, повышенное значение напряжения

ГЩУ по степени опасности поражения персонала электрическим током относится по ГОСТ 12.1.019-79 [39] к помещениям с повышенной опасностью:

- повышенная влажность (более 75 %) или высокая температура (выше 35 °С);
- возможность одновременного соприкосновения человека с имеющими соединение с землей металлоконструкциями здания, механизмами с одной стороны и металлическим корпусом оборудования с другой стороны;
- токопроводящие полы.

Для питания производственного оборудования ГЩУ применяется напряжение 220 В. Потребителями электроэнергии на ГЩУ являются:

- компьютер;
- пульт управления;
- шкафы управления.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т. п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с Правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

Защитное заземление или зануление, в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 [41], должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

В соответствии с правилами устройства электроустановок выполнена защита электрооборудования, электропроводки (в том числе заземления) от

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

механических воздействий, проникновения растворителей. При этом все ограждающие и закрывающие устройства обладают в соответствии с местными условиями достаточной механической прочностью. Устройства, предназначенные для защиты проводов и кабелей от механических повреждений, по возможности должны быть введены в машины, аппараты и приборы.

Источниками энергии на КС являются:

- высоковольтные подстанции энергетических систем, расположенных в районе КС;
- малые электростанции собственных нужд, приводом электрогенератора на которых является один из ГПА или специальная энергетическая ГТУ;
- аварийные аккумуляторы, используемые в случае аварии.

Исключение возникновения опасных ситуаций при полном или частичном прекращении энергоснабжения достигается аварийных дизельных генераторов или передвижных автоматических электростанций. Станционная автоматика, осуществляет автоматическое переключать источники электроснабжения.

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

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала [41].

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 0,07 МПа создается периодически.

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

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

В соответствии с противопожарными нормами НПБ 105-03 [42] рабочее место сменного инженера по взрывопожарной и пожарной опасности имеет

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

категорию В4 (твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы).

На ГЦУ имеется оборудование, изготовленное из пожароопасных материалов:

- ЭВМ;
- пульт управления;
- мебель (столы, стулья).

В соответствии с ППБ 01-2003 [43] ГЦУ, где возможен пожар класса А, оснащен щитом пожарным ЩП-А с 2 ручными порошковыми огнетушителями вместимостью 5 л и массой огнетушащего вещества 4 кг. Помещения ГЦУ оборудованы системой стационарного пожаротушения в соответствии с СНиП 21-01-02 [45] и НПБ 110-99 [44]:

- два выхода в производственных помещениях для эвакуации персонала;
- автоматическими установками пожарной сигнализации;
- автоматическими и неавтоматическими системами оповещения людей о пожаре.

Для ликвидации пожаров на территории КС имеется пожарная часть.

На каждом производственном участке, на видном месте вывешена табличка с указанием фамилии, имени, отчества и должности лица, ответственного за пожарную безопасность.

Производственная территория и помещения не должны загрязняться легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, а также мусором и отходами производства.

Эвакуация людей в соответствии с планом эвакуации при чрезвычайных ситуациях происходит согласно СНиП 21-01-02 [45] через ближайший безопасный, с точки зрения места возникновения пожара, лестничный пролет на улицу.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

8.3 Экологическая безопасность

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия [57-58] при выполнении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____ в таблице 8.3.1.

Таблица 8.3.1 - Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ____

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
	Засорение почвы производственными отходами	Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ. На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям. Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором	Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды; Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром. Который позволит предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки.

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Продолжение таблицы 8.3.1

1	2	3
		Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных площадках. В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.
Воздушный бассейн	Выбросы природного газа; сжигание отходов производства; выхлопные газы ГТУ; выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Негативное воздействие ГКС на воздушный бассейн: - выбросы природного газа; - ремонтные работы; - сжигание отходов производства на ФУ; - выхлопные газы ГТУ Выхлопные газы представляют собой смесь продуктов сгорания с избыточным воздухом. Наиболее реальную угрозу представляют окислы азота. Сжигание топлива без образования окислов азота – важнейшая задача. Для уменьшения выбросов окислов азота соблюдается оптимальный режим горения в камере сгорания, а также контролируется скорость прохождения через зону горения. Для уменьшения локальных нарушений микроклимата тепло должно рассеиваться в слоях атмосферы, удалённых от поверхности земли с помощью дымовых труб. Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем: -ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.
Изм.	Лист	Социальная ответственность Лист 91
	№ докум	Подп.
	Дата	

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохранных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

Охрана окружающей среды

Омское линейное производственное управление магистральных газопроводов _____ осуществляет эксплуатацию и обслуживание компрессорной станции, участка магистрального газопровода «_____», (_____ км) и магистрального газопровода «_____», (_____ км). Общая протяженность участков магистрального газопровода составляет _____ км. По магистральному газопроводу посредством компрессорных станций транспортируется природный газ, состоящий в основном из метана, от газоперерабатывающих заводов до потребителей.

Все объекты территориально расположены на семи отдельных площадках, но с общей нумерацией источников выбросов, которые и рассматриваются в данной работе.

I площадка – Компрессорная станция-1

Это площадка, где располагается КС-1, входящая в состав газопровода «_____». Газопровод предназначен для подачи газа из газопровода «_____» потребителям _____. Площадка КС размещается на землях колхоза «_____» (пашня, околки, луг) _____ на расстоянии _____ метров от газопровода.

Ближайший населенный пункт «_____» расположен в _____ км от КС-1 предназначена для повышения давления природного газа, с целью дальнейшего транспортирования его по газопроводу. Проектная производительность _____ млн. м³/сут природного газ, фактическая производительность составила _____ млн. м³/сут.

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Характеристика предприятия как объекта загрязнения атмосферного воздуха

Природный газ из газопровода «___» через узел подключения, расположенный в ___ метрах к северу от компрессорной станции, поступает на установку очистки газа от твердых и жидких загрязнений. В настоящее время обычная схема транспортирования природного газа по газопроводу «___» не предусматривает постоянной работы компрессорной станции и газ самотеком, при открытом кране ___ и закрытых кранах ___ и ___, движется по газопроводу. Компрессора включаются по мере необходимости, например, при увеличении разбора газа потребителями, для этого кран ___ закрывается, и открываются краны ___ и ___, тогда природный газ по подводящему шлейфу (трубопровод диаметром 1200 мм длиной ___ метров) подается на компрессорную станцию, после которой отводится по шлейфу (аналогичных размеров) в магистральный газопровод. Для работы турбоагрегатов используется природный газ, подаваемый по трубопроводу топливного газа (длина ___ метров, диаметр ___ мм) из магистрального газопровода. Один раз в год, при ремонте эти трубопроводы освобождаются от газа через свечи расположенные на узле подключения (ист. ___).

Установка очистки газа имеет три пылеуловителя ГП 743.01.00.000-02. Для проведения технического освидетельствования каждый пылеуловитель один раз в ___ года освобождается от газа через свечи высотой ___ метров и диаметром ___ метра (ист. ___).

После очистки газ поступает на компримирование (сжатие) через коллектор всаса (трубопровод длиной ___ метров и диаметром ___ мм, имеющий замкнутую конфигурацию). После компримирования газ поступает в коллектор нагнетания (трубопровод длиной ___ метров и диаметром ___ мм также замкнутой конфигурации) Для нормального запуска компрессоров в цехе предусмотрен кольцевой коллектор, соединяющий всас и нагнетание компрессоров (трубопровод длиной ___ м и диаметром ___ мм). Во время ремонта трубопроводы освобождаются от природного газа через свечи высотой ___ метров и диаметром ___ мм.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

В цехе установлены пять газоперекачивающих агрегатов в блочном исполнении типа _____. Газоперекачивающие агрегаты имеют в качестве привода компрессора тепловые газотурбинные двигатели, работающие на природном газе. Отвод дымовых газов от газоперекачивающего агрегата производится через выхлопные шахты сечением _____ метра, высотой _____ метра. Периодически газоперекачивающих агрегатов останавливаются для проведения планово-предупредительного ремонта или выводятся в резерв. При этом газ, находящийся в полости нагнетателя и трубопроводах его обвязки, стравливается в атмосферу через свечи высотой _____ метров и диаметром _____ метра. Время остановки газоперекачивающих агрегатов, согласно технологического регламента _____ минут.

При пуске агрегата полость нагнетателя с трубопроводами обвязки продувается природным газом с целью освобождения их от воздуха. Газ продувки стравливается в атмосферу через свечи высотой _____ метров и диаметром _____ метра. Количество пусков и остановок газоперекачивающих агрегатов определяется по фактическим диспетчерским данным КС. Количество пусков соответствует количеству остановок. Одновременно останавливается (пускается) один агрегат. Время пуска газоперекачивающих агрегатов, согласно технологического регламента не превышает _____ минут. В год на каждый агрегат приходится по _____ пусков/остановок.

Для подготовки топливного, пускового и импульсного газа предусмотрен блок огневых подогревателей и блок редуцирования. Два огневых подогревателя, типа ПТПГ-30, работают в холодный период года. Продукты сгорания газа отводятся в атмосферу через дымовые трубы диаметром _____ метра и высотой _____ метров. Подогреватель регенерации газа работает _____ раза в год по _____ часа. Выбросы производятся через дымовую трубу диаметром _____ метра и высотой _____ метра.

При ревизии и замене шайб блока редуцирования один раз в год природный газ стравливается в атмосферу через свечу диаметром _____ метра и высотой _____ метров.

Перед подачей в газопровод природный газ охлаждается на установке,

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

включающей аппарат воздушного охлаждения (АВО). При техническом освидетельствовании, один раз в год, АВО освобождается от газа через свечу диаметром ____ метра и высотой ____ метров.

Для обеспечения собственных нужд компрессорной станции установлен узел редуцирования год. Сторонних потребителей природного газа на КС нет.

В аккумуляторном цехе имеется ____ аккумуляторов типа ____ и ____ _____. При зарядке аккумуляторов происходит выброс загрязняющих веществ, которые удаляются через трубу высотой ____ метров, сечением ____ метра (ист. ____). Вытяжной вентиляции производительностью $V = \text{____ м}^3/\text{час}$, $W = \text{____ м/сек}$.

Для обеспечения собственных нужд КС-1 бензином и дизельным топливом на территории КС расположен в котельной. Заправка автомобилей на КС не осуществляется. Собственных автомобилей на КС нет. Раз в квартал запас пополняется в израсходованном количестве. Слив топлива в емкости осуществляется насосом автомобиля бензовоза. Сброс загрязняющих веществ происходит через патрубки емкостей высотой ____ метров и диаметром ____ метра.

Теплоснабжение на КС предусмотрено теплоснабжение от котельной. Котельная имеет три котла типа с отдельными дымовыми трубами диаметром ____ метра и высотой ____ метра. В качестве топлива используется природный газ.

В столовой и душевых установлены бытовые котлы ВПГ, работающие на природном газе. В атмосферу выбрасываются:

- азота диоксид;
- азота оксид;
- углерода оксид;
- бенз(а)пирен.

Определение параметров выбросов

Определение параметров (мощности выброса, расхода и температуры продуктов сгорания) выбросов оксидов азота с продуктами сгорания

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

выполняется по формулам, связывающим располагаемую (фактическую) мощность (Ne^{pac} , МВт) и номинальную (100 %) мощность (Ne^0 , МВт) газоперекачивающих агрегатов.

На КС-1 установлены пять безрегенеративных агрегатов типа ____ с номинальной мощностью ____ МВт, но в связи с малыми объемами газотранспорта на настоящий момент и на ближайшую перспективу режим работ таков: каждый месяц работают три агрегата по ____ дней мощностью ____ МВт. Общая наработка агрегатов, таким образом, составляет ____ агрегата×____ дней×____ месяцев×____ часа = ____ часов в год. Средняя наработка одного агрегата равна ____ = ____ часа.

Для расчета взяты данные для четырех расчетных среднемесячных режимов (январь, апрель, июль, сентябрь):

- тип и число работающих ГПА – n_{pab} ;
- располагаемая мощность ГПА, МВт – Ne^{pac} ;
- температура атмосферного воздуха, К – T_a .

Температура атмосферного воздуха принимается, согласно ОНД-86, по СНиП «Строительная климатология и геофизика» для июля:

- средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца (____), для остальных месяцев средняя месячная.

Согласно формулам (8.1-8.3) «Технологического регламента на проектирование компрессорных станций» производится расчет:

- мощности выброса оксидов азота M_{NOx} , г/с;
- расхода продуктов сгорания Q_{nc} , нм³/с;
- температуры продуктов сгорания T_{nc} , К.

$$M_{NOx} = M_{NOx}^0 \left(\frac{Ne^{pac}}{Ne^0} \right)^{1,33} \cdot \left(\frac{T_a}{288} \right)^{3,33} \quad (8.1)$$

$$Q_{nc} = Q_{nc}^0 \left(\frac{Ne^{pac}}{Ne^0} \right)^{0,33} \cdot \left(\frac{T_a}{288} \right)^{0,67} \quad (8.2)$$

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$T_{nc} = T_{nc}^0 \left(\frac{Ne^{pac}}{Ne^0} \right)^{0,14} \cdot \left(\frac{T_a}{288} \right)^{0,93} \quad (8.3)$$

$M^0_{NO_x}$, Q^0_{nc} , T^0_{nc} – принимаются по справочным данным «Технологического регламента на проектирование компрессорных станций».

Мощность выброса оксида углерода M_{CO} для всех температурных режимов принимается равной номинальной величине M^0_{CO} по справочным данным «Технологического регламента на проектирование компрессорных станций».

Объемный расход V_1 (м³/с) и скорость продуктов сгорания на выхлопе ГТУ определяется следующим образом по формулам (8.4-8.5):

$$V_1 = Q_{nc} \frac{T_{nc}}{273} \quad (8.4)$$

$$W = \frac{V_1}{S} \quad (8.5)$$

где S – площадь сечения выхлопной трубы, м².

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.

Расчет объемов и мощности выбросов газа произведен согласно "Технологического регламента на проектирование компрессорных станций" и РД 51-100-85 [59].

Расчет выбросов метана приведен в таблице 3.1 (приложение 3).

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – внешне неожиданная, внезапно возникающая обстановка, которая характеризуется резким изменением

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

установившегося процесса, оказывающая значительное отрицательное влияние на жизнедеятельность людей и окружающую среду.

На КС возможно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций:

- разрыв газопровода и утечка газа на территории КС или узла подключения;
- пожар на территории КС;
- пожар на технологических установках;
- пожар в отсеке двигателя;
- пожар в отсеке нагнетателя.

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо:

- строгое соблюдение технологического процесса;
- строгое соблюдение правил техники безопасности, инструкций, нормативов по пожарной охране и промышленной санитарии;
- предотвращение образования взрывоопасных концентраций;
- своевременное проведение профилактических мероприятий и поддержание надёжной работы оборудования;
- контролировать правильность действий персонала, проверять уровень знаний и повышать квалификацию персонала.

Возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера [60-61], способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 8.4.1.

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 8.4.1 – анализ возможных чрезвычайных ситуаций					
Наименование возможной ЧС	Условия возникновения ЧС	Возможные последствия ЧС	Способы и средства предотвращения	Меры по локализации	
1	2	3	4	5	
Воспламенение масла	Разрыв маслопровода, попадание масла на разогретые участки валопровода, проведение пожароопасных работ вблизи маслообъектов	Авария на агрегате, выход из строя системы защиты, пожар.	Контроль за плотностью маслопроводов, проведение пожароопасных работ при наличии средств пожаротушения	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, прекращение подачи масла на объект	
Взрыв природного газа, используемого в качестве топлива	Утечка природного газа, наличие открытого источника пламени	Взрыв с разрушением несущих конструкций и агрегата, пожар	Постоянный контроль за плотностью тракта, особый контроль при проведении ремонтов, запрет пожароопасных работ вблизи блока ТГ	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, прекращение подачи топливного газа. Расчет остекления помещения нагнетателя.	
Короткое замыкание и возгорание кабелей	Мех. повреждения, попадание воды, износ проводки, чрезмерное напряжение электросети	Пожар на ГЩУ, авария генератора	Эксплуатация электро- потребителей на ГЩУ, и кабелей генератора согласно утвержденным правилам	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, отключение от сети	
Разрушение укрытия, повреждения оборудования или агрегата	Наводнение, сильный ветер, ураган	Поломка оборудования, взрывопожаро- опасная ситуация, повреждение линий связи	Прогноз погоды, оповещение персонала	Аварийный останов агрегата, разбор завалов, устранение повреждений	
Скачок напряжения, короткое замыкание	Попадание молнии	Выход из строя САР, оборудования, пожар в укрытии агрегата	Профилактические работы согласно графику	Аварийный останов агрегата	
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Социальная ответственность
					Лист
					99

При всех возникших ЧС персонал, не участвующий в ликвидации последствий должен эвакуироваться согласно утвержденному плану. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение персонала КС действиям во время чрезвычайных ситуаций.

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 [62].

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

Подставка для ног регулируется по высоте. Ширина ____ мм, длина — ____ мм. Поверхность подставки имеет рифленую форму. По переднему краю предусмотрен бортик высотой ____ 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—91 [41].

Сидячие рабочие места оборудованы согласно ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ [63]. 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

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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 $\pm$ ___° от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm$ ___° 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 $\pm$ ___° от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm$ ___° от сагиттальной плоскости. Редко используемые средства отображения информации (пульты управления, шкафы управления) расположены в вертикальной плоскости под углом $\pm$ ___° от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm$ ___° 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 [64] 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, 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
						101
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Заключение

В результате проведенной выпускной квалификационной работы бакалавра был выполнен аналитический обзор литературы по методам повышения коэффициента полезного действия газотурбинных двигателей, эксплуатируемых в качестве привода газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций газотранспортной системы МГ.

Одним из основных направлений повышения КПД, кроме введения различных теплообменных, охладительных аппаратов в цикл двигателя, выявил снижение вибрации выхлопного диффузорного патрубка газовой турбины газоперекачивающего агрегата, которое приводит к эффекту торможения при выбросе вредных веществ в атмосферу и отражается на КПД газовой турбины газоперекачивающего агрегата.

Исходя из проведенного аналитического обзора по выбранной тематике выпускной квалификационной работы бакалавра, определены наиболее перспективные способы снижения вибрации на стенки диффузоров:

- установка перфорированных экранов около внешнего обвода;
- применение продольного внутреннего оребрения.

Проведены технические расчеты ряда параметров, на основе методических указаний по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газоперекачивающего агрегата типа ____ с нагнетателем ____, которые позволили определить:

- коэффициент полезного действия агрегата – ____;
- удельный расход топливного газа агрегата – ____ м³/кВт·ч;
- коэффициент технического состояния ГТУ по мощности – ____;
- коэффициент технического состояния ГТУ по топливному газу – ____;

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16	Заключение			
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16				
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16				
					Литера	Лист	Листов	
					ДР	102	131	
					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А			

- коэффициент технического состояния нагнетателя – ____.

Применение методов по снижению сопротивления на стенки выхлопного диффузорного патрубка позволили снизить потери давления в выхлопной системе на ____ Па и увеличить эффективный коэффициент полезного действия двигателя с ____ до ____ %, что дало значительный экономический эффект.

Провел сравнительный анализ эксплуатационных затрат на обслуживание ГПА до и после проведения мероприятия, которые включают в себя эксплуатацию одного, двух или трех работающих агрегатов, для выявления экономичного режима работы станции.

Годовые эксплуатационные затраты при работе агрегатов составляют:

- одной ГПА – ____ тыс. руб.;
- двух ГПА – ____ тыс. руб.;
- трех ГПА – ____ тыс. руб.

Из вышеприведенных затрат видно, что при эксплуатации КС с одним рабочим ГПА производительностью $Q_{КС} = \text{____ млн. м}^3/\text{сут}$ и с двумя рабочими ГПА производительность $Q_{КС} = \text{____} = \text{____ млн. м}^3/\text{сут}$ себестоимость компримирования газа по сравнению с первоначальной ситуацией на КС (3 рабочих и 2 в резерве) понизилась, что приведет к увеличению прибыли.

					Заключение	Лист
						103
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ										
№	Наименование работы, ее вид	Характер работы	Выходные данные			Объем, стр.	Соавторы			
Научные работы, всего: 4										
Статьи, опубликованные в трудах Международного симпозиума: 3										
1	«Анализ факторов аварийности на компрессорных станциях Западно-Сибирского региона», статья	Печатная	Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 6-10 Апреля 2015. - Томск: Изд-во ТПУ, 2015 - Т. 2 - С. 494-497.			4	Быков Р. С.			
2	«Analysis of gas compressor unit accident factors in Tomsk region», статья	Печатная	Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 6-10 Апреля 2015. - Томск: Изд-во ТПУ, 2015 - Т. 2 - С. 462-463.			2	Bykov R. S.			
Статьи, опубликованные в материалах Всероссийской конференции: 2										
3	«Анализ факторов аварийности на компрессорных станциях Томской области», статья	Печатная	Наука и молодежь в XXI веке: материалы Всероссийской студенческой научной конференции, Омск, 1 Декабря 2015. - Омск: ОмГТУ, 2015 - С. 126-131			6	Быков Р. С.			
4	«Анализ аварийных остановок на компрессорных станциях Томской области», статья	Печатная	Творчество юных - шаг в успешное будущее: материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина, Томск, 23-27 Ноября 2015. - Томск: Изд-во ТПУ, 2015 - С. 379-382			4	Быков Р. С.			
					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок					
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата	Список публикаций			Литера	Лист	Листов
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16				ДР	104	131
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А		
Консульт.										
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16						

Список использованных источников

1. Шайхутдинов А.З. Разработка и модернизация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / А.З. Шайхутдинов; под редакцией В.А. Максимова. – Казань: ООО «Слово», 2007. – 339 с.
2. ГОСТ Р ИСО 14031-2001. Управление окружающей средой. Оценивание экологической эффективности. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.docload.ru> (дата обращения 05.03.2016 г.).
3. ГОСТ Р ИСО 9004-2010. Менеджмент для достижения устойчивого успех организации. Подход на основе менеджмента качества. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 05.03.2016 г.).
4. ГОСТ Р ИСО 20815-2013. Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность. Управление обеспечением эффективности производства и надежностью. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 05.03.2016 г.).
5. Поршаков Б.П., Апостолов А.А., Козаченко А.Н., Никишин В.И. Газотурбинные установки на газопроводах. – М: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 216 с.
6. Зарицкий С.П., Лопатин А.С. Диагностика газоперекачивающих агрегатов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 598 с.
7. Шабаров А. Б. Методика расчёта газотурбинных двигателей. М.: МВТУ им. Баумана, 1983 – 31 с.
8. Рудаченко А.В., Чухарева Н.В. Газотурбинные установки. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 139 с.

					Анализ возможных путей повышения эксплуатационной надежности газотурбинных установок			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Борисов Д. И.		01.06.16	Список использованных источников			
Руковод.		Чухарева Н. В.		01.06.16				
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А. В.		01.06.16				
					Литера	Лист	Листов	
					ДР	105	131	
					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2А			

9. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.: МЭИ, 2002. – 584 с.
10. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М.: Издательство МЭИ, 2002. — 540 с.
11. Пиралишвили Ш.А., Веретенников С.В. Энергосберегающие технологии утилизации тепла уходящих газов приводных ГТУ. – М.: Машиностроение, 2011. – 214 с.
12. Иноземцев А.А., Нихамкин М.А. Основы конструирования авиационных двигателей и энергетических установок. – М.: Машиностроение, 2008. – 366 с.
13. Щуровский В.А. Перспективы развития газотурбинного привода в газовой промышленности. – Теплоэнергетик, 1984, №1, с. 3-7.
14. Черников В.А., Семакина Е.Ю. Аэродинамические характеристики выходного диффузора стационарной газовой турбины при различных режимах ее работы // Энергетические машины и установки. – 2009. – № 2. –с. 42–48.
15. Григорьев Е.Ю. Новые методы стабилизации течения в плоских, конических, кольцевых диффузорных каналах турбомашин / А.Е. Зарянкин, Е.Ю. Григорьев, В.В. Носков и др.// Вестник ИГЭУ. – 2012. – №5. – С. 5–10.
16. Соколов В.С. Газотурбинные установки. – М.: Высш. шк., 1986. — 151 с.
17. Костюк А.Г., Шерстюк А.Н. Газотурбинные установки: учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. школа, 1979. – 254 с.
18. Строительство КС «Омская» газопровода «СРТО – Сургут – Омск» на участке ООО «Томсктрансгаз». Основные технические решения. 2006.-140 с.
19. Климат Омской области. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/trasa.ru> (дата обращения 25.04.2016 г.).
20. ВРД 39-1.8-055-2002. Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ. [Электронный ресурс]. – Режим

					Список использованных источников	Лист
						106
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

доступа: <http://www.docload.ru> (дата обращения 25.04.2016 г.).

21. СТО Газпром 2-3.5.051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ohranatruda.ru> (дата обращения 25.04.2016 г.).
22. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 25.04.2016 г.).
23. Газоперекачивающий агрегат ГПА-10-01: техническое описание. – М.: 1977. — 350 с.
24. Двигатель ДР-59Л: техническое описание двигателя. – М.: 2002. — 256 с.
25. Нагнетатели центробежные типа 235-21-1, 25-22-1, 235-23-1, 235-24-1: техническое описание. – Невский завод.: 1977. — 350 с.
26. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях ГПА. – ВНИИГАЗ.: 1999. — 26 с.
27. ПР 51-31323949-43-99. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. – ВНИИГАЗ.: 1999. — 53 с.
28. Каталог газодинамических характеристик ЦБК природного газа. – ВНИИГАЗ.: 2005. — 128 с.
29. ГОСТ 20440-75. Установки газотурбинные. Методы испытаний. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 05.05.2016 г.).
30. ISO 5389:2005. Turbocompressors Performance test code - Second Edition. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 05.05.2016 г.).
31. Каталог компрессорных машин и турбин. – М.: 2000. — 156 с.
32. Отт К.Ф. Основы технической эксплуатации компрессорных цехов с газотурбинным приводом (ОТЭ) Обз. инф. Сер. Транспорт и подземное хранение газа – М.:ИРЦ Газпром, 1993. – 68 с.

					Список использованных источников	Лист
						107
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

33. СТО 172302282.27.040.002-2008.Газотурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – М.: 2008. — 77 с.
34. СТО Газпром 2-2.3-681-2012.Компрессорные станции. Газоперекачивающие агрегаты. Порядок проведения технического обслуживания и ремонта. – М.: 2014. — 545 с.
35. Дейч М.Е., Зарянкин А.Е. Газодинамика диффузоров и выхлопных патрубков турбомашин. – М.: 1970 – 384 с.
36. Мигай В.К., Гудков Э.И. Проектирование и расчет выходных диффузоров турбомашин. – Л.: 1981 – 272 с.
37. Зарянкин А.Е., Симонов Б.П. Выхлопные патрубки паровых и газовых турбин. – М.:Изд-во МЭИ, 2002 – 274 с.
38. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
39. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
40. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
41. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
42. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).

					Список использованных источников	Лист
						108
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

43. ППБ 01-2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
44. НПБ 110-99. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
45. СНИП 21-01-02-85. Противопожарные нормы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
46. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
47. СНИП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
48. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
49. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
50. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
51. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).

					Список использованных источников	Лист
						109
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

52. СП 2.6.1–758–99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
53. 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: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
54. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
55. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
56. ГОСТ 12.1.008-78. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
57. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
58. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
59. РД 51-100-85. Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
60. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

					Список использованных источников	Лист
						110
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

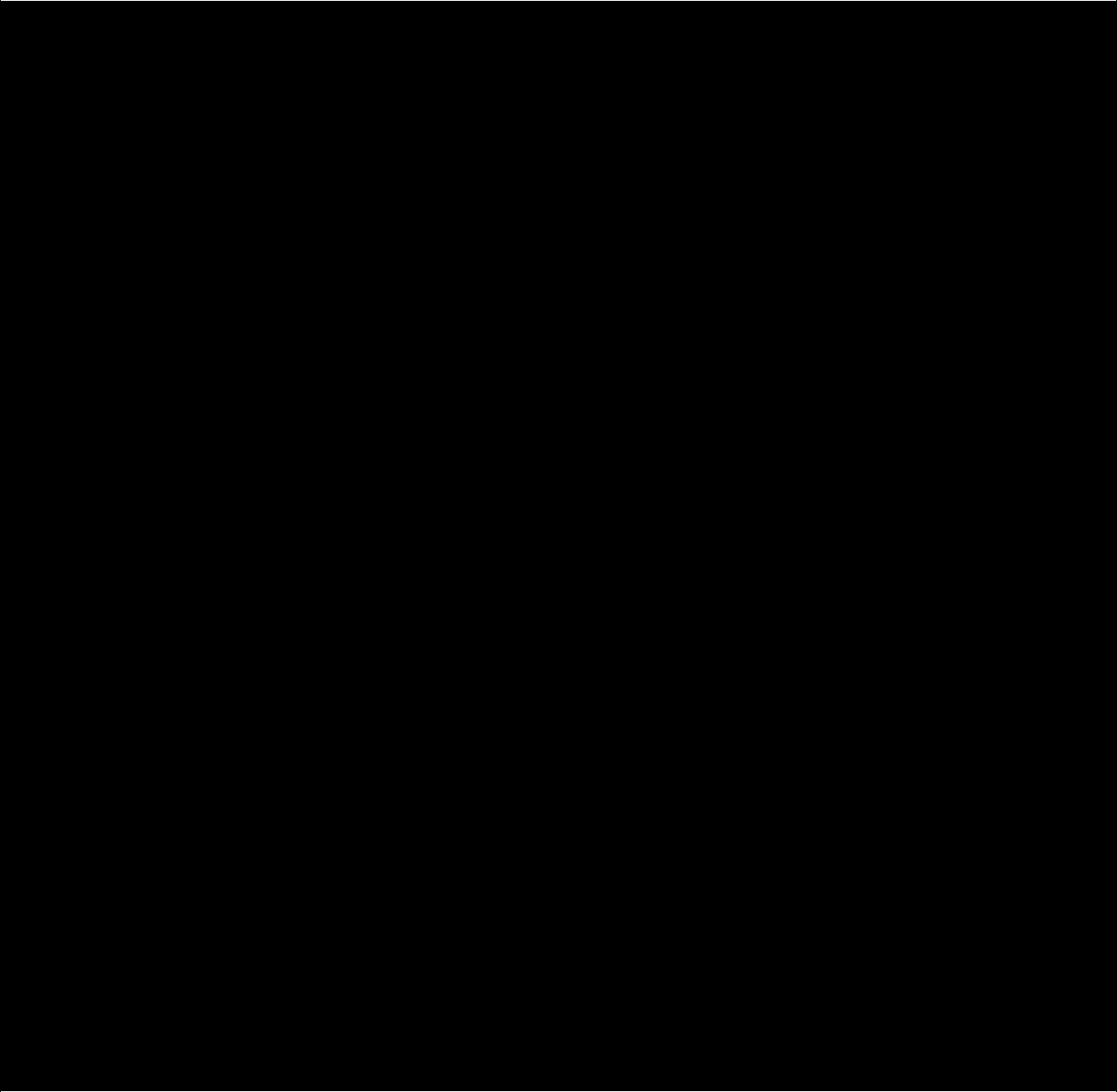
<http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).

61. 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: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
62. ГОСТ 21889-76. Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
63. ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
64. 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: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).
65. РД 153-39.0-112-2001. Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорт газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.05.2016 г.).

					Список использованных источников	Лист
						111
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

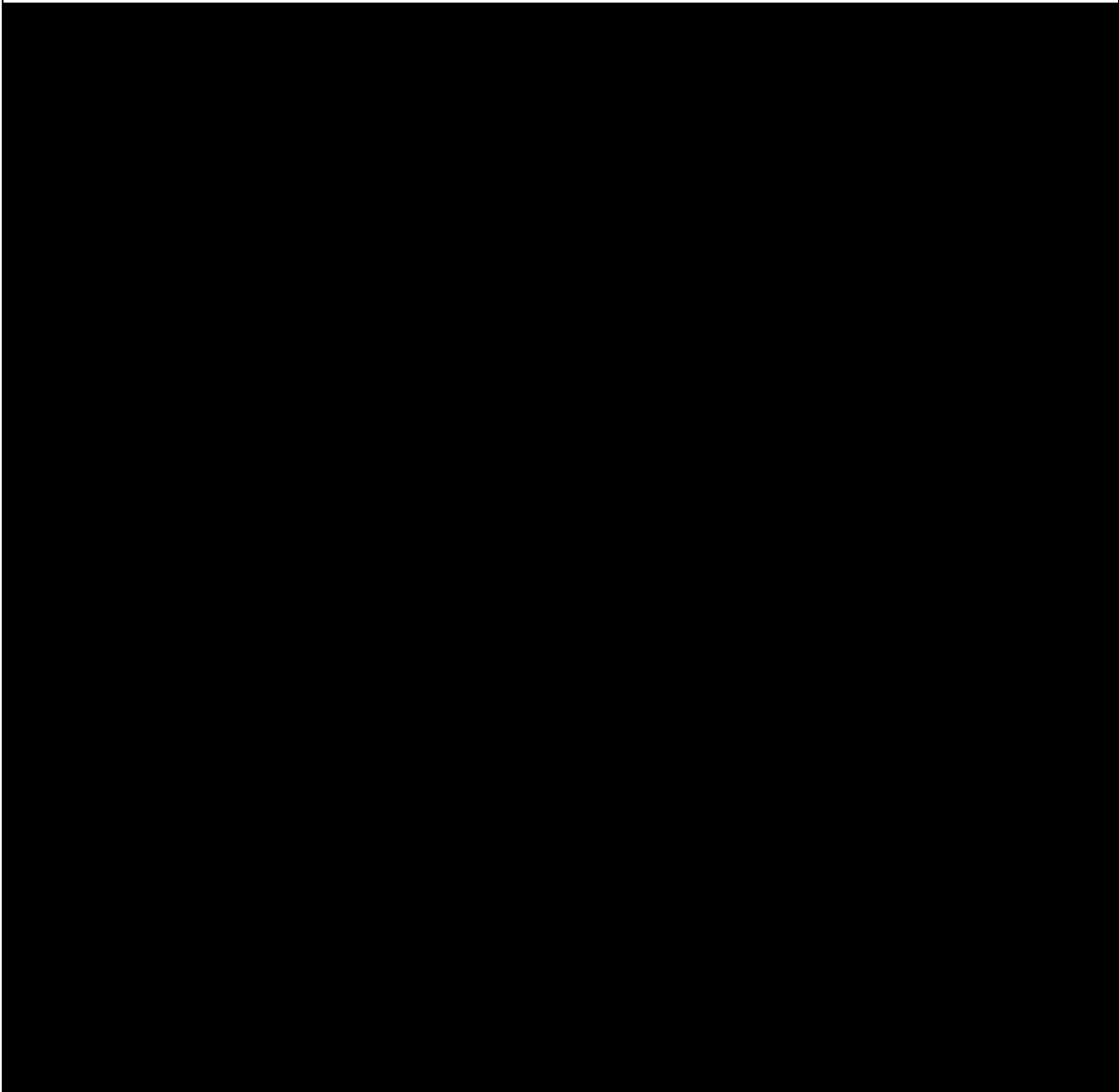
Приложение А									
(обязательное)									
Технологическая схема КС-1 (вариант-1)									

Приложение Б
(обязательное)
Технологическая схема КС-1 (вариант-2)



--	--	--	--	--	--	--

Условные обозначения



					Приложения	Лист
						114
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Приложение В

(обязательное)

Газодинамическая характеристика компрессора ____

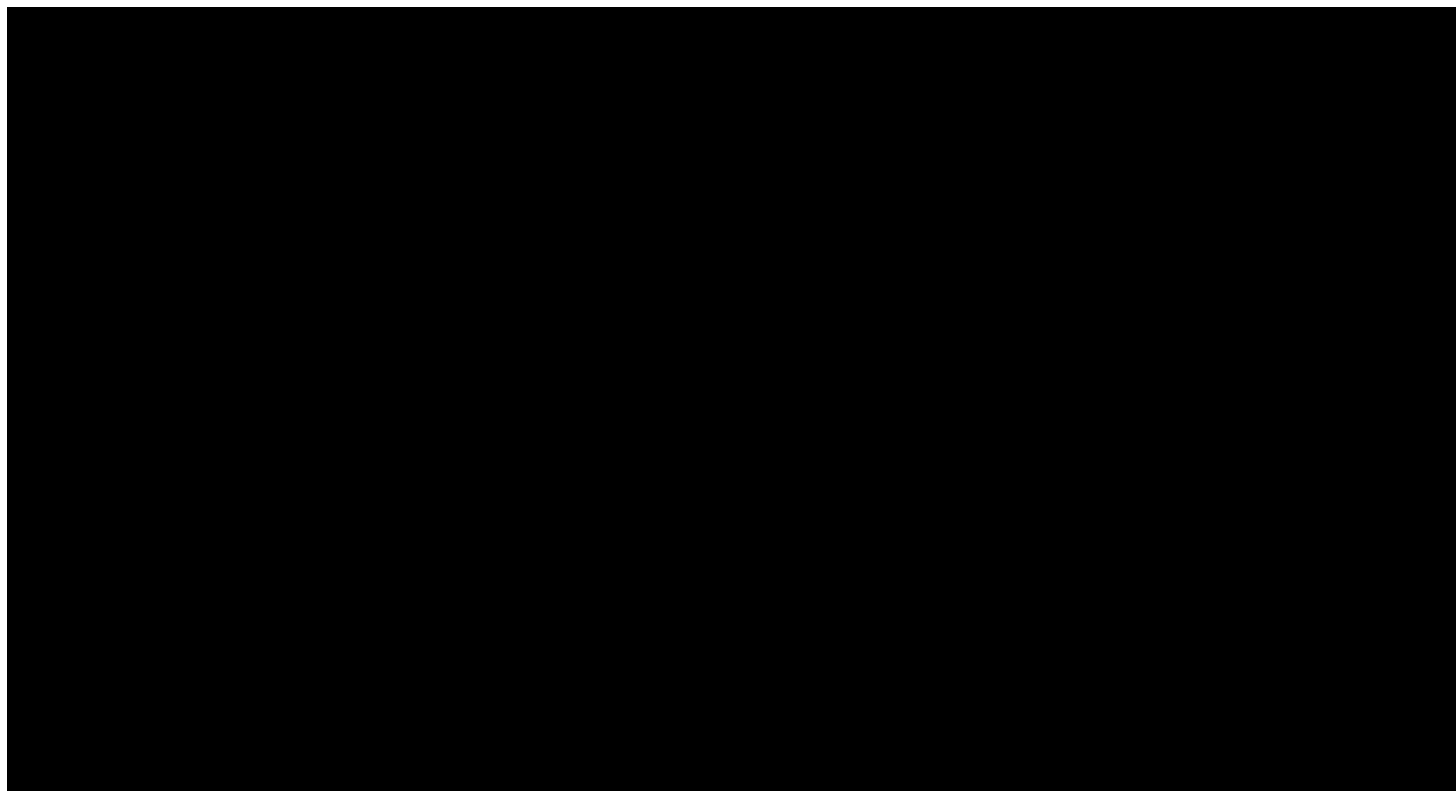


Рисунок В.1 – Газодинамические характеристики компрессора ____:

$K = \text{____}; Z = \text{____}; R = \text{____} \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}); T_n = \text{____} \text{ К}; n_{ном} = \text{____} \text{ об}/\text{мин}$

					Приложения	Лист
						115
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Приложение Г

(обязательное)

Газодинамическая характеристика нагнетателя ____

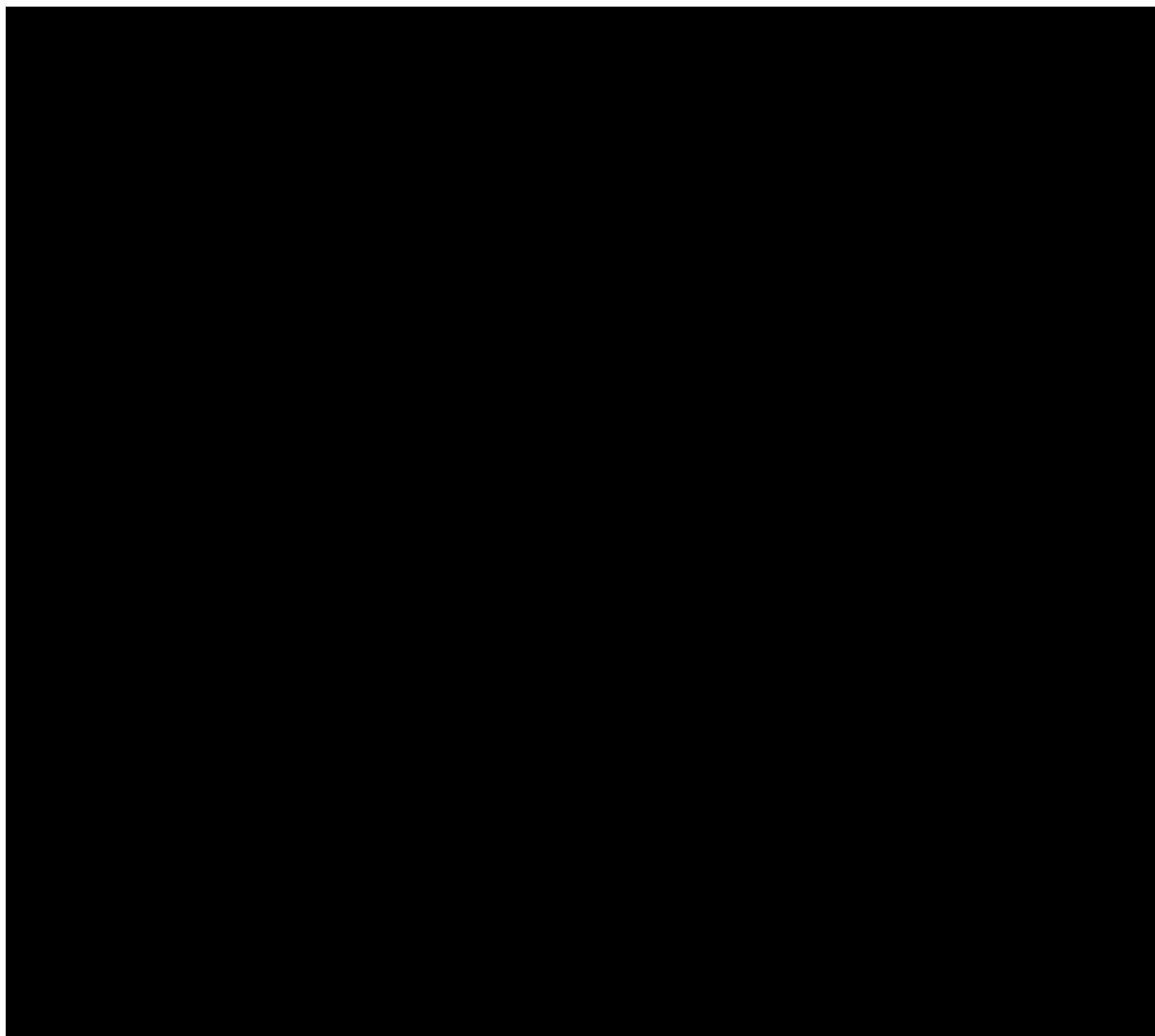


Рисунок Г.1 – Газодинамические характеристики нагнетателя:

$$Z_{1n0} = \text{____}; R_0 = \text{____ Дж/(кг} \cdot \text{K)}; T_{1n0} = \text{____ K}; n_0 = \text{____ об/мин}$$

					Приложения	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Приложение Д

(обязательное)

Расчет энергоэффективности ГТТ

Таблица Д.1 – Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина
Барометрическое давление	B	МПа	—
Температура на входе в ОК	$T_{\text{вх}}$	°С	—
Давление газа на входе в нагнетатель	P_{1_n}	МПа	—
Давление газа на выходе из нагнетателя	P_{2_n}	МПа	—
Температура газа на входе в нагнетатель	t_{1_n}	°С	—
Температура газа на выходе из нагнетателя	t_{2_n}	°С	—
Перепад давлений на конфузоре нагнетателя	ΔP_k	кг/см ²	—
Частота вращения - ротора КНД - ротора КВД - ротора ЦБН	$n_{\text{КНД}}$	1/мин	—
	$n_{\text{КВД}}$	1/мин	—
	$n_{\text{СТ}}$	1/мин	—
Газовая постоянная	R	кДж/кг·К	—
Относительная плотность газа по воздуху	Λ_B	-	—
Объемная теплотворная способность (Т = 293,15 К)	Q_n^p	кДж/м ³	—
Массовая теплотворная способность	Q_m^H	кДж/кг	—
Плотность газа (при 20 °С и 0,1013 Мпа)	ρ_0	кг/м	—

Таблица Д.2 – Результаты расчета показателей энергоэффективности ГПА				
Наименование величины	Обозначение	Формула, источник	Размерность	Величина
1	2	3	4	5
Температура воздуха на входе в ОК	T_3	t_3	К	—
Давление газа на входе в нагнетатель	P_{1_n}	$P_{1_n} \cdot 0,09806 + B \cdot 10^{-3}$	МПа	—
Давление газа на выходе из нагнетателя	P_{2_n}	$P_{2_n} \cdot 0,09806 + B \cdot 10^{-3}$	МПа	—
Температура газа на входе в нагнетатель	T_{1_n}	t_{1_n}	К	—
Температура газа на выходе из нагнетателя	T_{2_n}	t_{2_n}	К	—
Коэффициент сжимаемости на входе в нагнетатель	Z_{1_n}	Формула (11)	-	—
Коэффициент сжимаемости на выходе из нагнетателя	Z_{2_n}	Формула (12)	-	—
Коэффициент псевдоизоэнтروпы	$\frac{k}{k-1}$	Формула (6)	-	—
Степень повышения давления в нагнетателе	ε_H	$\frac{P_{2_n}}{P_{1_n}}$	-	—
Политропный КПД нагнетателя	$\eta_{пол}$	Формула (13)	-	—
Плотность газа на входе в нагнетатель	ρ_{1_n}	$\frac{P_{1_n} \cdot 10^3}{Z_{1_n} \cdot R \cdot T_{1_n}}$	кг/м ³	—
Массовый расход газа через нагнетатель	G_{1_n}	$0,7325 \cdot \sqrt{\Delta P_k \cdot \rho_1}$	кг/с	—
Внутренняя мощность нагнетателя	N_i	Формула (4)	кВт	—
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата
Приложения				Лист
				118

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5
Эффективная мощность ГТУ	N_e	$1,01 \cdot N_i$	кВт	—
Эффективный КПД ГТУ	η_e	$\frac{N_e}{G_{TG} \cdot Q_M}$	-	—
Приведенная эффективная мощность ГТУ	$N_{e_{np}}$	$\frac{101,32}{B} \cdot \left(\frac{288}{T_g} \right)^{0,5} \cdot N_e$	кВт	—

					Приложения	Лист
						119
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Приложение Е (обязательное) Расчет кольцевого диффузора				
Таблица Е.1 – Результаты расчета кольцевого диффузора				
Наименование величины	Обозначение	Формула	Размерность	Величина
1	2	3	4	5
Наружный диаметр на входе	D_1		м	—
Внутренний диаметр на входе	d_1		м	—
Наружный диаметр на выходе	D_2		м	—
Внутренний диаметр на выходе	d_2		м	—
Длина	L		м	—
Давление полного торможения	p_0		бар	—
Степень расширения	n	$n = \frac{D_2^2 - d_2^2}{D_1^2 - d_1^2}$		—
Средний диаметр на входе	D	$D = \frac{1}{2}(D_1 + d_1)$	м	—
Высоты горла	l	$l = \frac{1}{2}(D_1 - d_1)$	м	—
Относительный диаметр ступени	$\frac{D}{l}$			—
Относительный внутренний диаметр на входе	$\overline{d_1}$	$\overline{d_1} = \frac{d_1}{D_1}$		—
Относительный наружный диаметр на выходе	$\overline{D_2}$	$\overline{D_2} = \frac{D_2}{D_1}$	-	—
Относительный внутренний диаметр на выходе	$\overline{d_2}$	$\overline{d_2} = \frac{d_2}{D_2}$	-	—
Относительная длина	$\overline{L}$	$\overline{L} = \frac{L}{D_1}$	-	—
Эквивалентный угол раскрытия	α_3	$\alpha_3 = 2 \arctg \left[\frac{\sqrt{1 - \overline{d^2}}}{2\overline{L}} (\sqrt{n} - 1) \right]$	°	—
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата
Приложения				Лист
				120

Продолжение таблицы Е.1				
Скорость газа на входе	c_1	Рассчитывается по параметрам на входе	м/сек	—
Плотность газа на входе	ρ_1	То же	кг·сек/м ⁴	—
Плотность газа на выходе	ρ_2	Рассчитывается по параметрам на выходе	кг·сек/м ⁴	—
Вязкость на входе	ν_1	Оценивается по параметрам на входе	м ² /сек	—
Число Рейнольдса	Re_1	$Re_1 = \frac{c_1 D_1}{\nu_1}$		—
Форм-параметр пограничного слоя	H	$H = 1,4 \left[1 + \frac{\sqrt{n-1}}{\left(\frac{L}{l} \right)^{0,2}} \right]$		—
Комплексный параметр	B	$B = \frac{0,144 H}{Re_{D_1}^{0,2}} \left(\frac{L}{D} \right)^{0,8}$		—
Условная относительная площадь вытеснения	$\bar{\Delta}_a^*$	Рассчитывается по графикам		—
Коэффициент внутренних потерь	ζ	$\zeta = \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^2 \frac{1}{n^2} \left[\frac{1}{\left(1 - \bar{\Delta}_a^* \right)^2 - 1} \right]$		—
Коэффициент полных потерь	ζ_n	$\zeta_n = \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^2 \frac{1}{n^2 \left(1 - \bar{\Delta}_a^* \right)^2}$		—
Коэффициент «полноты» удара	φ_d	Находится по рисунку	-	—
Коэффициент внутренних потерь	ζ	$\zeta = \varphi_d \left(1 - \frac{1}{n} \right)^2$		—
Коэффициент полных потерь	ζ_n	$\zeta_n = \zeta + \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^2 \frac{1}{n^2}$		—
Коэффициент полных потерь (по номограмме)	ζ_n	По номограмме		—
Давление на входе в диффузор	p_1	$p_1 = p_0 \varepsilon_1$	бар	—
Давление на выходе из диффузора	p_2	$p_2 = (1 - \zeta_n) \frac{\rho_1 c_1}{2} + p_1$	бар	—
				Лист
				121
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата

Приложение Ж
(обязательное)

Расчет сметы затрат до проведения мероприятия

Затраты на материалы.

На КС УКПГ используются следующие основные материалы:

- масло ____ в системе смазки нагнетателя;
- масло турбинное ____.

Таблица Ж.1 – Затраты на материалы на КС

Наименование материалов	Годовая потребность для 1 ГПА, тонн	Цена, руб./тонна	Стоимость, тыс. руб.
Масло ____	____	____	____
Масло турбинное ____	____	____	____
<i>Всего</i>			____

Затраты материалов для 3-х работающих ГПА (2 в резерве):

$$Z_M = \text{---} = \text{---} \text{ тыс. руб.}$$

Согласно РД 153-39.0-112-2001 [65], расчет норм расхода природного газа для собственных технологических нужд компрессорного цеха выполняется в следующей последовательности:

Расход выражается следующим выражением:

$$Q_{ТГ} = Q_{ТТК} + Q_{ТН} + Q_{ПГ}, \quad (1)$$

где $Q_{ТГ}$ – суммарный расход газа, млн.м³;

$Q_{ТТК}$ – расход топливного газа на компримирование, млн.м³;

$Q_{ТН}$ – расход газа на прочие технологические нужды, млн.м³;

$Q_{ПГ}$ – технологические потери природного газа, млн.м³.

Расхода топливного газа на компримирование $H_{ТГ}^{КЦ}$, м³/кВт·ч, рассчитываемый по формуле (2):

					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		122

$$Q_{ТГК} = H_{ТГ}^0 + K_K, \quad (2)$$

где $H_{ТГ}^0$ – суммарный расход газа, млн.м³;

$$H_{ТГ}^0 = \text{--- м}^3/\text{кВт} \cdot \text{ч (таблица 1);}$$

K_K – коэффициент коррекции, учитывающий конкретные условия работы КЦ.

Коэффициент коррекции K_K , рассчитываемый по формуле (3):

$$K_K = K_a + K_y, \quad (3)$$

где K_a – коэффициент, учитывающий влияние атмосферных условий и нормируемый уровень загрузки ГПА, и рассчитываемый по формуле (4):

$$K_a = 1,02 + 0,0025 \cdot (t_a + 5), \quad (4)$$

t_a – средняя температура атмосферного воздуха за планируемый период, °С, $t_a = 0,1$ °С (климатические данные ---, согласно технических решений «Строительство КС-1»);

$$K_a = \text{---}.$$

K_y – коэффициент, учитывающий влияние эксплуатации котлов-утилизаторов и вычисляемый по формуле (5):

$$K_y = 1 + 0,0025 \cdot \frac{n_y}{n_p}, \quad (5)$$

где $\frac{n_y}{n_p}$ – доля агрегатов с котлами-утилизаторами n_y от общего числа

работающих в цехе агрегатов n_p , $n_y = \text{---}$, $n_p = \text{---}$;

$$K_y = \text{---},$$

$$K_K = \text{---},$$

					Приложения	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$Q_{ТГК} = \text{--- млн.м}^3.$$

Расход газа на прочие технологические нужды, вычисляемый по формуле (6):

$$Q_{TH} = H_{TH}^0 \cdot K_p, \quad (6)$$

где H_{TH}^0 – индивидуальная норма расхода природного газа на прочие технологические нужды КЦ, м³/кВт·ч, $H_{TH}^0 = \text{--- м}^3/\text{кВт} \cdot \text{ч}$, (таблица 2);

K_p – безразмерный коэффициент, учитывающий величину расчетного давления газопровода, $K_p = \text{---}$ (справочные данные);

$$Q_{TH} = \text{--- млн.м}^3.$$

Технологические потери природного газа, вычисляемые по формуле (7):

$$Q_{III} = H_{III}^0 \cdot K_p, \quad (7)$$

где H_{III}^0 – индивидуальная норма технологических потерь природного газа в КЦ, отнесенная к единице условной номинальной работы КЦ, м³/кВт·ч;

$H_{III}^0 = \text{--- м}^3/\text{кВт} \cdot \text{ч}$, (таблица 3);

K_p – безразмерный коэффициент, учитывающий величину расчетного давления газопровода, $K_p = \text{---}$ (справочные данные).

$$Q_{III} = \text{--- 48 млн.м}^3,$$

$$Q_{ТГ} = \text{--- млн.м}^3.$$

Расход топливного газа для трех ГПА:

$$Q_{ТГ} = Q_{ТГ} \cdot 3 = \text{--- млн.м}^3.$$

Затраты газа на собственные нужды, вычисляемые по формуле (8):

$$Z_{ГСН} = Q_{ТГ} \cdot C_{Г}, \quad (8)$$

					Приложения	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

где C_{Γ} – стоимость газа за 1 тыс. м³ газа, $C_{\Gamma} = \underline{\hspace{1cm}}$ руб./тыс. м³;

$$Z_{ГCH} = \underline{\hspace{1cm}} = \underline{\hspace{1cm}} \text{ руб./тыс. м}^3 \text{ в год.}$$

Затраты на электроэнергию с учетом двухставочного тарифа определяется по формуле (9):

$$Z_{\mathcal{E}} = N \cdot T_M + \mathcal{E} \cdot T_{\mathcal{E}}, \quad (9)$$

где N – количество заявленной энергии, кВт, $N = \underline{\hspace{1cm}}$ кВт;

T_M – тариф за 1 кВт заявленной мощности, $T_M = \underline{\hspace{1cm}}$ руб./кВт;

$\mathcal{E}$ – количество потребляемой электроэнергии, кВт/час,

$$\mathcal{E} = \underline{\hspace{1cm}} \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$T_{\mathcal{E}}$ – тариф за 1 кВт·ч электроэнергии, $T_{\mathcal{E}} = \underline{\hspace{1cm}}$ руб./кВт·ч;

N – количество заявленной энергии, кВт, $N = \underline{\hspace{1cm}}$ кВт;

$$Z_{\mathcal{E}} = \underline{\hspace{1cm}} = \underline{\hspace{1cm}} \text{ тыс. руб.}$$

Расчёт затрат по заработной плате.

Фонд заработной платы работников каждой категории рассчитывается по формуле (10):

$$\Phi ЗП = Z \cdot Ч, \quad (10)$$

где Z – среднегодовая заработная плата в расчёте на работника,

$$Z = \underline{\hspace{1cm}} \text{ руб.};$$

$Ч$ – численность работников, $Ч = \underline{\hspace{1cm}}$ человека.

$$\Phi ЗП = \underline{\hspace{1cm}} = \underline{\hspace{1cm}} \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления на социальное страхование.

Отчисления на социальное страхование принимают 30% от общего фонда заработной платы, т.е.:

$$Z_{\text{с.ст.}} = 0,3 \cdot \Phi ЗП, \quad (11)$$

$$Z_{\text{с.ст.}} = \underline{\hspace{1cm}} = \underline{\hspace{1cm}} \text{ тыс. руб.}$$

					Приложения	Лист
						125
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Амортизация основных фондов.

Общая величина амортизационных отчислений по амортизационным основным фондам определяется путём суммирования амортизационных отчислений по каждому виду основных фондов:

$$A_i = C_{o\phi_i} \cdot H_{A_i}, \quad (12)$$

где A_i – сумма амортизационных отчислений i -го вида основных фондов;

$C_{o\phi_i}$ – среднегодовая стоимость основных фондов i -го вида,

$C_{o\phi_i} = \text{___}$ млн. руб.;

$H_{A_i} = \text{___}$ % – норма амортизационных отчислений по основному и вспомогательному оборудованию;

$$A_i = \text{___} = \text{___} \text{ тыс. руб.}$$

Прочие денежные расходы.

Оплата производственных и транспортных услуг, отчислений на централизованные мероприятия, охрану окружающей среды, охрану труда, текущий ремонт составляют 10% от общей суммы всех затрат.

Суммарные затраты на КС составляют:

$$S = Z_M + Z_{ГЧН} + Z_{\text{Э}} + \Phi ЗП + Z_{\text{С.СТ.}} + A_i, \quad (13)$$

$$S = \text{___} \text{ тыс. руб.}$$

Прочие расходы составляют:

$$P_{\text{РАСХ}} = S \cdot 0,1 \quad (14)$$

$$P_{\text{РАСХ}} = \text{___} \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные расходы сведены в таблицу Ж.2

					Приложения	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица Ж.2 – Эксплуатационные расходы		
Показатели	тыс. руб.	%
1. Материальные расходы:		
- материалы	—	—
- газ на собственные нужды	—	—
- энергоресурсы	—	—
2. Заработная плата	—	—
3. Отчисления на соц. страхование	—	—
4. Амортизация основных фондов	—	—
7. Прочие расходы	—	—
<i>Итого</i>	—	—

Расчет сметы затрат до проведения мероприятия

Затраты на материалы:

а) при работе 1 ГПА:

$$З_M = \text{—} = \text{—} \text{ тыс. руб.};$$

б) при работе 2 ГПА:

$$З_M = \text{—} = \text{—} \text{ тыс. руб.}$$

Расход газа на собственные нужды определяется по формуле (1):

а) для 1 работающего ГПА:

$$Q_T = \text{—} \text{ млн. м}^3 \text{ (расчёт произведён выше);}$$

б) для 2 работающих ГПА:

$$Q_T = \text{—} = \text{—} \text{ млн. м}^3.$$

Затраты на газ для собственных нужд определяются по формуле (2) и составят:

а) для 1 работающего ГПА:

$$З_{ГСН} = \text{—} = \text{—} \text{ тыс. руб./тыс. м}^3 \text{ в год.};$$

б) для 2 работающих ГПА:

					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		127

$$Z_{ГCH} = \underline{\hspace{1cm}} = \underline{\hspace{1cm}} \text{ тыс. руб./тыс. м}^3 \text{ в год.}$$

Затраты на электроэнергию с учётом двухставочного тарифа определяется по формуле (3) и составит:

а) для 1 работающего ГПА:

$$Z_{э} = \underline{\hspace{1cm}} = \underline{\hspace{1cm}} \text{ тыс. руб.};$$

б) для 2 работающих ГПА:

$$Z_{э} = \underline{\hspace{1cm}} = \underline{\hspace{1cm}} \text{ тыс. руб.}$$

Все вышеприведенные расчеты представлены в таблице Ж.3.

Расчет технико-экономических показателей

1. Себестоимость компримирования газа:

$$S = \frac{S_{общ}}{V_{ком}}, \quad (15)$$

где $S_{общ}$ – общая сумма затрат по компримированию 1000 м³ газа, тыс. руб.;

$V_{ком}$ – объём компримируемого газа, м³/год.

а) при 1 работающем ГПА:

$$S = \underline{\hspace{1cm}} = \underline{\hspace{1cm}} \text{ руб./тыс.м}^3.$$

б) при 2 работающих ГПА:

$$S = \underline{\hspace{1cm}} = \underline{\hspace{1cm}} \text{ руб./тыс.м}^3.$$

в) при 3 работающих ГПА:

$$S = \underline{\hspace{1cm}} = \underline{\hspace{1cm}} \text{ руб./тыс.м}^3.$$

2. Производительность труда:

$$П_T = \frac{V_{ком}}{Ч} \quad (16)$$

а) при 1 работающем ГПА:

$$П_T = \underline{\hspace{1cm}} = \underline{\hspace{1cm}} \text{ млн. м}^3 / \text{чел.}$$

б) при 2 работающих ГПА:

$$П_T = \underline{\hspace{1cm}} = \underline{\hspace{1cm}} \text{ млн. м}^3 / \text{чел.}$$

					Приложения	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

в) при 3 работающих ГПА:

$$P_T = \text{---} = \text{---} \text{ млн. м}^3 / \text{чел.}$$

Таблица Ж.3 – Эксплуатационные расходы

Технико-экономические показатели	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	
		При работе 1 ГПА	При работе 2 ГПА
1. Объём компримируемого газа, млрд. м ³ /год	---	---	---
2. Численность обслуживающего персонала, человек	---	---	---
3. Производительность труда, млн. м ³ /чел.	---	---	---
4. Годовые эксплуатационные затраты, всего, тыс. руб.	---	---	---
в том числе:			
материалы	---	---	---
газ на собственные нужды	---	---	---
энергоресурсы	---	---	---
зарботная плата	---	---	---
отчисления на соц. страхование	---	---	---
амортизация основных фондов	---	---	---
прочие расходы	---	---	---
5. Себестоимость единицы компримируемого газа, руб./тыс. м ³	---	---	---

Приложение 3

(обязательное)

Расчет выбросов метана при пуске и остановке газоперекачивающего агрегата

Количество газа при остановке определяется по формуле (17) "Технологического регламента на проектирование компрессорных станций":

$$Q_{ост} = V_k \cdot \frac{P_{cp}}{0,1013} \cdot \frac{293}{T_{cp}} \cdot \frac{1}{Z_{cp}} \quad (17)$$

где V_k – геометрический объем контура нагнетателя, м³, справочные данные «Технологического регламента на проектирование компрессорных станций»;

P_{cp} – среднеарифметическое давление на входе и выходе нагнетателя, МПа (формула 18):

$$P_{cp} = 9,81 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{P_1 \cdot P_2}{2} \quad (18)$$

где P_1 – давление газа на входе, ата;

P_2 – давление газа на выходе, ата;

T_{cp} – среднеарифметическая температура на входе и выходе нагнетателя, К (формула 19):

$$T_{cp} = 273,15 \cdot \frac{t_1 + t_2}{2} \quad (19)$$

где t_1 – температура газа на входе, °С;

t_2 – температура газа на выходе, °С;

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

Данные о количестве природного газа, выбрасываемого в процессе одного запуска ГПА, принимаем по справочным данным «Технологического регламента на проектирование компрессорных станций».

Годовое количество выбрасываемого газа зависит от количества пусков/остановок ГПА (K_n) и определяется по формуле (20):

					Приложения	Лист
						130
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$Q_{\text{год}} = \frac{Q_{\text{ост}} \cdot \eta_{\text{раб}} \cdot K_n \cdot \rho}{1000} \quad (20)$$

где ρ – плотность природного газа, кг/м³;

K_n – количество пусков/остановок ГПА в год.

Мощность выброса определяем по формуле (21):

$$M_{\text{ост}} = 0,55 \cdot Q_{\text{ост}} \cdot \rho, \quad (21)$$

Скорость выброса определяем по РД-51-100-85 [59] «Руководство по нормированию загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа» при критических значениях

Критическая скорость (W) истечения газа определяется по формуле (22) РД 51-100-85:

$$W = 91.5 \cdot \sqrt{i_1 - i_2} \quad (22)$$

где i_1 – энтальпия газовой смеси при выходе из свечи, Кдж/кг;

i_2 – энтальпия газовой смеси в рабочих условиях, Кдж/кг.

Значения энтальпии приведены в справочных данных РД 51-100-85.

Расчеты представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Определение параметров и объемов выбросов метана при пуске/остановке ГПА

Параметры					Формула или источник	Результаты расчета
1					2	3
Тип ГПА					—	
Число работающих ГПА $n_{\text{раб}}$, шт					Фактические данные	—
Давление газа на входе P_1 , ата					Фактические данные	—
Давление газа на выходе P_2 , ата					Фактические данные	—
Температура газа на входе t_1 , °С					Фактические данные	—
Температура газа на выходе t_2 , °С					Фактические данные	—
Плотность газа ρ , кг/м ³					Фактические данные	—
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Приложения	Лист
						131

Продолжение таблицы 3.1					
1		2		3	
Геометрический объем сравливаемого коллектора ЦБН V_k , м ³		«Технологический регламент на проектирование компрессорных станций» справочные данные		—	
Среднеарифметическое давление в нагнетателе P_{cp} , МПа		$P_{cp} = \frac{9,81 \cdot 10^{-2} \cdot (P_1 + P_2)}{2}$		—	
Среднеарифметическая температура в нагнетателе T_{cp} , К		$T_{cp} = 273 + \frac{(t_1 + t_2)}{2}$		—	
Коэффициент сжимаемости газа, Z_{cp} при P_{cp} и T_{cp}		РД 51-100-85 (рисунок 1 приложение 2)		—	
Количество выбрасываемого газа из контура ЦБН при остановке ГПА $Q_{ост}$, м3		$Q_{ост} = \frac{(V_k + P_{cp}) \cdot \left(T_{cp} \cdot \frac{1}{Z_{cp}} \right)}{0,1013 \cdot 293}$		—	
Мощность выброса при остановке ГПА $M_{ост}$, г/с		$M_{ост} = 0,55 \cdot Q_{ост} \cdot \rho$		—	
Число пусков/остановок K_n в год		По факту		—	
Годовой валовый выброс природного газа при остановке $Q_{год}$, т/год		$Q_{год} = \frac{Q_{ост} \cdot n_{раб} \cdot K_n \cdot \rho}{1000}$		—	
Количество природного газа, выбрасываемого в процессе 1 пуска $Q_{пуск}$, м3		«Технологический регламент на проектирование компрессорных станций» справочные данные		—	
Годовой валовый выброс природного газа при пуске $Q_{год}$, т/год		$Q_{год} = \frac{Q_{пуск} \cdot n_{раб} \cdot K_n \cdot \rho}{1000}$		—	
Энтальпия газовоздушной смеси в рабочих условиях i_2 кДж/кг		РД 51-100-85 (таблица 6 приложение1)		—	
					Приложения
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	
					Лист
					132