

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

Инженерная школа Природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурминская»
УДК <u>622.691.4.052-045.52-027.45</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Федотов Д.А.		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСНГ	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Забродина И. К.	к.п.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

по Основной образовательной программе подготовки магистров

по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ.*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)</i>	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 " Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 " Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"

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

Инженерная школа Природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение Нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Федотову Дмитрию Алексеевичу

Тема работы:

«Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурминская»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 05.02.2019 г. № 877/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

21.05.2019

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Исследовать особенности эксплуатации
(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.).	газоперекачивающего агрегата ГПА-10-01 предназначенного для транспортировки природного газа по магистральным газопроводам; режим работы – непрерывный.
	Технические характеристики ГПА-10-01:
	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..... °С
	Температура перед ТВД..... °С
	Температура перед СТ..... °С
	Эффективный КПД..... %

	2. Для нагнетателя ■■■ Производительность: коммерческая..... ■■■ млн м³/сут объемная..... ■■■ м³/мин Давление газа конечное..... ■■■ МПа Степень повышения давления..... ■■■ % Политропный КПД..... ■■■ % Температура газа при выходе из нагнетательного патрубка..... ■■■ К (■■■ °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. 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 (с точным указанием обязательных чертежей)	Технологические схемы компрессорной станции
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна
«Иностранный язык»	Забродина Ирина Константиновна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат	
Технология эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ГПА-10-01	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21.03.2019
--	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Федотов Дмитрий Алексеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Федотову Дмитрий Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/профиль	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Стоимость ресурсов (эксплуатационных затрат) на обслуживание трех работающих газотурбинных газоперекачивающих агрегатов типа ГПА-10-01: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические ресурсы: материалы (■ тыс. руб.); финансовые ресурсы: обслуживание трех работающих агрегатов типа ГПА-10-01 (■ 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 ГПА-10-01 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 ГПА-10-01 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. Расчет эксплуатационных затрат для газотурбинных газоперекачивающих агрегатов типа ГПА-10-01

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	7.03.2019
--	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Федотов Дмитрий Алексеевич		27.03.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Федотову Дмитрию Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/профиль	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	1. Объект исследования: газоперекачивающий агрегат ГПА-10-01, предназначенный для транспортировки природного газа по магистральным газопроводам. Область применения: газотранспортные системы природного газа.
1. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	– ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – СНиП 21-01-02-85. Противопожарные нормы. – СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты.	1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – превышение уровней шума и вибрации; – повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; – отклонение показателей микроклимата в помещении; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – необходимые средства защиты от вредных факторов.
---	---

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной 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)	2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – электрический ток; – острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; – пожароопасность; – электрический ток; – статическое электричество; – утечки токсических и вредных веществ в рабочую зону; – необходимые средства защиты от опасных факторов.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	3. Охрана окружающей среды: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы природного газа, выхлопные газы ГТУ); – анализ воздействия объекта на гидросферу (загрязнение сточными водами); – анализ воздействия объекта на литосферу (засорение почвы бытовыми отходами); – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы в зданиях; – выбор наиболее типичной ЧС: - взрыв; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.03.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Федотов Дмитрий Алексеевич		

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

Инженерная школа Природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение Нефтегазового дела
 Уровень образования магистратура
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.05.2019
--	------------

<i>Дата контроля</i>	<i>Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)</i>	<i>Максимальный балл раздела (модуля)</i>
10.03.2019	Введение	10
21.03.2019	Обзор литературы	10
25.04.2019	Общая часть	30
10.05.2019	Социальная ответственность	10
14.05.2019	Финансовый менеджмент	10
16.05.2019	Иностранный язык	10
21.05.2019	Заключение	10
24.05.2019	Презентация	10
	Итого:	100

Составил преподаватель:

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

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		

Реферат

Магистерская диссертация включает 117 страницы, 18 рисунков, 16 таблиц, 58 источников, 4 приложения.

Ключевые слова. Компрессорная станция, газопровод, газотурбинный газоперекачивающий агрегат, газотурбинная установка, надежность, коэффициент полезного действия, диффузор, выхлопной диффузорный патрубок.

Объект исследования. Газотурбинный газоперекачивающий агрегат типа ГПА-10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская».

Цель работы. Выбор оптимального решения по повышению эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа ГПА-10-01 путем снижения вибрационной нагрузки на стенки выхлопного диффузорного патрубка газовой турбины.

Результаты исследования. Приведены методы по снижению сопротивления стенок диффузора с более низким коэффициентом потерь. Результаты могут быть использованы 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.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики. На основе методических указаний по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газоперекачивающего агрегата типа ГПА-10-01 с нагнетателем ■ в условиях компрессорной станции были определены: коэффициент полезного действия агрегата; удельный расход топливного газа; коэффициент технического состояния газотурбинной установки и нагнетателя.

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.

Abstract

The master's thesis includes 117 pages, 18 figures, 16 tables, 58 sources, 4 app.

Keywords. Compressor station, gas pipeline, gas turbine gas pumping unit, gas turbine installation, reliability, efficiency, diffuser, exhaust diffuser pipe.

Object of study. Gas turbine gas pumping unit type GPA-10-01 at the «Kozhurlinskaya» compressor station.

Objective. The choice of the optimal solution to improve the operational reliability of the gas pumping unit type GPA-10-01 by reducing the vibration load on the walls of the exhaust diffuser pipe of a gas turbine.

The results of the study. The methods for reducing the resistance of the walls of the diffuser with a lower loss coefficient are given. The results can be used to solve problems of increasing the thermodynamic efficiency of compressor stations with a gas turbine drive using the established reduction of the vibration level in the annular diffusers of the exhaust path of the gas turbine installation.

The main design, technological and technical and operational characteristics. On the basis of the methodological guidelines for conducting thermal engineering and gas-dynamic calculations when testing a gas pumping unit of the GPA-10-01 type with an  supercharger under the conditions of the compressor station, the following parameters were determined: efficiency of the unit; specific fuel gas consumption; the ratio of the technical state of the gas turbine and supercharger.

Application area. Natural gas transmission systems.

Economic efficiency / significance of the work. A comparative analysis of the operational costs of servicing the gas compressor units before and after the event, which include the operation of one, two or three operating units, to identify the economical operating mode of the station

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Газопровод № 1: Газопровод «Омск – Новосибирск - Кузбасс».

Газотурбинная установка: Система, состоящая из таких компонентов как: газовая турбина, компрессор (компрессора), камеры сгорания, а также вспомогательных агрегатов и различных систем управления.

Газотурбинный двигатель: Отдельная часть газотурбинной установки, главная цель которой преобразование тепловой энергии в механическую.

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

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

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

Коэффициент полезного действия: Отношение выходной мощности к расходу теплоты топлива, подсчитанное по его низшей теплоте сгорания при нормальных условиях.

Турбина (газовая): один из компонентов ГТД, предназначенный для преобразования потенциальной энергии, полученной от нагретого рабочего тела в механическую работу.

Силовая турбина: турбина, закрепленная на отдельном валу, с которого отбирается.

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;

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.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

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

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.

Оглавление

Введение	18
1 Обзор литературы.....	20
2 Характеристика объекта исследования	24
2.1 Краткая характеристика природных условий района	24
2.2 Основные параметры работы компрессорной станции	24
2.3 Схема подключения компрессорной станции к газопроводам	25
2.4 Технологическая схема компрессорной станции и компрессорного цеха	26
3 Конструктивные особенности ГПА-10-01.....	28
3.1 Назначение, устройство и работа ГПА-10-01.....	28
3.2 Устройство и работа двигателя ■	29
3.3 Устройство и назначение КНД и КВД	30
3.3.1 Компрессор низкого давления	30
3.3.2 Компрессор высокого давления	32
3.4 Состав и принцип работы камеры сгорания	33
3.5 Устройство и назначение турбины высокого давления	35
3.6 Устройство и назначение турбины низкого давления	36
3.7 Устройство и назначение силовой турбины.....	37
3.8 Назначение, устройство, работа и характеристики двухкаскадного центробежного нагнетателя Н 235-24-1	37
4 Расчетная часть.....	41
4.1 Расчет режимов работы двухкаскадного центробежного нагнетателя ■	41
4.2 Расчет характеристик двухкаскадного центробежного нагнетателя ■	41
4.3 Методика теплотехнических и газодинамических испытаний газотурбинных газоперекачивающих агрегатов	42
4.4 Расчет показателей газотурбинной установки	44
4.5 Расчет показателей газового компрессора	46
4.6 Расчет показателей энергоэффективности газоперекачивающих агрегатов	52
5 Вибрационная диагностика машинного оборудования	54
5.1 Основные определения, виды и нормы вибрации.....	54
5.2 Причины вибрации оборудования.....	60
6 Кольцевой диффузорный канал турбомшины	62
6.1 Классификация диффузоров	62
6.2 Характеристика кольцевого диффузора газовой турбины	62
6.3 Мероприятия по снижению динамической нагрузки на стенки выхлопного диффузорного патрубка	63

7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	71
7.1	Экономическое обоснование работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ГПА-10-01	71
7.2	Расчет эксплуатационных затрат для газотурбинных газоперекачивающих агрегатов типа ГПА-10-01	71
7.2.1	Расчет эксплуатационных затрат до проведения мероприятия	71
7.2.2	Расчет эксплуатационных затрат после проведения мероприятия	72
7.2.3	Расчет технико-экономических показателей	72
7.2.4	Расчет сметы затрат до проведения мероприятия	72
7.2.5	Расчет сметы затрат до проведения мероприятия	77
7.2.6	Расчет технико-экономических показателей	78
8	Социальная ответственность	80
8.1	Производственная безопасность	80
8.1.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	82
8.1.1	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	85
8.2	Экологическая безопасность	90
8.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	91
8.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	94
	Заключение	97
	Список источников и литературы	98
	Список публикаций студента	104
	Приложение А	105
	Приложение Б	115
	Приложение В	116
	Приложение Г	117

Введение

Любая современная газотранспортная система (ГС) предназначена для обеспечения перекачки природного газа больших объемов на значительные расстояния от месторождений до конечного потребителя. При этом, рассматривая инфраструктуру Российской Федерации, следует отметить удаленность источников природного газа, слабо развитую инфраструктуру районов дальнего востока и крайнего севера, а также жесткие требования к качеству поставляемого продукта. Все это указывает на то, что процесс транспортировки является сложным и, помимо самих трубопроводов, требует использования компрессорного оборудования, установленного на головных, линейных и компрессорных станциях (КС) подземных хранилищ [1].

При транспортировке газа, имеются следующие нюансы. Газ, проходя по трубопроводу, теряет свою энергию на преодоление сил сопротивления стенок трубы. Соответственно скорость потока при этом снижается, что приводит к падению давления в трубопроводе. Пропускная способность трубы снижается. Чтобы избежать этого, на протяжении всей линейной части газопровода, через каждые 100-150 км строят компрессорные станции.

Компрессорные станции являются одной из составляющих линейной части магистрального газопровода. Они предназначена для компримирования газа, проходящего через них, при помощи газоперекачивающих агрегатов.

В настоящее время основным элементом КС являются газоперекачивающие агрегаты (ГПА), работающие на электроприводе и газотурбинном (ГТ) приводе. Последний тип по суммарной мощности превышает 80 % от общей установленной мощности приводов на КС.

В России, основной объём добычи и транспортировку природного газа осуществляет ПАО «Газпром» - крупнейшая в мире система, которая постоянно

					Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Федотов Д.А.				Введение	Лит.	Лист
Руковод.	Брусник О.В.						18
Консульт.							117
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71	

проводит модернизацию и техническое перевооружение объектов, линейной части и КС.

Актуальность работы. ПАО «Газпром» была разработана комплексная программа на 2016 – 2020 годы, по реконструкции и техническому перевооружению объектов транспорта газа [1]. Данная программа имеет направление на увеличение надежности работы компрессорных станций, а также их эффективности, поэтому работы, направленные на повышение КПД газоперекачивающих агрегатов, а также снижение вибрации на стенки выхлопного диффузорного патрубка газовой турбины ГПА являются актуальными.

Объект исследования. Газотурбинный газоперекачивающий агрегат типа ГПА-10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская»

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

Цель работы. Выбор оптимального решения по повышению эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа ГПА-10-01 путем снижения вибрационной нагрузки на стенки выхлопного диффузорного патрубка газовой турбины.

Задачи работы:

1. Изучение нормативно-технической документации по эксплуатации оборудования на компрессорных станциях.
2. Исследование влияния вибрационной нагрузки на стенки выхлопного диффузорного патрубка газовой турбины ГПА
3. Проведение технологических расчетов:
 - коэффициента технического состояния газотурбинной установки и нагнетателя;
 - удельного расхода топливного газа ГПА;
 - коэффициента полезного действия ГПА.
4. Расчет и определение оптимальной конструкции кольцевого диффузора.

1 Обзор литературы

В современных условиях на текущий момент газотурбинные установки приобретают расширенное использование в различных компаниях. Это объясняется, прежде всего, рядом преимуществ ГТУ перед их основными конкурентами. Сравнительно большие мощности при малых габаритных размерах и удельном весе, более высокая экономичность, использование полностью автоматизированного управления, высокие показатели надежности, возможность использования при ремонте «сменных пакетов», и не менее важный фактор — это простота конструкции и обслуживания – вот главные преимущества ГТУ.

Одними из самых доступных и эффективных методов дальнейшего развития газоперекачивающих компаний являются: повышение надежности газотурбинных установок, снижение атмосферных выбросов (повышение экологичности), увеличение экономичности использования различных ресурсов, и самое главное, поднятие КПД установок.

Теоретическим основам ГПА, повышенное внимание уделяется с середины 50-х годов. Основоположником является учёный Циолковский [5]. С конца 70-х годов наблюдается мощный толчок развития турбинной техники в различных отраслях промышленности и народного хозяйства, такие как: бурение (турбобуры), паровые турбины. Все современные самолёты оснащены авиа турбинами в двигателе. На морских судах применяются судовые паровые турбины. Помимо этого, технологии турбодвигателей применяют на железнодорожных установках, электростанциях, в танкостроении, в автостроении. Но особое внимание, уделяется транспортировке природного газа.

Наиболее подходящими, для понятия теоретических основ газоперекачивающих агрегатов, оказались работы Цанева С.В., Бузов В.Д., Ремезов А.Н. [6]; Трухний А.Д., Ломакин Б.В. [7]; Чухаревой Н.В., Рудаченко А.В. [8].

					Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Федотов Д.А.				Обзор литературы		
Руковод.	Брусник О.В.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						
						Лит.	Лист
							20
							117
						НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71	

Развитие турбинной газотранспортной системы наблюдается к концу 80-х. Основной пик приходится на текущее время. Это связано со строительством новых газопроводов, проходящих по территории со слаборазвитой структурой электроснабжения [12].

Опираясь на исследования авторов; Аксенов Д.Т., Березин В.Л., Болотин В.В., Яковлев Е.И., Зарицкий С.П., Иванов В.А., Лопатин А.С, Пиралишвили Ш.А., Зарянкин А. Е., и другие [5-7], необходимо проведение целого комплекса мероприятий, которые включают, повышение надежности и экономичности, как основного, так и вспомогательного оборудования.

Повысить надежность и экономичность газотурбинных установок можно путем совершенствования основного и вспомогательного оборудования.

Повышение эффективности ГТУ, его технического уровня, возможно так же обеспечить, используя направления которые предлагают авторы: Купреев Е. И., Карницкий Н. Б. [10].

Обеспечение дальнейшего повышения эффективности и технического уровня ГТУ возможно обеспечить по следующим направлениям:

1. регенерация тепла отработанных газов, с его повторным использованием;
2. совершенствование проточных частей осевых компрессоров с целью увеличения их эффективности;
3. Исследование сплавов, которые будут более жаропрочными
4. Изменение систем всасывания и выхлопа двигателя
5. Более тщательная очистка воздуха и топлива, которые поступают в ГТУ. Вредные атмосферные выбросы, должны быть сведены к минимуму.
6. повышение эксплуатационной надежности агрегатов;
7. разработка и исследование более эффективного способа охлаждения газовых турбин.

Из-за роста начальной температуры и отсутствие новых жаропрочных материалов и высокой их стоимости ведет к трудности повышения мощности ГТУ и экономичности газотурбинных установок[12].

Большое количество производственных компаний проводят исследования в таких направлениях как:

- создание новых сплавов, которые будут более жаропрочны;
- разработка современных методик по изготовлению агрегатных деталей и узлов в целом;
- разработка защитных средств, которые помогут защитить детали от высокотемпературной коррозии.

Для достижения цели повышение мощности и экономичности ГТУ открытого типа, принимаются решения по применению многовальных схем. Основной особенностью таких ГТУ является то, что турбина разделана на несколько ступеней (две или больше). Число оборотов данных ступеней не зависят друг от друга. Это даёт возможность регулировать мощность установки при возникновении частичных нагрузок, при этом эффективность, даже за счёт снижения расхода топлива и воздуха, не снижается.

Скворцовым А. В. и Зейгарником Ю. А. [11] была предложена следующая методика по повышению параметров газоперекачивающего агрегата. Впрыск воды в проточную часть компрессора, с целью увеличения КПД ГТУ, повышение мощности и снижение вредных выбросов. Необходим выбор оптимальной схемы впрыска воды, с целью определения оптимального течения в радиальном зазоре. Практическая ценность в проведенной авторами работе, заключается в том, чтобы подтвердить расчётный эффект, достигаемый впрыскиванием воды в двигатель.

Наиболее перспективными, с точки зрения повышения внутреннего относительного КПД газовой турбины и ее мощности являются работы [9,13], которые связаны 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 уделяется большое внимание турбостроительных мировых компаний (НПО «Сатурн», ООО «Сименс технологии газовых турбин») проблеме снижения потерь энергии, а также они пытаются получить высокий диффузорный эффект за последней ступенью за счет использования кинетической энергии уходящего потока.

Конструкторам Осипову Е.В. и Иноземцеву А.А. при использовании развитых кольцевых диффузоров удалось преобразовать кинетическую энергию потока в потенциальную вплоть до 50%. Их работы повлияли на усовершенствование данных конструкций.

Проведенный литературный анализ показал, что в последнее время, помимо разработок новых термически устойчивых материалов, особое внимание уделяется вопросам, связанным с исследованием влияния вибрационных нагрузок на кольцевые диффузоры (КД) вследствие повышенного акустического излучения и влияния КД на степень понижения давления рабочего тела на выходе из турбины при его перемещении по газоходу. При этом указанные характеристики, согласно [4], влияют на мощность ГТ и коэффициент полезного действия.

Данную проблему современные инженеры решают путем применения разных конструкций КД. Так, в работах [4, 13], показано, что в большинстве случаев можно использовать геометрические диффузоры, представляющие собой каналы, площадь которых непрерывно увеличивается по направлению движущихся по ним продуктов сгорания.

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

2 Характеристика объекта исследования

2.1 Краткая характеристика природных условий района

Рассматриваемый район строительства расположен в Убинском районе Новосибирской области.

Согласно, данным [14], климат Новосибирской области обуславливается как континентальный. Продолжительность холодного периода - 178, тёплого - 188, безморозного - 120 дней. В области наблюдается суровая и продолжительная зима с устойчивым снежным покровом от 20 см. Лето жаркое, но его продолжительность около 90-100 дней. В южных степных районах наблюдаются суховеи и засухи.

2.2 Основные параметры работы компрессорной станции

Таблица 2 – Параметры работы КС «Кожурлинская» в летнем режиме

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Летний режим
1	2	3	■
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	°С	■
5	Потребляемая мощность, МВт		■

					Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Федотов Д.А.				Характеристика объекта исследования				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.									24	117
Консульт.									НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.										

2.3 Схема подключения компрессорной станции к газопроводам

Компрессорная станция «Кожурлинская» Барабинского ЛПУМГ ООО «Газпром Трансгаз Томск» предназначена для компримирования природного газа, транспортируемого по магистральному газопроводу «Омск – Новосибирск – Кузбасс».

Благодаря узлу подключения КС к данному газопроводу, возможны следующие варианты подачи газа:

- прямая подача газа из газопровода №1 в газопровод №2 после компримирования;
- реверсивный режим подачи газа из газопровода №2 в газопровод №1 после компримирования;
- бескомпрессорный режим подачи газа из газопровода №1 в газопровод №2 (через узел защиты от превышения давления);
- подачи транспортируемого газа из магистрального газопровода № 2 в газопровод № 1 минуя КС по обводному трубопроводу DN ■ с краном № 20 (реверсивный бескомпрессорный режим) [15].

В состав компрессорной станции входят:

- охранные краны №19 и №21;
- узел подключения КС;
- входной и выходной шлейфы КС;
- технологические модули;
- вспомогательные системы.

В случае возникновения каких-либо аварийных ситуаций, для автоматического отключения магистрального газопровода от КС используют охранные краны.

Обвязка кранового узла № 19:

					Характеристика объекта исследования	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- основной кран № 19 Ду ■■■;
- два байпаса № 19.1 и №19.2 Ду ■■■;
- свечной кран № 19.3;
- два обводных крана № 19.11 и № 19.21 Ду ■■■.

Обвязка кранового узла № 21 аналогично с № 19.

На входном шлейфе установлены краны №7, 7а Ду ■■■. Предусмотрена возможность байпасирования крана №7а по линии Ду ■■■ через кран №7а.1 и крана №7 по линии Ду ■■■ через краны №№7.1, 7.2. Также есть возможность продувки этого шлейфа и сброса газа на свечу через кран №17 по линии Ду ■■■.

На выходном шлейфе установлен кран №8 Ду ■■■. Предусмотрена возможность байпасирования крана №8 по линии Ду ■■■ через краны №№8.1, 8.2. Также есть возможность продувки этого шлейфа и сброса газа на свечу через кран №18 по линии Ду ■■■.

2.4 Технологическая схема компрессорной станции и компрессорного цеха

На КС выполняются следующие основные технологические процессы:

- очистка газа;
- замер газа на входе КС;
- компримирование газа;
- охлаждение газ.

Охлаждение газа производится воздушными охладителями (АВО)

Для нормальной работы технологического оборудования, необходимы следующие вспомогательные технологические системы:

- система маслоснабжения;

- система удаления и сбора влаги, механических и других примесей в процессе очистки газа.

Основными технологическими установками на КС являются:

- компрессорный цех;
- установка очистки газа;
- установка подготовки газа;
- установка охлаждения газа.

Технологическая схема КС представлена в приложение Б.

На КС «Кожурлинская» установлены газоперекачивающие агрегаты ГПА-10-01 с газотурбинным двигателем ■ и нагнетателем ■. Технологическая схема КС предусматривает только параллельный режим работы ГПА.

3 Конструктивные особенности ГПА-10-01

3.1 Назначение, устройство и работа ГПА-10-01

При помощи газоперекачивающего агрегата происходит компримирование природного газа на компрессорных станциях

В состав газоперекачивающего агрегата ГПА-10-01 входят: газоотвод (1), блок агрегатов (6), нагнетатель ■ (2), газотурбинный двигатель ■ (5).

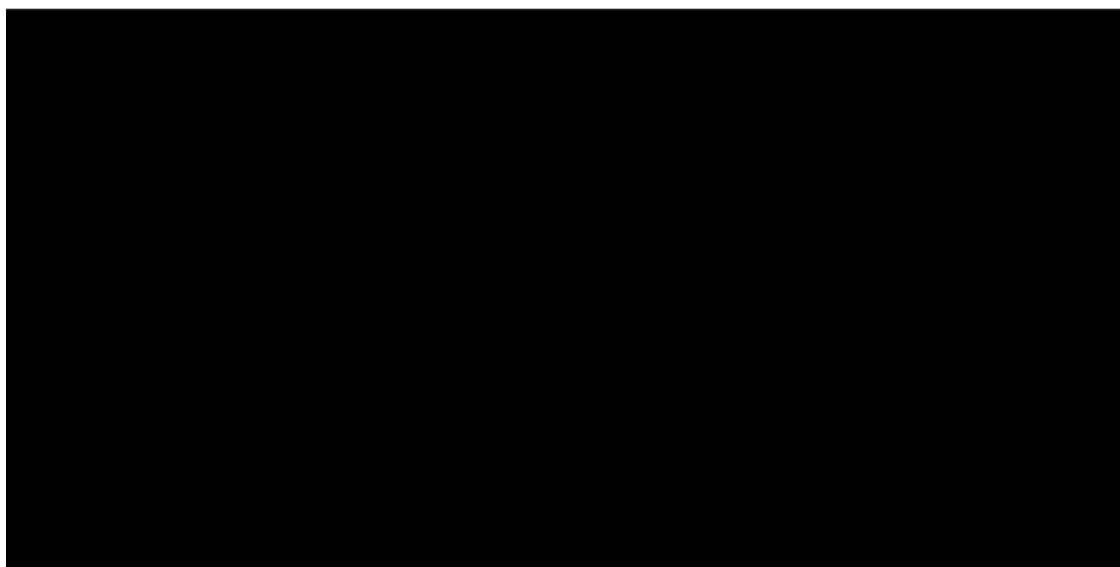


Рисунок 1 – Газотурбинный газоперекачивающий агрегат типа ГПА-10-01:

1 – газоотвод; 2 – двухкаскадный нагнетатель ■; 3 – кожух; 4 – рама; 5 – двигатель ■; 6 – блок агрегатов

В общей рамке (4) закреплены двигатель, блок агрегатов и газоотвод. Кожухом (3) закрыты: турбины, камера сгорания, газоотвод двигателя. На отдельном фундаменте крепится нагнетатель.

Компрессора высокого и низкого давления, турбины высокого и низкого давления, турбины нагнетателя, камеры сгорания – это все входит в состав газотурбинного двигателя.

					Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Федотов Д.А.				Конструктивные особенности ГПА 10-01		Лит.	Лист
Руковод.	Брусник О.В.							28
Консульт.								117
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71	

Трубина низкого давления приводит во вращение блок агрегатов и компрессор низкого давления, а турбина высокого давления приводит во вращение компрессор высокого давления.

Камера сгорания предназначена для сжигания природного газа, которая состоит из 10 жаровых труб и имеет трубчато-кольцевой тип.

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.

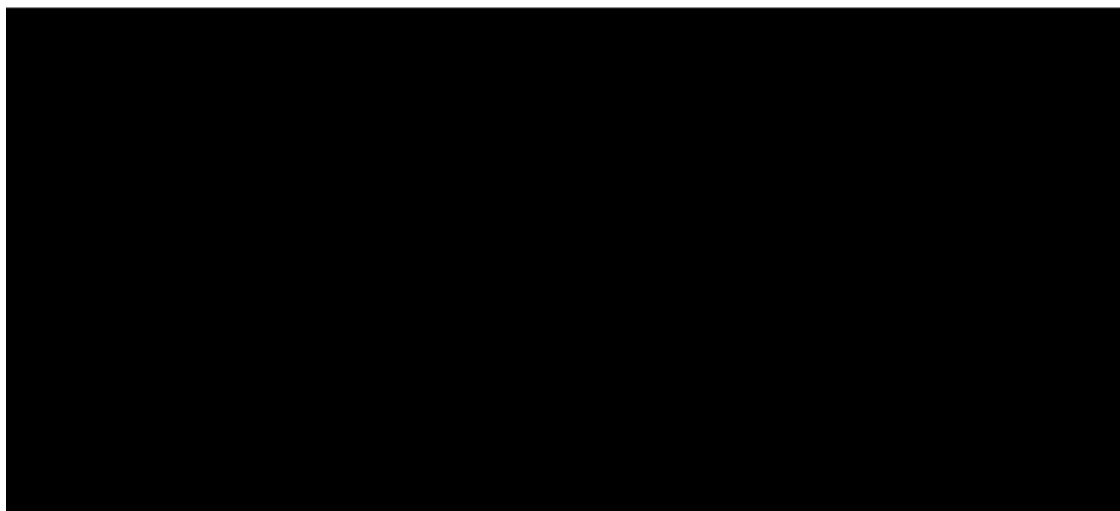


Рисунок 2 – Конструктивная схема двигателя ■■■ [16]:

*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*

Принцип работы двигателя.

Атмосферный воздух поступает во входную камеру ГПА, проходит через входное устройство ГТУ в осевом направлении и через входной корпус сначала в 7-ми ступенчатый компрессор низкого давления, а затем в 9-ти ступенчатый компрессор высокого давления.

В компрессоре происходит повышение давления воздуха. Осевая скорость потока несколько уменьшается. Часть воздуха из проточной части компрессора отбирается на технологические нужды двигателя, а также на нужды ГПА.

Из компрессора воздух поступает в трубчато-кольцевую камеру сгорания, где за счет непрерывного сгорания топливного газа, подводимого через форсунки, температура смеси продуктов сгорания значительно возрастает. Часть воздуха в камере сгорания участвует в процессе горения, а часть идет на смешение с горячим газом, понижает их температуру до величины, обеспечивающей надежную работу деталей камеры сгорания и турбины. Скорость потока газа в камере сгорания, вследствие подвода тепла, увеличивается, а давление, из-за гидравлического сопротивления, несколько уменьшается.

Из камеры сгорания поток горячего газа поступает последовательно в турбины, расположенные последовательно: турбина высокого давления, турбина низкого давления и силовая турбина. В турбинах потенциальная тепловая энергия выходящего из камеры сгорания потока горячего газа преобразуется последовательно в кинетическую энергию и механическую работу вращения роторов компрессоров высокого и низкого давления. Мощность развитая силовой турбиной, расходуется на привода нагнетателя. Давление, температура газа и скорость потока газа в турбинах уменьшается.

3.3 Устройство и назначение КНД и КВД

3.3.1 Компрессор низкого давления

Назначение

КНД – 7-ми ступенчатый предназначен для сжатия атмосферного воздуха и подачи его через переходник в КВД.

Состав

КНД (рис. 3) состоит из входного устройства 1, переднего корпуса 2, корпуса КНД 3, ротора КНД 4, установленного на передней 8 и задней 7 опорах.

Для плавного подвода воздуха в компрессор предназначено входное устройство, которое состоит из наружного 19 и внутреннего 18 обтекателей. Кольцевой канал между ними служит началом проточной части двигателя.

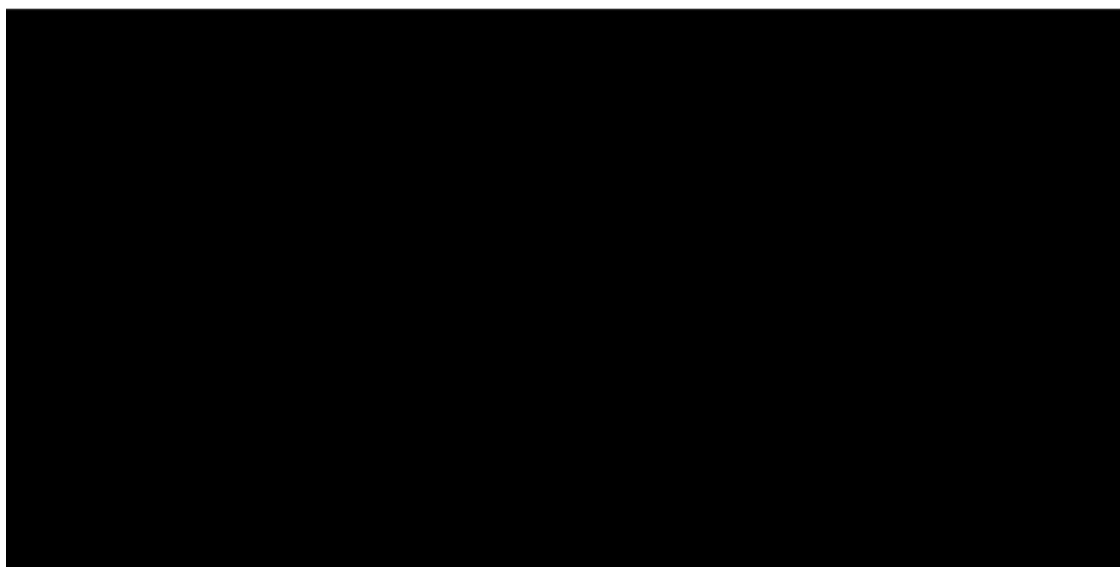


Рисунок 3 – Конструктивная схема компрессора низкого давления [16]:

1 - Входное устройство; 2 - передний корпус; 3 - корпус КНД; 4 - ротор КНД; 5 – спрямляющий аппарат; 6 - переходник; 7 - задняя опора; 8 - передняя опора; 9 - крышка лабиринтная; 10 - корпус муфты; 11 - втулка; 12 - валик; 13 - кольцо регулировочное; 14 - щека муфты; 15 - конус обтекателя; 16 - вал; 17 - гайка; 18 - обтекатель внутренний; 19 - обтекатель наружный; а - фланец; г – фланец

Наружный обтекатель 19 выполнен сварным, коробчатой конструкции, состоит из профилированной «д» и конической «е» стенок и фланцев «г» и «а». Фланцем «г» наружный обтекатель крепится к переднему корпусу компрессора, а на фланце «а» расположены отверстия для крепления диафрагмы, отделяющей воздухозаборную шахту двигателя от помещения на объекте.

Внутренний обтекатель 18 выполнен сварным, состоит из профилированной стенки и двух фланцев. Внутренний обтекатель крепится к переднему корпусу при помощи конуса обтекателя 15 и гайки 17. Конус обтекателя - сварной и состоит из стенки и двух фланцев.

Вместе с внутренним обтекателем к переднему корпусу крепится крышка лабиринта 9, уплотнительные поверхности которого с уплотнительными гребешками корпуса муфты 10 образуют двухрядное лабиринтное уплотнение, ограничивающее масляную полость переднего корпуса со стороны входа воздуха в КНД.

Эластичная муфта предназначена для компенсации излома осей ротора КНД 4 и вала редуктора 16 выносной коробки приводов и передачи крутящего момента от ротора КНД на вал редуктора 16, состоит из корпуса муфты 10, щеки муфты 14 и втулки 11, затянутых на валике 12 гайками. С ротором КНД эластичная муфта соединяется шлицами, а с валом редуктора выносной коробки приводов - призонными болтами. Для разгрузки щеки муфты 14 от осевых усилий, возникающих при тепловых расширениях, в муфте установлен упорный валик 12, воспринимающий осевые усилия.

На валике 12 установлено регулировочное кольцо 13 для регулировки зазора «в».

Зазор «в» необходим для того, чтобы щека муфты 14, изгибаясь, могла воспринять перекося вала редуктора 16.

Передняя цапфа ротора КНД 4 через эластичную муфту и вал редуктора передает крутящий момент на выносную коробку приводов при режимной работе двигателя. При запуске двигателя крутящий момент передается от выносной коробки приводов через вал эластичную муфту на переднюю цапфу ротора КНД.

3.3.2 Компрессор высокого давления

Назначение

Компрессор высокого давления – 9-ти ступенчатый предназначен для окончательного сжатия воздуха и подачи его в камеру сгорания

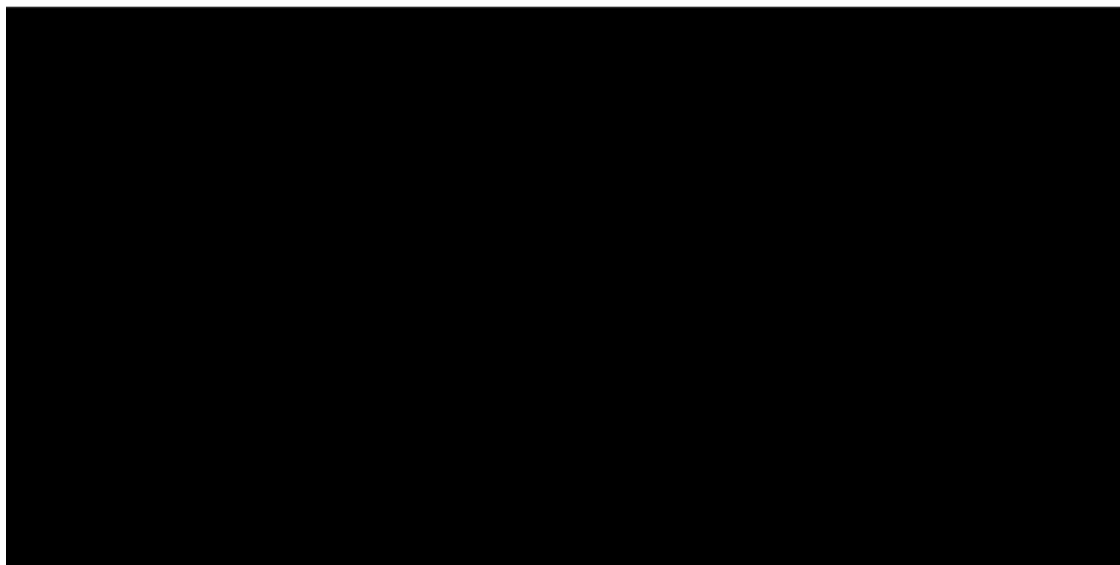


Рисунок 4 – Конструктивная схема компрессора высокого давления [16]

1 - переходник; 2 - корпус; 3 – ротор КВД; 4 – спрямляющий аппарат; 5 – корпус задний; 6 – опора задняя КВД; 7 – опора передняя КВД; 8 - корпус; 9 – датчик замера оборотов КВД; 10 – отверстие для ключа ручной прокрутки ротора КВД

3.4 Состав и принцип работы камеры сгорания

Назначение

Камера сгорания предназначена для передачи тепла рабочему телу - воздуху, поступающему из компрессора, за счет непрерывного сжигания в нем топлива - природного газа.

Состав и принцип работы

КС является прямоточной трубчато-кольцевого типа с горизонтальным разъемом кожухов. Горизонтальные разъемы кожуха КС уплотняются с помощью вкладышей 11. В местах соединений кожуха КС с фланцами заднего корпуса КВД и корпуса соплового аппарата горизонтальные разъемы уплотняются с помощью прокладок 12, прижимаемых планками 13. Применение такой конструкции позволяет производить осмотр и замену жаровых труб в условиях эксплуатации без разборки всего двигателя.

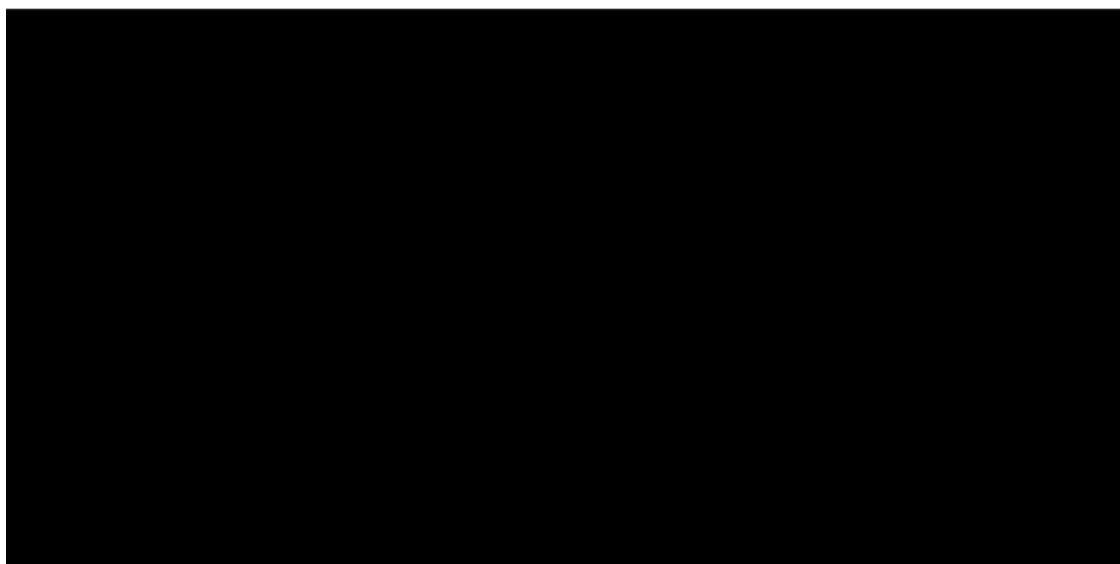


Рисунок 5 – Конструктивная схема камеры сгорания [16]

1 – коллектор газовый; 2 – труба подвода газа; 3 – диффузор; 4 – форсунка; 5 – корпус задний; 6 – труба жаровая; 7 – кожух вала турбины; 8 – воспламенитель; 9 – патрубки; 10 – фиксатор; 11 – вкладыш; 12 – прокладка; 13 – планка; 14 – отверстие для осмотра.

КС состоит из: кожуха КС 5 (рис.5), 10-ти жаровых труб 6, кожуха вала турбины 7, 10-ти топливных форсунок 4, диффузора КС 3, коллектора газового 1, 10-ти труб подвода газа 2, двух воспламенителей 8.

Топливо - природный газ подводится в КС по кольцевому коллектору, расположенному вокруг корпуса КВД.

Проточная часть КС выполнена следующим образом: спрямляющий аппарат на выходе из КВД плавно переходит в диффузор КС, в котором происходит торможение потока воздуха и раздача его по кольцевому каналу КС. Распределение воздуха по длине КС производится отверстиями в жаровых трубах.

Топливо в головную часть жаровых труб подается с помощью 10-ти форсунок.

Каждая жаровая труба 6 в головной части опирается на два фиксатора 10, которые фиксируют её в определённом положении; хвостовая часть жаровой трубы входит в гнездо соплового аппарата 1 ступени ТВД.

Тепловое расширение жаровой трубы происходит в сторону турбины, для чего между торцом трубы и сопловым аппаратом ТВД предусмотрен зазор «е».

Между собой жаровые трубы соединены десятью пламяперебрасывающими патрубками 9, к двум из которых подходят патрубки от воспламенителей 8.

Кожух камеры сгорания 5 является силовым узлом двигателя. Передним фланцем кожух крепится к заднему корпусу КВД, задним – к наружному корпусу соплового аппарата первой ступени ТВД. Кожух камеры сгорания имеет горизонтальный разъём.

3.5 Устройство и назначение турбины высокого давления

Назначение

Турбина высокого давления (далее – ТВД) приводит во вращение компрессор высокого давления.

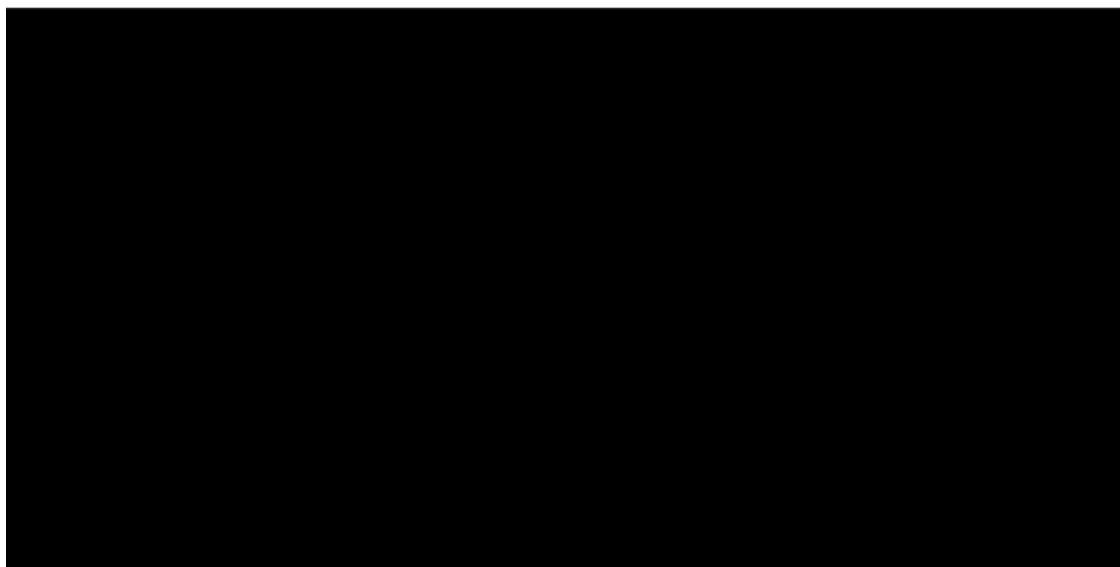


Рисунок 6 – Турбины высокого давления [16]

1 – ротор ТВД; 2 – кожух вала; 3 – проставка; 4 – сопловой аппарат I ступени; 5 – сопловой аппарат II ступени; 6 – опорный венец ТВД; 7 – подшипник роликовый; 8 – диск I ступени; 9 – диск II ступени; 10 – лабиринт; 11 – лабиринтная втулка.

Состав и принцип работы

ТВД - осевая, реактивная, 2-х ступенчатая. Каждая ступень турбины образуется рядом сопловых лопаток, закрепленных в неподвижном корпусе

соплового аппарата и следующим за ним рядом рабочих лопаток, закрепленных на диске ротора. Турбина состоит из соплового аппарата I ступени 4 (рис. 6), соплового аппарата II ступени 5, ротора ТВД 1 и опорного венца ТВД 6.

3.6 Устройство и назначение турбины низкого давления

Назначение

Турбина низкого давления (далее – ТНД) приводит во вращение компрессор низкого давления.

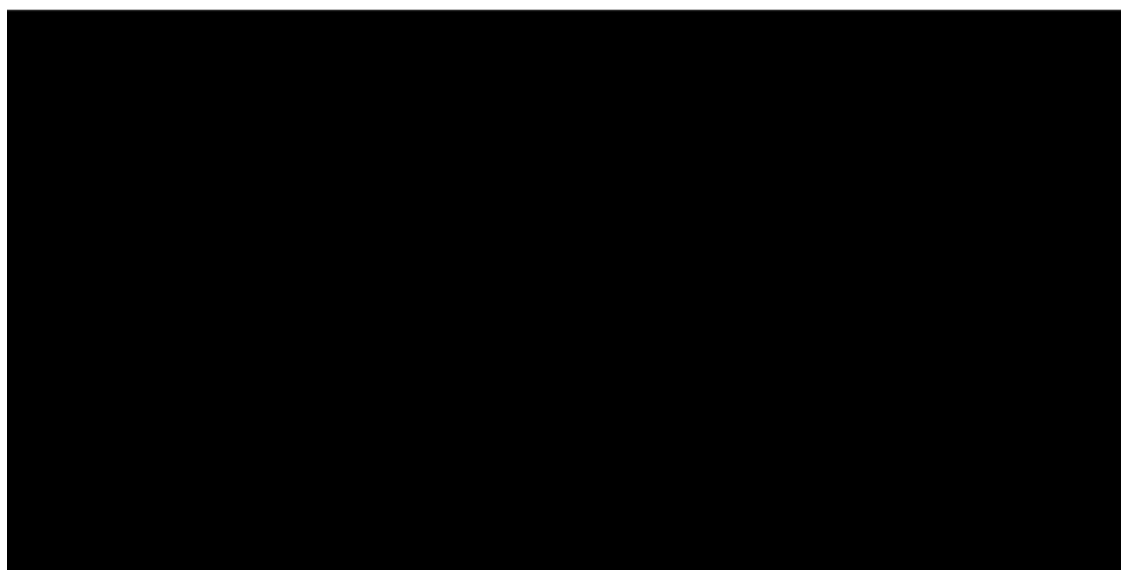


Рисунок 7 – Турбины низкого давления [16].

1 – сопловой аппарат III ступени; 2 – ротор ТВД; 3 – сопловой аппарат IV ступени; 4 – гайка; 5,12 – подшипник роликовый; 6 – заглушка; 7 – втулка илицевая; 8 – стяжка; 9,10 – кольцо сферическое; 11 – кольцо регулировочное; 13 – диск турбины III ступени; 14 – диск турбины IV ступени.

Состав и принцип работы

ТНД – осевая, реактивная, двухступенчатая состоит из соплового аппарата III ступени 1 (рис. 7), соплового аппарата IV ступени 3, ротора ТНД 2 и опорного венца ТНД (не показан).

Передним концом вал ротора ТНД внутренними шлицами соединён с внутренним валом КНД и передаёт крутящий момент от ротора турбины на ротор компрессора. Внутренний вал КНД затягивается стяжкой 8 с упором в

сферические кольца 9 и 10, контрится втулкой шлицевой, заглушкой 6 и гайкой 4. Заглушка 6 исключает попадание масла во внутреннюю полость ротора ТНД.

3.7 Устройство и назначение силовой турбины

Назначение

Силовая турбина (далее – СТ) предназначена для привода нагнетателя

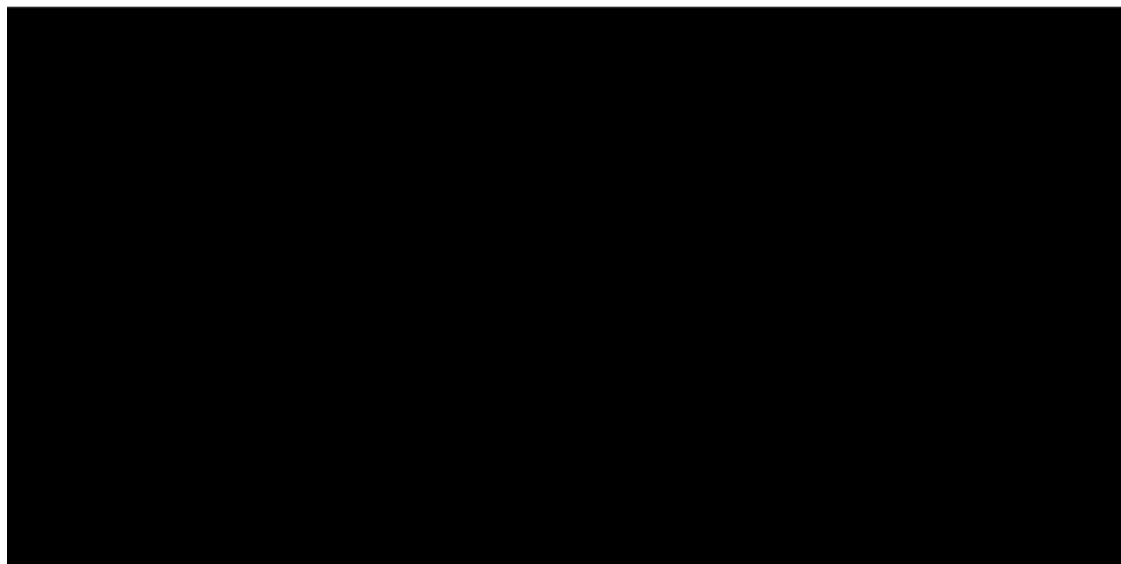


Рисунок 8 – Вид двигателя [16] со стороны силовой турбины [16].

Состав и принцип работы

СТ - осевая, реактивная, 2-х ступенчатая. Состоит из опорного венца ТНД, соплового аппарата VI ступени, опорного венца силовой турбины и ротора силовой турбины.

Вращение от ротора СТ на нагнетатель передается через рессору и фрикционную муфту предельного момента.

3.8 Назначение, устройство, работа и характеристики двухкаскадного центробежного нагнетателя [17]

Нагнетатель используется для сжатия природного газа до требуемого давления. Возможен режим работы как одного нагнетателя, так и нескольких параллельно подключённых и однотипных между собой. Нагнетатель необходимо использовать только по прямому назначению, а также в режимах работы, которые указаны в газодинамических характеристиках.

Опираясь на техническое описание [17], используемый нагнетатель [17] предназначен для сжатия газа, в состав которого входят следующие объёмные доли,

					Конструктивные особенности ГПА 10-01	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(%): Метан CH_4 – ■ %; Этан C_2H_6 – ■ %; Азот N_2 – ■ %; Пропан C_3H_8 – ■ %; Бутан C_4H_{10} – ■ %; Углекислый газ CO_2 – ■ %.

Двухкаскадный нагнетатель ■ в разрезе представлен на рисунке 9.

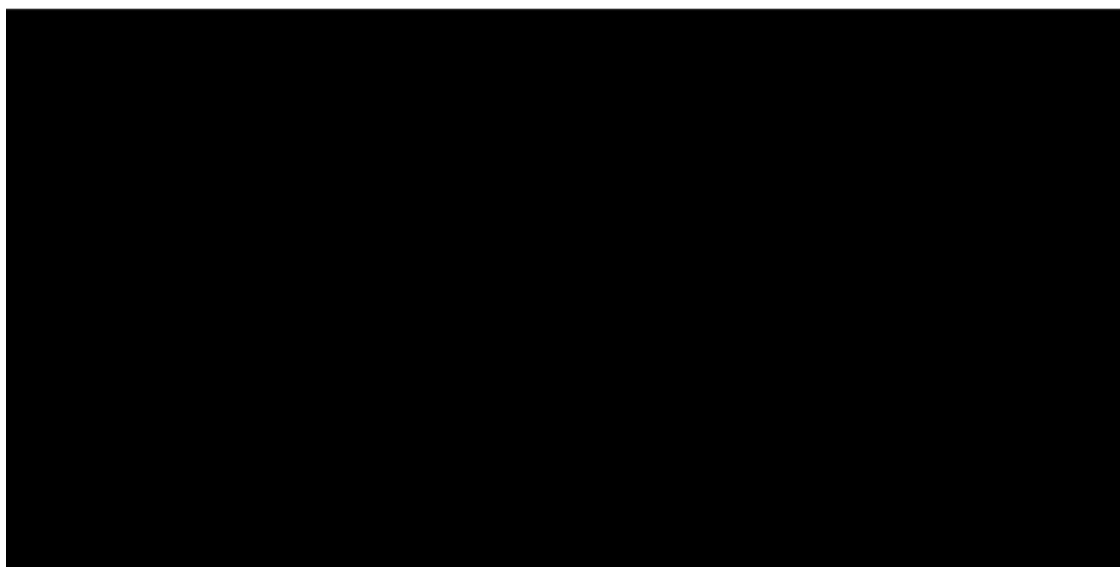


Рисунок 9 – Двухкаскадный нагнетатель ■ (разрез) [17]:

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

В таблице 3 представлены основные параметры двухкаскадного нагнетателя ■ при номинальном режиме эксплуатации:

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.	■ м ³ /с (■ м ³ /сут)

Продолжение таблицы 3

1	2	3
2	Производительность массовая	■ м ³ /с (■ ⁶ м ³ /сут)
3	Производительность объемная, отнесенная к условиям всасывания	■ м ³ /с (■ м ³ /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)

Данные параметры должны обеспечиваться нагнетателем при условиях, указанных в таблице 4, а также составе газа, указанного 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/см ²)
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/м ³
4	Частота вращения ротора нагнетателя (номинальная)	■ с ⁻¹ (■ об/мин)

Нагнетатели на компрессорных станциях могут работать как в параллельном режиме, так и в одиночном.

Движение газа и повышение давления в проточной части нагнетателя происходит за счет создания поля центробежных сил в рабочем колесе, обеспечивающего движение газа от центра колеса к его периферии и за счет преобразования кинетической энергии газа в потенциальную (давления).

В нагнетателе газ сжимается следующим образом. Изначально во всасывающую камеру газ попадает из всасывающего газопровода, далее в первое рабочее колесо, лопаточный диффузор, обратный направляющий аппарат, второе рабочее колеса, лопаточный диффузор, сборную кольцевую камеру и затем уже поступает в трассу по нагнетательному трубопроводу.

Нагнетатель имеет две ступени компримирования с тангенциальным подводом и отводом газа. Патрубки корпуса располагаются соосно, имеют диаметр 680 мм, с газопроводом имеет неразъемное соединение с помощью сварки. Ходовая часть нагнетателя, включающая в себя ротор, подшипники, лабиринтные и торцовые уплотнения, обратный направляющий аппарат, диффузоры выполнена в виде пакета, который устанавливается в корпусе. Данное выполнение нагнетателя обеспечивает быструю замену пакета на запасной при необходимости.

4 Расчетная часть

4.1 Расчет режимов работы двухкаскадного центробежного нагнетателя ■■■

Основные расчеты газоперекачивающего агрегата, выполненные в рамках различных режимно-технологических задач, включают в себя процедуры [18]:

- 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;
- эффективная мощность нагнетателя N_i , затраченная на работу по сжатию газа.

4.2 Расчет характеристик двухкаскадного центробежного нагнетателя ■■■

Если пренебрегать потерями тепла во внешнюю среду, процесс сжатия приравняется к адиабатическому. Но, так как, потери присутствуют, происходит политропический процесс[17].

Основные газодинамические характеристики нагнетателя:

- напор (степень сжатия, ε)
- политропный коэффициент полезного действия, $\eta_{пол}$, равный отношению политропической (полезной) мощности к внутренней мощности компрессора, которую он развивает;

					Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Федотов Д.А.				Расчетная часть		
Руковод.	Брусник О.В.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						
						Лит.	Лист
							41
						Листов	
						117	
						НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71	

- внутренняя мощность компрессора, N ;
- объемный расход газа Q (рабочее значение производительности).

Для основного метода расчета режима работы нагнетателя, используют его характеристики $E(Q)$, $\eta_{пол}(Q)$, $N(Q)$, которые имеют эмпирическую зависимость с производительностью Q и частотой вращения вала N .

Для представления всех характеристик нагнетателей, чаще всего используют графические альбомы. В России, разработкой таких альбомов в основном занимается ВНИИГаз. [19].

Газодинамическая характеристика компрессора 235-24-1 представлена в приложении В [19].

4.3 Методика теплотехнических и газодинамических испытаний газотурбинных газоперекачивающих агрегатов

Во всей газотранспортной системе, компрессорные станции — это самые активные объекты, при помощи которых регулируются потоки и режимы транспорта газа. Для расчёта работы КС, прежде всего рассчитывается компрессорный цех.

Основная задача расчёта компрессорного цеха заключается в расчёте параметров газового потока как на входе, так и на выходе КС, аппаратов воздушного охлаждения газа, каждого ГПА. При этом рассматриваются только те факторы, которые влияют на работу компрессорного цеха. В масштабах магистральной транспортировки газа, для диспетчерских задач не имеет смысла проводить расчёт внутрицеховой обвязки. Учитываются только потери давления на входе и выходе из компрессорного цеха. Для получения этих данных, производят замеры, либо используют справочные материалы, которые опираются на многолетние замеры.

Рассматривая диспетчерское управление работы компрессорного цеха, производится расчёт следующих возможных технологических параметров:

- производительность (или пропускная способность);
- значения давлений на входе/выходе;

- значения температур на входе/выходе;

Расчёт показателей ГПА-10-01

Определяем показатели:

- мощность на муфте газотурбинной установки;
- эффективный коэффициент полезного действия;
- отношение давлений центробежного компрессора;
- политропный коэффициент полезного действия центробежного компрессора;
- объемная производительность центробежного компрессора;
- границы помпажных режимов центробежного компрессора.

Все действия перед испытаниями производятся работниками компрессорной станции в соответствии с инструкциями по эксплуатации компрессорных станций, а также правилами технической эксплуатации.

Проводить испытания необходимо на установившихся режимах работы газоперекачивающего агрегата.

Под критерием тепловой стабилизации ГТУ подразумевают диапазон изменения температур рабочей среды в тракте газотурбинной установки не превышающий 5 °С за 30 мин.

Во время испытаний не производят отбор воздуха после осевого компрессора на собственные нужды.

До начала испытаний необходимо промыть осевой компрессор ГТУ.

Отсчёт показаний измерительных приборов на каждом режиме испытаний, необходимо проводить не менее двух раз с интервалом 10-15 минут в течение не более 30 минут.

Необходимо проводить испытания на нескольких режимах. При этом диапазон мощностей для испытаний должен находиться от половины номинальной до максимально допустимой мощности газоперекачивающего агрегата.

Режимы устанавливаются путем перехода как с меньшей нагрузки на

большую, так и наоборот.

Принципиальная схема измерений приведена на рисунке 10.

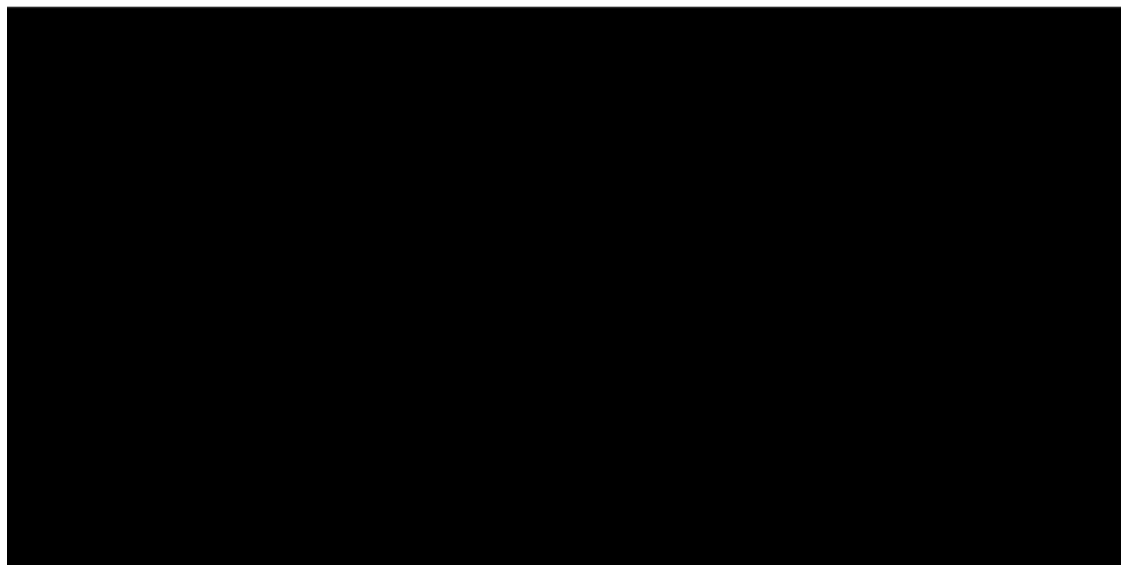


Рисунок 10 – Принципиальная схема измерений параметров газоперекачивающего агрегата [15]

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).

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

где N_i – внутренняя мощность центробежного компрессора;

η_m – механический коэффициент полезного действия центробежного компрессора.

В подшипниках, насосах и других устройствах механический КПД учитывает потери энергии.

Механические потери для газотурбинных ГПА составляют $\eta_m = 0,980 \dots 0,995$

КПД 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.

По параметрам, которые измерили на агрегатном замерном узле, определяют расход топливного газа $G_{mг}$.

Результаты испытаний газотурбинной установки, выполненных по кинематической схеме со свободной силовой турбине, представляют в приведенной форме в соответствии с ГОСТ 20440 [18]. 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 $G_{mг_{np}}$, кг/с,

$$G_{mг_{np}} = G_{mг} \cdot \frac{P_{a_0}}{P_a} \cdot \sqrt{\frac{T_{3_0}}{T_3}} \cdot \frac{Q_m}{Q_{m_0}}, \quad (6)$$

где $Q_{\text{м0}}$ – номинальная массовая низшая теплота сгорания, кДж/кг;

- приведенная частота вращения роторов $n_{\text{пр}}$, об/мин,

$$n_{\text{пр}} = n \cdot \sqrt{\frac{T_{30}}{T_3}}, \quad (7)$$

- приведенные абсолютные температуры по тракту газотурбинной установки $T_{\text{пр}}$, К,

$$T_{\text{пр}} = T \cdot \frac{T_{30}}{T_3}, \quad (8)$$

где T – абсолютная температура, К;

- приведенное отношение давлений в осевом компрессоре газотурбинной установки $\varepsilon_{\text{кпр}}$,

$$\varepsilon_{\text{кпр}} = \varepsilon_{\text{к}} \quad (9)$$

где $\varepsilon_{\text{к}}$ – отношение давлений в осевом компрессоре.

4.5 Расчет показателей газового компрессора

По статическим параметрам перекачиваемого газа (давлению и температуре) определяют показатели и характеристики ЦБН, которые измерены в сечениях входного и выходного фланцев (патрубков).

По результатам измерений определяют следующие параметры.

Отношение давлений в центробежного компрессора $\varepsilon_{\text{н}}$ по формуле (10):

$$\varepsilon_{\text{н}} = \frac{P_{2_{\text{н}}}}{P_{1_{\text{н}}}} \quad (10)$$

где $P_{2_{\text{н}}}, P_{1_{\text{н}}}$ – абсолютное давление газа соответственно на выходе и входе центробежного компрессора, МПа.

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

$$\eta_{\text{н}} = \frac{H_{\text{н}}}{H_{\text{и}}} \quad (11)$$

где $H_{\text{н}}$ – номинальная массовая низшая теплота сгорания, кДж/кг;

$H_{\text{и}}$ – 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):

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

где Δ_ϵ – относительная плотность газа по воздуху, вычисляемая по формуле (14):

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

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):

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

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.

По результатам приемочных испытаний ЦБК определяют коэффициент расхода A . Также этот коэффициент можно определить по результатам индивидуальной тарировки конфузора.

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

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

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

Минимальный по составу и форме представления объем показателей:

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

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

где $n_н$ – номинальная частота вращения ЦБК, об/мин;

n_0 – частота вращения ЦБК, об/мин;

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

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

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

$\eta_н$ – политропный КПД.

Теплотехнические и газодинамические параметры

$N_{е_{нпр}}, \eta_e, \varepsilon_{нпр}, \varepsilon_{нпр}, \eta_{пол}, Q_{1_{нпр}}$ рассчитывают по результатам испытаний.

В зависимости от приведенной мощности строят следующие теплотехнические характеристики привода:

- приведенная температура продуктов сгорания в точке ее штатного измерения;
- приведенные обороты компрессора газогенератора, ограничивающего мощность газотурбинной установки;
- приведенный расход топливного газа;
- эффективный КПД.

На основании результатов испытаний центробежного компрессора строят следующие газодинамические характеристики в зависимости от приведенного объемного расхода на входе в центробежный компрессор (Приложение Г) [20]:

- приведенное отношение давлений;
- политропный коэффициент полезного действия.

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

По результатам испытаний подготавливают таблицу соответствия теплотехнических и газодинамических параметров.

Коэффициенты технического состояния газотурбинной установки по мощности K_{N_e} 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.

Расчет теплотехнических, газодинамических характеристик и определения коэффициентов технического состояния по результатам обследования агрегата ГПА 10-01 приведены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Исходные данные для расчета

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина
Барометрическое давление	B	МПа	■
Температура на входе в ОК	$T_{вх}$	°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	■

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Частота вращения - ротора КНД - ротора КВД - ротора ЦБН	$n_{КНД}$	1/мин	■
	$n_{КВД}$	1/мин	■
	$n_{СТ}$	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 ³	■

Таблица 6 – 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)	-	■

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
Коэффициент псевдоизоэнтропы	$\frac{k}{k-1}$	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	■
Эффективная мощность ГТУ	N_e	$1,01 \cdot N_i$	кВт	■
Эффективный КПД ГТУ	η_e	$\frac{N_e}{G_{ТГ} \cdot Q_m}$	-	■
Приведенная эффективная мощность ГТУ	$N_{епр}$	$\frac{101,32}{B} \cdot \left(\frac{288}{T_9} \right)^{0,5} \cdot N_e$	кВт	■

4.6 Расчет показателей энергоэффективности газоперекачивающих агрегатов

Коэффициент полезного действия используют в качестве показателя энергоэффективности ГПА.

Чтобы выявить причины, которые снижают показатели энергоэффективности ГПА, используют показатели технического состояния газотурбинной установки, центробежного нагнетателя [15].

Показатели энергоэффективности газоперекачивающего агрегата представлены в таблице 7.

Таблица 7 – 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	$E_{ТГ}^{ГПА}$	м ³ /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	$K_{mг}$	-	■
Коэффициент технического состояния центробежного нагнетателя	K_n	-	■

5 Вибрационная диагностика машинного оборудования

Для диагностики технического состояния машин используют вибрационный метод, который является одним из информативных и доступных методов. Этот метод применяют для без разборной оценки текущего технического состояния оборудования, а также диагностики повышенной вибрации.

5.1 Основные определения, виды и нормы вибрации

С вибрационной точки зрения агрегат представляет собой сложную динамическую систему, состоящую из роторов, подшипниковых опор, корпусов и фундамента, которые способны возбуждать, воспринимать и усиливать вибрации.

Для понимания явлений, связанных с вибрациями, необходимо остановиться на основных определениях.

Вибрацией называется ряд повторных отклонений тела от положения покоя или равномерного движения. Источником вибрации тела является какой-либо повторяющийся импульс (действие приложенной к нему силы), называемый возмущающей силой. Любое подвижное тело может быть приведено в состояние вибрации и каждый повторяющийся импульс может быть ее источником.

Лучшим примером таких колебаний может служить простая механическая система, которая состоит из жестко закрепленной в основании плоской пружины и подвешенного на ее конце груза M (рис. 11, а). При выводе ее из состояния покоя какой-либо внешней силой груз начнет совершать колебательное движение в обе стороны от центра колебания O , являющегося положением равновесия.

					Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Федотов Д.А.			Вибрационная диагностика машинного оборудования	Лит.	Лист
Руковод.		Брусник О.В.					54
Консульт.							117
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71	
.							

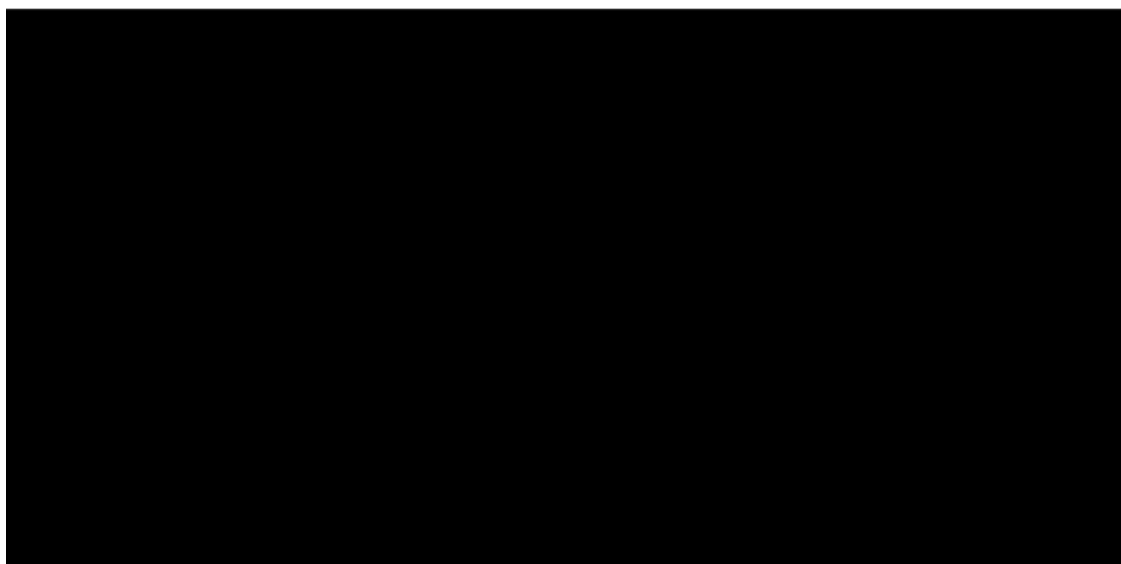


Рисунок 11 – определения колебаний

а – колебательная система; б – сдвиг фаз; в – затухающие колебания; г – незатухающие колебания.

Величина вибрации характеризуется и измеряется размахом колебания. Наибольшее отклонение груза от центра колебания О (размер А) называется амплитудой колебаний. Полный размах колебания (размер $B=2 \times A$), т. е. наибольшее отклонение в обе стороны от центра колебания (от положения покоя), которым принято оценивать вибрацию турбины, равняется двойной амплитуде колебаний.

Промежуток времени, в течение которого волна колебаний успевает пройти все положительные и отрицательные значения, совершая полный колебательный цикл, равный двум размахам или четырем амплитудам, называется периодом колебаний; период колебаний обычно обозначается Т и измеряется в секундах.

Число колебательных циклов тела в секунду называется частотой колебаний и измеряется герцами (гц) — числом периодов колебаний в секунду ($1 \text{ пер/сек} = 1 \text{ гц}$); например, частота 10 гц обозначает, что в течение 1 сек совершается 10 колебательных циклов. При вращении роторов агрегата с 3000 об/мин частота вращения равна 50 гц (50 пер/сек).

При практическом рассмотрении вопросов, связанных с вибрацией, кроме указанных основных величин (амплитуда, период колебаний, частота), большое

значение имеет фаза колебаний, которая определяет положение колеблющегося тела (точки) в данный момент и сдвиг фаз.

Эти понятия можно уяснить при рассмотрении колебаний двух одинаковых маятников. Если маятники отклонить от положения равновесия на одно и то же расстояние и затем отпустить сначала один, а через некоторое время другой, то создается положение, при котором первый маятник будет проходить через положение равновесия, в то время как второй будет иметь наибольшее отклонение или находиться в каком-либо другом положении; в этом случае маятники имеют разные фазы колебаний. По записи колебаний маятников и графическому изображению можно получить две одинаковые кривые (синусоиды), которые будут сдвинуты одна относительно другой на некоторую часть периода колебаний (рис. 11, б).

Сдвигом синусоид одной по отношению к другой, который характеризует величину разрыва между началами двух колебательных процессов, выраженную временем, углом, расстоянием, называется сдвигом фаз.

Если маятники занимают при колебаниях одинаковое положение по отношению к положению равновесия и движутся в одну и ту же сторону, то маятники находятся в одинаковых фазах; если же движение одного маятника по отношению к другому является как бы зеркальным отражением, то такие маятники находятся в противоположных фазах.

Если какая-либо упругая система в виде пружины, мембраны, стержня или вала выведена из нормального состояния покоя (положения равновесия), то предоставленная самой себе она благодаря силам упругости, стремится возвратиться в первоначальное состояние; достигнув его, ввиду накопившейся энергии, упругая система переходит нейтральное положение (положение равновесия), отклоняется в другом направлении, возвращается из него и т. д.

Если упругая система во время своего колебательного движения не подвергается внешнему воздействию и ее движение происходит под действием только упругих сил самой системы, она будет совершать свободные колебания

в обе стороны от состояния покоя с определенной частотой (гармонические колебания). Эти колебания называются свободными или независимыми.

Каждому упругому телу свойственна вполне определенная частота свободных колебаний, зависящих от свойств и природы тела (от конструкции, размера, веса, упругих свойств материала и характера крепления); такая частота колебаний называется собственной частотой. Частота собственных колебаний в течение всего времени колебания остается неизменной, а величина их амплитуды зависит от величины приложенной возмущающей силы в момент вывода системы из состояния покоя.

Если под влиянием различных причин, вызывающих потери энергии, амплитуда колебания постепенно уменьшается (по закону геометрической прогрессии), то колебания называются затухающими. Затухание колебаний вызывается силами сопротивления, связанными с трением между поверхностями скольжения, трением в воздухе, газах или жидкости, внутренним трением в металле и т. д. Процесс изменения колебаний изображается в виде волнообразной кривой, в которой по оси абсцисс откладывается время, а по оси ординат — значение амплитуд затухающих колебаний (рис. 11, в). При восполнении расходуемой в процессе колебания механической энергии за счет какого-либо внешнего источника, то даже при наличии сил сопротивления наблюдаются незатухающие колебания.

Если на тело, находящееся в колебательном движении, воздействуют дополнительные импульсы, покрывающие потери энергии, и колебательные движения в течение всего времени действия этих импульсов будут иметь постоянные амплитуду и частоту, они будут иметь синусоидальный гармонический характер, показанный на рис. 11, д. Такие незатухающие колебания тела, возникающие под действием периодической возмущающей силы, называются вынужденными.

При частоте возмущающей силы, равной или кратной частоте собственных колебаний тела, наступает состояние резонанса; при этом даже при небольшой возмущающей силе происходит резкое увеличение амплитуды

колебаний тела, так как энергия колебаний увеличивается работой возмущающей силы, действие которой совпадает в течение каждого периода с направлением движения. Частота колебания в данном случае называется критической частотой. Состояние резонанса весьма опасно для тела, так как амплитуда колебаний, несмотря на неизменную величину приложенных сил, может возрасти до тех пор, пока возрастающие вместе с ней напряжения не приведут к разрушению тела.

Вращающийся ротор нагнетателя не вибрирует, а, следовательно, не оказывает возмущающих воздействий на подшипники, когда он полностью уравновешен во всех своих частях. Однако в процессе эксплуатации - это условие может быть нарушено вследствие даже ничтожных изменений в распределении масс ротора по окружности.

При наличии небаланса в роторе при его вращении этот небаланс является возмущающей силой, вызывающей вынужденные колебания вала; при этом частота вынужденных колебаний совпадает с числом оборотов ротора, а амплитуда колебаний изменяется почти пропорционально изменению величины небаланса. Число оборотов ротора, соответствующее состоянию резонанса (частота вынужденных колебаний равна или кратна частоте собственных колебаний ротора), называется критическим числом оборотов или критической скоростью вращения.

По достижении критического числа оборотов возникают сильные вибрации ротора, опасные для прочности. Работа в таком состоянии весьма опасна, так как приводит к задеванию вращающихся частей. Если продолжать увеличивать число оборотов вала, то опасные вибрации прекратятся. Однако при дальнейшем увеличении числа оборотов можно дойти до такой скорости вращения, при которой вал опять начнет сильно вибрировать, т. е. будет достигнута вторая критическая скорость; дальнейшее увеличение числа оборотов приведет к достижению третьей критической скорости и т. д. Таким образом, роторы имеют много критических скоростей, но практическое значение имеют только первые три критические скорости.

Если первая критическая скорость ротора лежит выше его нормальной рабочей скорости (числа оборотов), то ротор носит название жесткого. Ось жесткого ротора не испытывает изгибных колебаний при вращении. Гибкими роторами называют те, у которых рабочая скорость близка к критической скорости или превышает ее.

Различают три основных вида вибраций относительно главной оси ротора агрегата: поперечная (перпендикулярная оси ротора), продольная (осевая) и вертикальная (рис. 12).

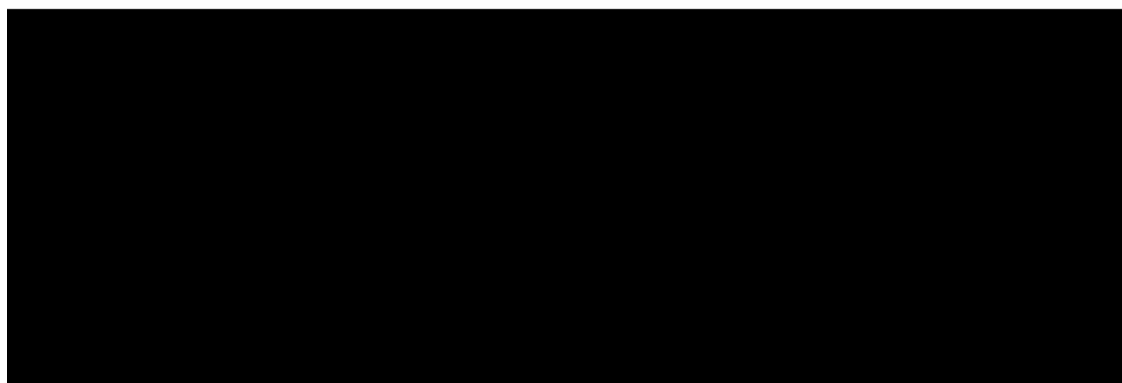


Рисунок 12 – основные виды вибраций

Наибольшее практическое значение имеет поперечная вибрация, вызываемая смещением центра тяжести вращающегося ротора, т. е. небалансом. Только в редких случаях, что, конечно, должно быть установлено замерами, вертикальная вибрация бывает больше горизонтально-поперечной; в этом случае контроль при балансировке ведется по вертикальной вибрации.

При оценке состояния агрегата необходимо производить замеры по всем трем направлениям вибрации. Вибрационное состояние всего агрегата считается неудовлетворительным, если вибрация хотя бы в одном направлении одного из подшипников окажется выше указанных в таблице 8 норм.

Согласно Правилам технической эксплуатации компрессорных цехов с электрическим приводом вибрационное состояние агрегата должно проверяться в процессе эксплуатации: 1) 2 раза в месяц, 2) непосредственно до и после ремонта, 3) ежедневно, при работе агрегата в диапазоне соответствующей оценке «удовлетворительно».

Таблица 8 – Оценка вибрационного состояния газоперекачивающего агрегата

Основные узлы агрегата	Оценка (верхняя граница), мм/с		
	Отлично	Хорошо	Удовлетворительно
Электродвигатель	■	■	■
Редуктор	■	■	■
Центробежный нагнетатель	■	■	■

В период ремонта агрегата повышенная вибрация должна быть устранена или по крайней мере доведена до допустимых норм. Даже при «удовлетворительной» оценке состояния вибрации следует стремиться к ее снижению, так как вибрация роторов всегда выше, чем вибрации, замеренные на соответствующих подшипниках; это объясняется тем, что измерения вращающегося ротора приходится производить косвенным порядком по амплитудам колебаний неподвижных частей агрегата (подшипников, фундамента), а такие факторы, как жесткость подшипников, влияние масляной пленки и другие, могут исказить не только амплитуду, но и форму колебаний ротора.

Вибрационные исследования, которые необходимы для установления причин повышенной вибрации и методов их устранения, являются весьма сложным процессом и требуют не только значительной затраты времени, но и высокой квалификации персонала, производящего эти испытания и их измерения.

В ряде случаев найти причины повышенных вибраций возможно только после тщательно проведенных обследований различных режимов работы агрегата.

Измерения следует производить одними и теми же приборами и в одном и том же месте для получения результатов, которые можно будет сопоставить с данными предыдущих замеров вибраций.

5.2 Причины вибрации оборудования

Вибрация пагубно сказывается на техническом состоянии оборудования, а также влияет на его надежность работы.

Причины возникновения вибрации можно разделить на две группы:

					Вибрационная диагностика машинного оборудования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

1. Активные – вызывают вибрацию (механические, электромагнитные);
2. Пассивные – способствуют или усиливают ее (ослабление жесткости системы).

Распространенной причиной вибрации оборудования является неуравновешенность ротора, под которой понимаются нарушения в распределении масс ротора относительно оси его вращения.

Возмущающая сила появляется за счет неуравновешенной массы ротора при его вращении. Возмущающая сила равна центробежной силе неуравновешенной массы и определяется по формуле:

$$C = m \times \omega^2 \times r,$$

где m – неуравновешенная масса, равная M/g , $\text{кг} \times \text{сек}^2/\text{см}$;

M – вес неуравновешенной массы, кг ;

g – ускорение силы тяжести, равное 981 см/сек^2 ;

r – расстояние центра тяжести неуравновешенной массы от оси вращения, см ;

ω – угловая скорость вращения, $1/\text{сек}$:

$$\omega = \frac{3,14 \times n}{30};$$

n – число оборотов ротора, об/мин .

Если принять, что вес неуравновешенного на роторе груза $M=0,5 \text{ кг}$ и расстояние его от оси вращения $r=80 \text{ см}$, то при $n=1500 \text{ об/мин}$,

$$C = \frac{0,5}{981} \times \left(\frac{3,14 \times 1500}{30} \right)^2 \times 80 = 1000 \text{ кг},$$

а при $n=3000 \text{ об/мин}$

$$C = \frac{0,5}{981} \times \left(\frac{3,14 \times 3000}{30} \right)^2 \times 80 = 4000 \text{ кг}.$$

Отсюда видно, что небаланс только в $0,5 \text{ кг}$, расположенный на радиусе $0,8 \text{ м}$, при 1500 об/мин вызовет возмущающую силу величиной 1000 кг , а при 3000 об/мин эта сила будет уже равна 4000 кг . А значит подобный небаланс вызовет усиленную вибрацию агрегата.

6 Кольцевой диффузорный канал турбомашин

6.1 Классификация диффузоров

Аэродинамические устройства, которые преобразуют кинетическую энергию потока продуктов сгорания в потенциальную называются диффузорами и могут быть выполнены с криволинейными или прямолинейными образующими.

Диффузоры бывают:

- кольцевые
- конические
- прямоугольные (плоские)

Известны также ультрадиффузоры (кинематические диффузоры), в которых не происходит восстановления давления, а осуществляется лишь разворот потока, однако они не нашли широкого распространения.

6.2 Характеристика кольцевого диффузора газовой турбины

Кольцевые диффузоры, используемые для торможения потока в осевых турбомашин, представляют наибольший интерес для турбиностроения.

Для турбиностроения наибольший интерес представляют кольцевые диффузоры, используемые в осевых турбомашин для торможения потока, выходящего из последней ступени. Из-за необходимости увеличения осевых габаритов выхлопов применение слабоизогнутых и прямолинейных КД ограничено. Поэтому выполнение выходных патрубков обычно происходит с осерадиальными диффузорами, которые разворачивают поток на 90° , за счет своей криволинейной формы. Наружный обвод кольцевого диффузора называют обечайкой, внутренний – обтекателем.

В диффузорах поток в большинстве случаев носит отрывной характер. Отрыв потока от стенок диффузора всегда сопровождается повышенными потерями давления. Чтобы уменьшить потери давления нужно стремиться к

					Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Федотов Д.А.				Кольцевой диффузорный канал турбомашин	Лит.	Лист
Руковод.	Брусник О.В.						Листов
Консульт.							62 117
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71	

снижению интенсивности отрывных явлений, а также к смещению точки отрыва вниз по потоку.

6.3 Мероприятия по снижению динамической нагрузки на стенки выхлопного диффузорного патрубка

Снижение сопротивления на стенки выхлопного патрубка, а также снижение давления обеспечивается за счет кольцевых диффузоров, благодаря преобразования кинетической энергии потока продуктов сгорания в потенциальную.

Для такого преобразования в большинстве случаев можно использовать геометрические диффузоры, представляющие собой каналы, площадь которых непрерывно увеличивается по направлению движущихся по ним продуктов сгорания. При этом, согласно [4], наиболее эффективными являются КД с расширяющимися каналами со степенью расширения $n = 4$.

С другой стороны, для наиболее полного преобразования кинетической энергии потока в потенциальную (на выходе из газовой турбины), высокой степени расширения КД оказывается недостаточно, о чем указано в экспериментальных данных [5, 6].

Это обусловлено тем, что за последней ступенью у потока будет радиальная неравномерность поля скоростей и фактическое направление скоростей будет значительно отличаться от осевого. С другой стороны, в соответствии с [11], при выборе конструкции с наиболее низким коэффициентом потерь следует учитывать сочетание угла раскрытия КД (φ) и значения n .

Кроме того, существенно увеличивается аэродинамическое сопротивление в проточной части диффузоров из-за наличия крепежных ребер. Поэтому при больших осевых габаритах прирост мощности редко превышает 3 – 4 %. Также из-за больших габаритов возникает с повышенной вибрацией всего выхлопного тракта газовой турбины и всей установки.

Данные диагностического контроля, проведенного на КС, показали, что эксплуатируемый КД имеет повышенный уровень вибрации. То есть для

продуктов сгорания на выходе из турбины характерна нестационарность скорости и, согласно[11], имеют место большие амплитуды пульсаций давления, что отрицательно влияет на эффективность ГТ в целом.

Решить указанную проблему возможно путем замены КД простого типа с малой степенью расширения ($n = 1,39$) на КД другой геометрической формы с заданными значениями φ и n и аналогичными характеристиками наружного и внутреннего диаметра (в соответствии с данными табл. 9).

В качестве вариантов замены диффузора были рассмотрены КД с внутренним оребрением (КД ВО [9]), которая представляет собой диффузор с установленными вдоль обтекаемой поверхности клиновидными ребрами, вершины которых расположены во входном сечении) и КД с установленным перфорированным коническим экраном (КД ПКЭ), при этом для исключения перетеканий рабочей среды через пристеночный зазор предусмотрено использование специального демпфирующего материала – минеральной добавки.

На рисунке 13 показана суть кольцевого диффузора с внутренним оребрением, которая состоит в установке вдоль обтекаемой поверхности (1) клиновидных ребер (2) с расположением их вершин во входном сечении.

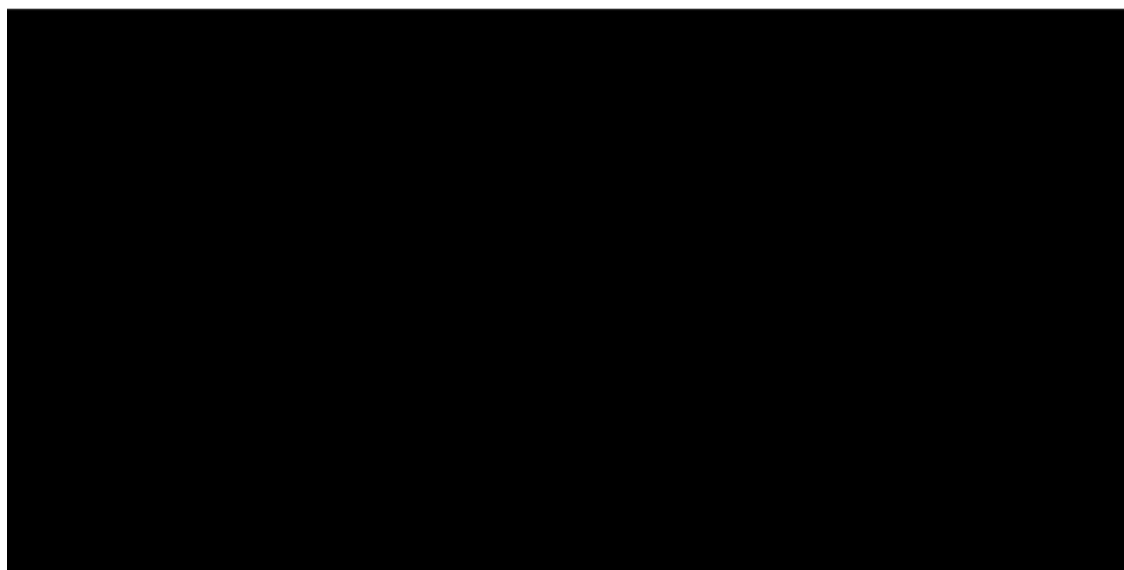


Рисунок 13 – Схема кольцевого диффузора с внутренним оребрением:

1 – внешняя поверхность; 2 – ребро

Схема установки кольцевого диффузора с перфорированным экраном показана на рисунку 14.

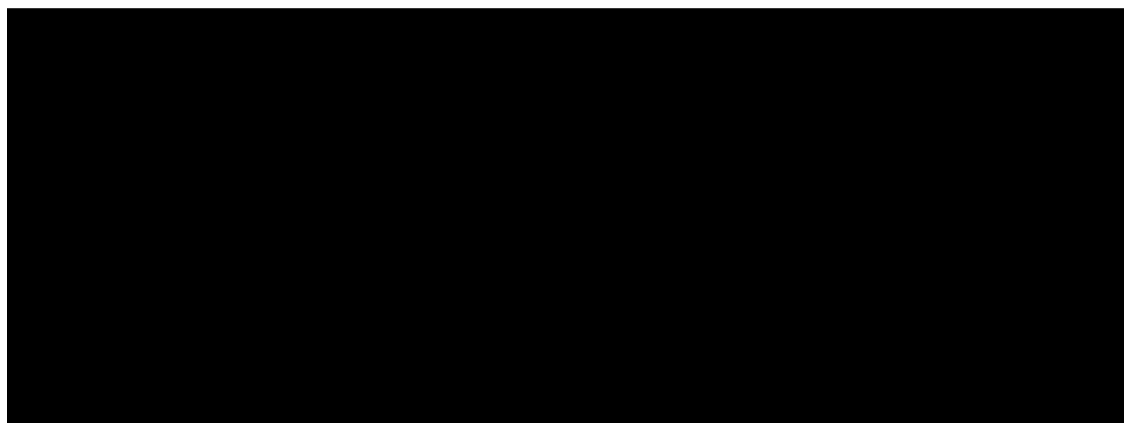


Рисунок 14 – Схема кольцевого диффузора с установленным перфорированным коническим экраном:

1 – внешняя поверхность, 2 – перфорированный конический экран

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 15 а) и их вибрационные характеристики (рисунок 15, б).

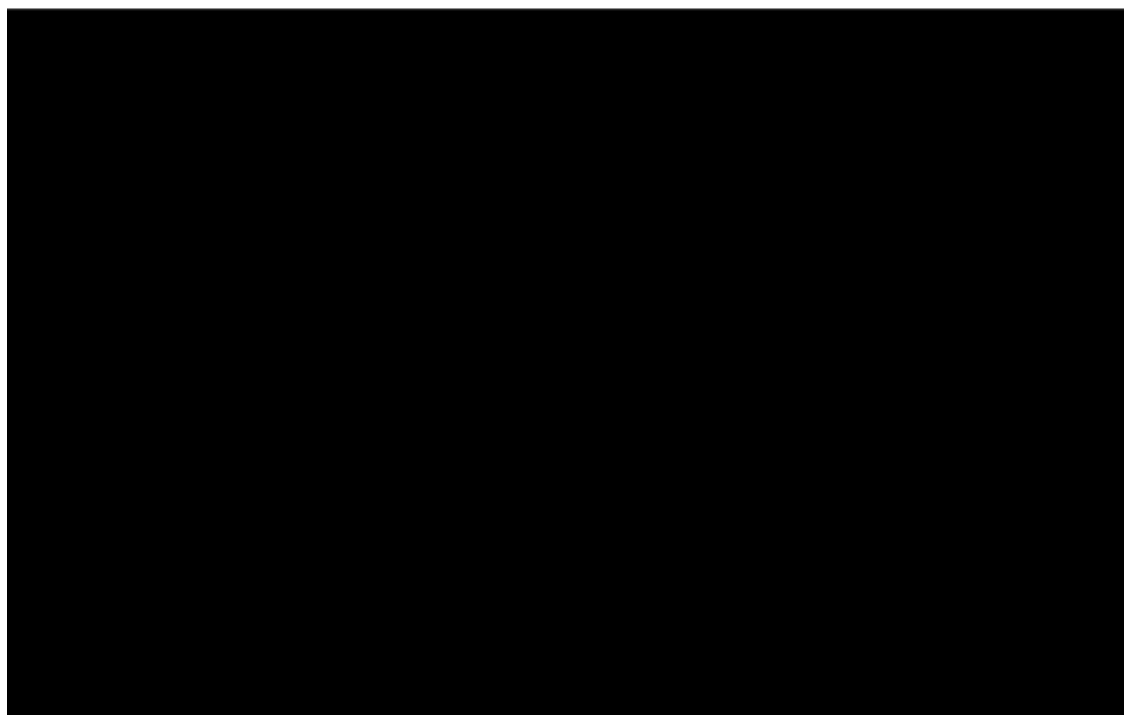


Рисунок 15 – Зависимость коэффициента полных потерь (а) и виброскорости (б) от угла закрутки потока во входном сечении:

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

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 15, а) и изменения вибрационных характеристик (рисунок 15, б). Но диффузор с углом раскрытия $\alpha_1 = 15^\circ$ уменьшает длину выхлопного диффузора более чем в 2 раза.

Данную ситуацию можно изменить введением в проточную часть диффузоров системы оребрения (кривые 4, 5, 6, 7 рисунки 15, а и б).

Необходимо отметить, что из-за ведения системы оребрения произошел рост коэффициента полных потерь ζ_n , хотя этот рост нельзя назвать критическим.

С другой стороны оребрение диффузора привело к снижению всех виброхарактеристик, рисунок 15, 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 15, 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

канала, вибрационные характеристики уменьшились в 3-4 раза (рисунок 15, 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 исходных данных при выборе характеристик кольцевых диффузоров были использованы рекомендации [13], в соответствии с которыми для КД ВО были взяты $n = 4$ и $\varphi = 15^\circ$, а для КД ПКЭ $n = 2$ и $\varphi = 15^\circ$. виброскорость для КД ВО и КД ПКЭ была ниже виброскорости КД простого типа с гладкой внутренней поверхностью примерно в 2,5 раза.

Таблица 9 – Характеристики кольцевого диффузора

Наименование величины	Обозначение	Размерность	Величина
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	■

Для обоснования выбора оптимального типа конструкции в данной работе были рассчитаны коэффициенты внутренних и полных потерь. Алгоритм расчета был выбран в соответствии с [10]:

Коэффициент внутренних потерь составил:

$$\text{■} \quad (25)$$

где: φ_d – коэффициент «полноты» удара (определяется по экспериментальной диаграмме, и зависящий только от угла раскрытия [3]);

n – степень расширения;

коэффициент полных потерь:

$$\text{■} \quad (26)$$

где: ■ (27)

где: $k=1,4$ для воздуха,

$\lambda_1=w_1/w^*$ - безразмерная скорость на входе в кольцевой диффузор,

w_1 - среднерасходная скорость во входном сечении диффузора, равная 178м/с

w^* - критическая скорость потока, равная скорости звука 331 м/с

Для кольцевого диффузора с внутренним оребрением

$$\text{[Redacted Formula]}$$
 (28)

$$\text{[Redacted Formula]}$$
 (29)

$$\text{[Redacted Formula]}$$
 (30)

Для кольцевого диффузора с установленным перфорированным экраном

$$\text{[Redacted Formula]}$$
 (31)

$$\text{[Redacted Formula]}$$
 (32)

Таблица 10 – Результаты расчета кольцевого диффузора

Наименование величины	Обозначение	Формула	Размерность	Величина
1	2	3	4	5
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	$\overline{D_2}$	$\overline{D_2} = \frac{D_2}{D_1}$	-	■

Продолжение таблицы 10

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	$\alpha_3 = 2 \arctg \left[\frac{\sqrt{1 - \overline{d}^2}}{2\overline{L}} (\sqrt{n} - 1) \right]$	°	■
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	$B = \frac{0,144H}{Re_{D_1}^{0,2}} \left(\frac{L}{D} \right)^{0,8}$		■
Условная относительная площадь вытеснения	$\overline{\Delta}_a^*$	Рассчитывается по графикам		■
Коэффициент внутренних потерь	ζ	$\zeta = \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^2 \frac{1}{n^2} \left[\frac{1}{\left(1 - \overline{\Delta}_a^* \right)^2} - 1 \right]$		■
Коэффициент полных потерь	ζ_n	$\zeta_n = \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^2 \frac{1}{n^2 \left(1 - \overline{\Delta}_a^* \right)^2}$		■
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	$\zeta_n = \zeta + \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^2 \frac{1}{n^2}$		■

Продолжение таблицы 10

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	■

Заключение

Проведенные расчеты показали, что минимальное значение внутренних и полных потерь будет характерны для КД с установленным перфорированным экраном и составят ■ и ■. В то время как для КД ВО эти значения составили ■ и ■, соответственно. Полученное можно объяснить, опираясь на исследования [21], в которых отмечено, что отсутствие каких-либо крепежных ребер в конструкции кольцевых диффузоров способствует снижению аэродинамического сопротивления и, как следствие, данный тип конструкции, далее будет подвержен меньшему уровню вибрации.

При замене КД простого типа с повышенным уровнем вибрации на КД другой геометрической формы, следует учесть, что конструкция кольцевого диффузора с перфорированным экраном может быть более предпочтительна, так как имеет меньшие значения коэффициента полных потерь.

Использование широкоугольных диффузоров с большими степенями расширения позволит уменьшить вибрацию стенок диффузоров, вызванную недопустимым уровнем пульсаций давления рабочих сред

Применение КД с продольным оребрением ведет к более интенсивному нарастанию давления и снижению скорости на первой половине канала, чем при отсутствии оребрения. Однако это позволяет значительно сократить его осевую длину и сохранить высокую степень расширения.

Кольцевой диффузор с установленным перфорированным коническим экраном эффективно защищает стенки диффузоров от динамических нагрузок.

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Экономическое обоснование работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ГПА-10-01

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.

7.2 Расчет эксплуатационных затрат для газотурбинных газоперекачивающих агрегатов типа ГПА-10-01

7.2.1 Расчет эксплуатационных затрат до проведения мероприятия

Расчет сметы затрат производится по следующим экономическим элементам:

- затраты на материалы, сведены в таблицу 11;
- 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 12.

					Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Федотов Д.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		
Руковод.		Брусник О.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Лит. Лист Листов		
						71	117
					НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71		

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 $P_{exKC} = \blacksquare$ МПа, то данный расчет необходимо провести и для двух работающих агрегатов. 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.

7.2.3 Расчет технико-экономических показателей

Эксплуатационные затраты после проведения мероприятия сведены в таблицу 13.

Из таблицы 13 видно, что при эксплуатации КС с одним рабочим ГПА производительностью $Q_{KC} = \blacksquare$ млн. м³/сут и с двумя рабочими ГПА производительность $Q_{KC} = \blacksquare \times \blacksquare = \blacksquare$ 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.

7.2.4 Расчет сметы затрат до проведения мероприятия

Затраты на материалы.

На КС УКПГ используются следующие основные материалы:

- масло ТП-22С в системе смазки нагнетателя;
- масло турбинное МС-8П.

Таблица 11 – Затраты на материалы на КС

Наименование материалов	Годовая потребность для 1 ГПА, тонн	Цена, руб./тонна	Стоимость, тыс. руб.
Масло ТП-22С			
Масло турбинное МС-8П			
Всего			

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

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

Согласно РД 153-39.0-112-2001 [58], расчет норм расхода природного газа для собственных технологических нужд компрессорного цеха выполняется в следующей последовательности:

Расход выражается следующим выражением:

$$Q_{ТГ} = Q_{ТГК} + Q_{ТН} + Q_{ПГ}, \quad (7.1)$$

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

$Q_{ТГК}$ – 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 (7.2):

$$Q_{ТГК} = H_{ТГ}^0 + K_K, \quad (7.2)$$

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

$H_{ТГ}^0 = 0,567$ м³/кВт·ч (таблица 11);

K_K – коэффициент коррекции, учитывающий конкретные условия работы КЦ.

Коэффициент коррекции K_K , рассчитываемый по формуле (7.3):

$$K_K = K_a + K_y, \quad (7.3)$$

где K_a – коэффициент, учитывающий влияние атмосферных условий и нормируемый уровень загрузки ГПА, и рассчитываемый по формуле (7.4):

$$\text{[Redacted]} \quad (7.4)$$

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

$$K_a = \text{[Redacted]}.$$

K_y – коэффициент, учитывающий влияние эксплуатации котлов-утилизаторов и вычисляемый по формуле (7.5):

$$\text{[Redacted]} \quad (7.5)$$

где $\frac{n_y}{n_p}$ – доля агрегатов с котлами-утилизаторами n_y от общего числа работающих в цехе агрегатов n_p , $n_y = 3$, $n_p = 3$;

$$K_y = \text{[Redacted]},$$

$$K_K = \text{[Redacted]},$$

$$Q_{ТГК} = \text{[Redacted]} \text{ млн.м}^3.$$

Расход газа на прочие технологические нужды, вычисляемый по формуле (7.6):

$$Q_{TH} = H_{TH}^0 \cdot K_p, \quad (7.6)$$

где H_{TH}^0 – индивидуальная норма расхода природного газа на прочие технологические нужды КЦ, м³/кВт·ч, $H_{TH}^0 = \text{[Redacted]}$ м³/кВт·ч, (таблица 12);

K_p – безразмерный коэффициент, учитывающий величину расчетного

давления газопровода, $K_p = 1,36$ (справочные данные);

$$Q_{TH} = \blacksquare \text{ млн.м}^3.$$

Технологические потери природного газа, вычисляемые по формуле (7.7):

$$Q_{TH} = H_{TH}^0 \cdot K_p, \quad (7.7)$$

где H_{TH}^0 – индивидуальная норма технологических потерь природного газа в КЦ, отнесенная к единице условной номинальной работы КЦ, $\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$;

$$H_{TH}^0 = 0,0035 \text{ м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}, \text{ (таблица 13);}$$

K_p – безразмерный коэффициент, учитывающий величину расчетного давления газопровода, $K_p = 1,36$ (справочные данные).

$$Q_{TH} = \blacksquare \text{ млн.м}^3,$$

$$Q_{TH} = \blacksquare \text{ млн.м}^3.$$

Расход топливного газа для трех ГПА:

$$Q_{TH} = Q_{TH} \cdot 3 = \blacksquare \text{ млн.м}^3.$$

Затраты газа на собственные нужды, вычисляемые по формуле (7.8):

$$Z_{ГСН} = Q_{TH} \cdot C_G, \quad (7.8)$$

где C_G – стоимость газа за 1 тыс. м^3 газа, $C_G = \blacksquare$ 8 руб./тыс. м^3 ;

$$Z_{ГСН} = \blacksquare = \blacksquare \text{ руб./тыс. м}^3 \text{ в год.}$$

Затраты на электроэнергию с учетом двухставочного тарифа определяется по формуле (7.9):

$$Z_{\text{э}} = N \cdot T_M + \text{Э} \cdot T_{\text{э}}, \quad (7.9)$$

N – количество заявленной энергии, кВт, $N = \blacksquare$ кВт;

T_M – тариф за 1 кВт заявленной мощности, $T_M = \blacksquare$ руб./кВт;

Э – количество потребляемой электроэнергии, кВт/час,

$$\text{Э} = \blacksquare \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$T_{\text{э}}$ – тариф за 1 кВт·ч электроэнергии, $T_{\text{э}} = \blacksquare$ руб./кВт·ч;

N – количество заявленной энергии, кВт, $N = \blacksquare$ кВт;

$$Z_{\text{э}} = \blacksquare = \blacksquare \text{ тыс. руб.}$$

Расчёт затрат по заработной плате.

Фонд заработной платы работников каждой категории рассчитывается по формуле (7.10):

$$\Phi ЗП = Z \cdot Ч, \quad (7.10)$$

где Z – среднегодовая заработная плата в расчёте на работника,

$$Z = \blacksquare \text{ руб.};$$

$Ч$ – численность работников, $Ч = 23$ человека.

$$\Phi ЗП = \blacksquare = \blacksquare \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления на социальное страхование.

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

$$Z_{\text{с.ст.}} = 0,3 \cdot \Phi ЗП, \quad (7.11)$$

$$Z_{\text{с.ст.}} = \blacksquare = \blacksquare \text{ тыс. руб.}$$

Амортизация основных фондов.

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

$$A_i = C_{\text{оф}_i} \cdot H_{A_i}, \quad (7.12)$$

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

$C_{\text{оф}_i}$ – среднегодовая стоимость основных фондов i -го вида,

$$C_{\text{оф}_i} = \blacksquare \text{ млн. руб.};$$

$H_{A_i} = 10 \%$ – норма амортизационных отчислений по основному и вспомогательному оборудованию; $A_i = \blacksquare = \blacksquare \text{ тыс. руб.}$

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:

$$S = Z_M + Z_{ГЧН} + Z_{Э} + \Phi ЗП + Z_{с.ст.} + A_i, \quad (7.13)$$

$$S = \blacksquare \text{ тыс. руб.}$$

Прочие расходы составляют:

$$П_{РАСХ} = S \cdot 0,1 \quad (7.14)$$

$$П_{РАСХ} = \blacksquare \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные расходы сведены в таблицу 12

Таблица 12 – 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		
Итого		

7.2.5 Расчет сметы затрат до проведения мероприятия

Затраты на материалы:

а) при работе 1 ГПА:

$$Z_M = \blacksquare = \blacksquare \text{ тыс. руб.};$$

б) при работе 2 ГПА:

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

Расход газа на собственные нужды определяется по формуле (7.1):

а) для 1 работающего ГПА:

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

б) для 2 работающих ГПА:

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

Затраты на газ для собственных нужд определяются по формуле (7.2) и составят:

а) для 1 работающего ГПА:

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

б) для 2 работающих ГПА:

$$Z_{ГСН} = \blacksquare = \blacksquare \text{ тыс. руб./тыс. м}^3 \text{ в год.}$$

Затраты на электроэнергию с учётом двухставочного тарифа определяется по формуле (7.3) и составит:

а) для 1 работающего ГПА:

$$Z_{\text{э}} = \blacksquare = \blacksquare \text{ тыс. руб.};$$

б) для 2 работающих ГПА:

$$Z_{\text{э}} = \blacksquare + \blacksquare = \blacksquare \text{ тыс. руб.}$$

Все вышеприведенные расчеты представлены в таблице 13.

7.2.6 Расчет технико-экономических показателей

1. Себестоимость компримирования газа:

$$S = \frac{S_{\text{общ}}}{V_{\text{ком}}}, \quad (7.15)$$

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

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

а) при 1 работающем ГПА:

$$S = \blacksquare = \blacksquare \text{ руб./тыс.м}^3.$$

б) при 2 работающих ГПА:

$$S = \blacksquare = \blacksquare \text{ руб./тыс.м}^3.$$

в) при 3 работающих ГПА:

$$S = \blacksquare = \blacksquare \text{ руб./тыс.м}^3.$$

2. Производительность труда:

$$P_T = \frac{V_{\text{ком}}}{\text{ч}} \quad (7.16)$$

а) при 1 работающем ГПА:

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

б) при 2 работающих ГПА:

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

в) при 3 работающих ГПА:

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

Таблица 13 – 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	■	■	■
заработная плата	■	■	■
отчисления на соц. страхование	■	■	■
амортизация основных фондов	■	■	■
прочие расходы	■	■	■
5. Себестоимость единицы компримируемого газа, руб./тыс. м ³	■	■	■

8 Социальная ответственность

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

Компрессорная станция расположена в Убинском районе Новосибирской области. Климат Новосибирской области в целом континентальный и характеризуется продолжительной суровой зимой и сильными повсеместными метелями. Область расположена в степной, лесостепной и таежной зоне. Территория КС ограждена предупредительными знаками, на территории КС имеется ливневая канализация, благоустройство и озеленение.

На КС установлены агрегаты типа ГПА-10-01 полностью автоматизированный, устанавливается в блоках-контейнерах и может эксплуатироваться при температуре окружающего воздуха от -55 °С до +40 °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 12 часов. В соответствии с должностными инструкциями сменный инженер должен постоянно находиться на главном щите управления (ГЩУ). ГЩУ представляет из себя прямоугольное помещение площадью 150 м².

Важнейшей задачей при производстве работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ГПА-10-01 является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

8.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по

					Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Федотов Д.А.				Социальная ответственность		
Руковод.	Брусник О.В.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						
					Лит.	Лист	Листов
						80	117
					НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71		

повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ГПА-10-01 в таблице 14.

Таблица 14 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по эксплуатации газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ГПА-10-01

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Эксплуатация ГПА 10-01 на Компрессорной станции	<i>Физические</i>		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ [53]
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ [54] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [55]
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [56]
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ППБ 01-2003 [28] НПБ 110-99 [29] СНиП 21-01-02-85 [30]
	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96 [31] СНиП 2.04.05.86 [32]
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003-2014 [33] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [34]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [35] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [36]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [38] СП 52.13330.2011 [39]
	<i>Химические</i>		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [41]

8.1.1 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 ГПА-10-01, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Вредное воздействие параметров микроклимата проявляется в повышенной или пониженной температуре воздуха рабочей зоны, повышенной или пониженной влажности воздуха, повышенной или пониженной подвижности воздуха [31].

На рабочем месте оператора, производственная деятельность которого связана с проведением операций по управлению насосами, а также сопряжена с физическим напряжением (перемещение в пространстве, перемещением мелких изделий или предметов при выполнении работ как сидя, так и стоя.

В помещении компрессорной станции используется приточно-вытяжная вентиляция при помощи центробежного вентилятора серии ВЦ 4-70 [32].

Температура воздуха в теплый период не превышает требуемой санитарными нормами, что свидетельствует о достаточной вентиляции в помещении и применением в теплый период времени приточной вентиляционной установки

Превышение уровней шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [33].

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 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. Сменный персонал может находиться на ГЩУ в течение всей рабочей смены без СИЗ органов слуха [34].

Превышение уровней вибрации

Для ГЩУ в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [36] 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 [35]:

- центровка роторов;
- балансировка роторов.

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 %. [38]

Естественное освещение (боковое) – является основным при работе в светлое время суток и обеспечивает КЕО = 1,5 %. [38]

Освещение на лестничных клетках, в коридорах, проходах, а так же помещениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала составляет 50 Лк [38].

Напряжение питания рабочего освещения во всех основных 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 [39].

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

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 [40].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [40]:

- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C_2H_5SH), 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 (C_1-C_5) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH_3OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами, а именно противогазами с маркой коробки «М», без АЭФ, корпус красный (на коробке указан ее вес в граммах), который защищает от органических паров, кислых газов, мышьяковистых и фосфорных водородов, аммиаков, смесей сероводорода с аммиаком [51].

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

8.1.1 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении 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

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

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [53].

Электрический ток, повышенное значение напряжения

ГЩУ по степени опасности поражения персонала электрическим током относится по ГОСТ 12.1.019-79 [54] 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, такими как резиновые перчатки, ботинки с диэлектрической подошвой, 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 [56], 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 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 предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала [56].

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 месте

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

В соответствии с противопожарными нормами НПБ 105-03 [57] рабочее место сменного инженера по взрывопожарной и пожарной опасности имеет категорию В4 (твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы).

На ГЩУ имеется оборудование, изготовленное из пожароопасных материалов:

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

В соответствии с ППБ 01-2003 [58] ГЩУ, 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 ГЩУ оборудованы системой стационарного пожаротушения в соответствии с СНиП 21-01-02 [45] и НПБ 110-99 [29]:

- 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 [30] 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.

8.2 Экологическая безопасность

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия [42-43] при выполнении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ГПА-10-01 в таблице 15.

Таблица 15 - Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ГПА-10-01.

Окружающая среда	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Литосфера	Засорение почвы бытовыми 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.

Продолжение таблицы 15

1	2	3
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами	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.
Воздушный бассейн	Выбросы природного газа; выхлопные газы ГТУ; выбросы пыли из используемых машин и оборудования	Наиболее реальную угрозу представляют окислы азота. Сжигание топлива без образования окислов азота – важная 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, удаленных 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.

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.

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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 [45-46], способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 16

Таблица 16 – 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

Продолжение таблицы 16

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 нагружение электросети	Пожар на ГЩУ, авария генератора	Эксплуатация электропотребителей 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, взрывопожароопасная 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

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. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является взрыв природного газа, используемого в качестве топлива. Мерами по локализации служат использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, прекращение подачи топливного природного газа.

8.4 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 [47].

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

Аварийные органы управления расположены в зоне досягаемости моторного поля, при этом предусмотрены специальные средства опознавания и предотвращения их непроизвольного и самопроизвольного включения в соответствии с ГОСТ 12.2.003—91 [56].

Сидячие рабочие места оборудованы согласно ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ [48]. Конструкцией рабочего места обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля. При проектировании оборудования и организации рабочего места учтены антропометрические показатели мужчин (работают только мужчины).

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

плоскости под углом $\pm 300^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 300^\circ$ от сагиттальной плоскости. Редко используемые средства отображения информации (пульты управления, шкафы управления) расположены в вертикальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от сагиттальной плоскости.

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

По показателям тяжести трудового процесса работа оператора в соответствии с Р 2.2.2006-05 [49] 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.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.

Персонал допускается к работе только в спецодежде и средствах индивидуальной защиты. На рабочем месте должны быть запасы сырья и материалов, не превышающие сменную потребность. Необходимо знать специфические свойства применяемых веществ и соблюдать установленные правила работы с ними. Производственный процесс должен быть организован так, чтобы не допускать выделения в воздух рабочей зоны пыли и вредных веществ. Все эксплуатируемые электроустановки должны соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», и др. нормативных документов. Эксплуатация

электрооборудования без заземления не допускается. Помещения опытно-производственной лаборатории обеспечиваются первичными средствами пожаротушения согласно действующим нормам. Все работники должны уметь пользоваться средствами пожаротушения и уметь оказывать первую помощь при несчастном случае. Не допускается загромождения рабочих мест, проходов, выходов из помещений и здания, доступа к противопожарному оборудованию [52].

Заключение по разделу

В данном разделе были:

- изучены и проанализированы основные факторы, определяющие опасность и вредность при работе на компрессорной станции;
- разработаны мероприятия по устранению данных факторов;
- изучены виды воздействия на природную среду в период работы газотурбинной установки;
- разработан план действий при возникновении чрезвычайной ситуации;
- рассмотрена компоновка рабочей зоны.

Заключение

Одним из основных направлений повышения эксплуатационной надежности, а также коэффициента полезного действия, кроме введения различных теплообменных, охладительных аппаратов в цикл двигателя, было выявлено снижение вибрации на стенки 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.

Были определены наиболее перспективные способы снижения вибрации стенок 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 ГПА-10-01 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 – ■■■;
- 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.

					Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Федотов Д.А.				Выводы	Лит.	Лист
Руковод.	Брусник О.В.						Листов
Консульт.							97
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						117
						НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71	

Список источников и литературы

1. ПАО «Газпром». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.gazprom.ru> (дата обращения 15.03.2019)
2. СТО Газпром 2-3.5-454.2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/53/53416/> (дата обращения 15.03.2019)
3. Мигай В.К., Гудков Э.И. Проектирование и расчет выходных диффузоров турбомашин. Изд-во:Л.: 1981 – 272 с.
4. Григорьев Е.Ю. Новые методы стабилизации течения в плоских, конических, кольцевых диффузорных каналах турбомашин / А.Е. Зарянкин, Е.Ю. Григорьев.// Вестник ИГЭУ. – 2012. – №5. – С. 5–10.
5. Циолковский К. Э. Исследование мировых пространств реактивными приборами. М.: Машиностроение
6. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учеб. пособие для вузов / под ред. С.В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2006. – 584 с.
7. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Паровые и газовые турбины для электростанций: учеб. для вузов. – М.: Изд-во МЭИ, 2008. – 560 с.
8. Рудаченко А.В., Чухарева Н.В. Газотурбинные установки. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 139 с.
9. Иноземцев А.А., Нихамкин М.А. Основы конструирования авиационных двигателей и энергетических установок. – М.: Машиностроение, 2008. – 366 с.
10. Купреев, Е. И. Эффективность работы газоперекачивающих агрегатов / Е. И. Купреев, Н. Б. Карницкий // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2016. Т. 59, № 4. С. 338–352
11. Скворцов А.В. Расчетные исследования впрыска воды в компрессор газотурбинной установки ГТ-009 / Ю.М.Ануров, А.Ю.Пеганов,

					Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Федотов Д.А.				Список источников и литературы	Лит.	Лист
Руковод.	Брусник О.В.						Листов
Консульт.							98
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						117
						НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71	

А.В.Скворцов, АЛ.Беркович, В.Г.Полищук.//Теплоэнергетика 2006.- №12.-С.19-24.

12. Гриценко Е.А., Данильченко В.П., Лукачев С.В. Конвертирование авиационных ГТД в газотурбинные установки наземного применения Учебное пособие. — Самара: СНЦ РАН, 2004. — 266 с.
13. 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.
14. Климат Новосибирской области. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.trasa.ru> (дата обращения 20.04.2019 г.).
15. ПР 51-31323949-43-99. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. – ВНИИГАЗ.: 1999. — 53 с.
16. Двигатель ДР-59Л: техническое описание двигателя. – М.: 2002. — 256 с.
17. Нагнетатели центробежные типа 235-21-1, 25-22-1, 235-23-1, 235-24-1: техническое описание. – Невский завод.: 1977. — 350 с.
18. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях ГПА. – ВНИИГАЗ.: 1999. — 26 с.
19. Каталог газодинамических характеристик ЦБК природного газа. – ВНИИГАЗ.: 2005. — 128 с.
20. Каталог компрессорных машин и турбин. – М.: 2000. — 156 с.
21. Щуровский В.А. Перспективы развития газотурбинного привода в газовой промышленности. – Теплоэнергетик, 1984, №1, с. 3-7.
22. 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.
23. Пиралишвили Ш.А., Веретенников С.В. Энергосберегающие технологии утилизации тепла уходящих газов приводных ГТУ. – М.: Машиностроение, 2011. – 214 с.

24. СТО 172302282.27.040.002-2008. Газотурбинные установки.
Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – М.: 2008. — 77 с.
25. СТО Газпром 2-2.3-681-2012. Компрессорные станции.
Газоперекачивающие агрегаты. Порядок проведения технического обслуживания и ремонта. – М.: 2014. — 545 с.
26. Пермяков К.В., Сальников А.Ф., Диева С.С. Особенности работы и исполнения диффузора в составе тракта газоперекачивающего агрегата // Газовая промышленность. 2014. № 6. С. 78-79.
27. 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.
28. ППБ 01-2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
29. 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 01.05.2019 г.).
30. СНиП 21-01-02-85. Противопожарные нормы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
31. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
32. СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).

33. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
34. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
35. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
36. 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 01.05.2019 г.).
37. СП 2.6.1–758–99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
38. 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 01.05.2019 г.).
39. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
40. 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 01.05.2019 г.).
41. ГОСТ 12.1.008-78. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).

42. 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 01.05.2019 г.).
43. 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 01.05.2019 г.).
44. 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 01.05.2019 г.).
45. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
46. 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 01.05.2019 г.).
47. ГОСТ 21889-76. Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
48. 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 01.05.2019 г.).
49. 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 01.05.2019 г.).
50. РД 153-39.0-112-2001. Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные

технологические нужды магистрального транспорта газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.)

51. ГОСТ 12.4.121-2015 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Противогазы фильтрующие. Общие технические условия. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
52. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ № 45н «Об утверждении норм и условий бесплатной выдачи работникам, занятым на работах с вредными условиями труда, молока или других равноценных пищевых продуктов»
53. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
54. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
55. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
56. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
57. ППБ 01-2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 01.05.2019 г.).
58. 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 01.05.2019 г.).

Список публикаций студента

1. Федотов Д. А. Математическое моделирование фильтрации жидкости в пористой среде / Д. А. Федотов, В. В. Шаламов; науч. рук. С. Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 2. — [С. 705-707].

2. Федотов Д. А. Основные принципы и последовательность стратегии импортозамещения на основе нефтегазового насосного оборудования / Д. А. Федотов, В. В. Шаламов; науч. рук. И. В. Шарф // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 2. — [С. 823-825].

					Повышение эксплуатационной надежности газоперекачивающего агрегата типа 10-01 на компрессорной станции «Кожурлинская»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Федотов Д.А.				Список публикаций студента		
Руковод.	Брусник О.В.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						
						Лит.	Лист
							104
							117
						НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71	

Приложение А
(справочное)

Technology of operation of gas-turbine gas pumping unit of type GPU-10-01

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Федотов Дмитрий Алексеевич		

Консультант отделения ОНД:

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Забродина Ирина Константиновна	к.п.н., доцент		

General Provisions

The maintenance of the GPU (starts, stops, operation) shall be carried out in accordance with the requirements of the technical instructions of the manufacturers [32].

The operational form must be compiled and maintained for each GPU. It includes the following data and sections:

- Instructions on maintaining the operational form;
- Type, power, basic installation parameters;
- term of entry;
- Operating hours of the plant;
- Number of launches and forced stops;
- Damage of components and parts of GTE;
- Conducted repairs (with the registration of changes in the characteristic sizes of units and parts of the GPU);
- Replacement of units and parts of the GPU;
- The operating hours on the most loaded knots and details of the GPU with the regulated motor resources;
- carrying out of modernization and alterations at introduction of information letters of factories-manufacturers and actions;
- Special remarks on operation, failures and accidents of the GPU;
- Static regular information about the parameters of the operation of the GPU (power, efficiency, exhalation temperature, vibration, specific consumption of oil).

Start-up of gas turbine GPU and output to load mode

Engine start-up should be carried out under the direction of the chief of Shift (replacement engineer) of the shop, and after the repair-under the supervision of the Chief of station or senior repair engineer in the presence of responsible representatives of repair Organization by special written along.

The first start of the engine after the revision or overhaul can be carried out by the remote control of individual nodes. Subsequent launches should only be performed automatically.

The sequence of operations, provided by the technical instruction of the manufacturer on service of the GPU, should be carried out both at the operative and automatic start-up.

Before ignition the combustion chamber should be provided ventilation of the GPU. In accordance with the instructions and design features to ensure a more reliable ventilation of the GPU tract, it is allowed to make cold scrolling on the turbo-expander without switching on the ignition. After unsuccessful attempt to start the repeated ignition cycle is strictly forbidden to produce without preliminary ventilation of the path of the GPU [33].

The start-up should be immediately terminated by the workshop staff in the following cases:

- Increase of gas temperature above permissible start-up schedule;
- Stripping and extraneous noises in the flowing part, increased vibration of the unit;
- Occurrence of tanning on the engine or its communications;
- Pump-out events;
- inadmissible opening of the regulating valve;
- the manifestation of oil;
- In all cases that threaten the lives of people and the safety of the GPU.

Repeated starts of engines from a hot state are resolved after elimination of reasons of stop, thus the sequence of start is kept.

The start of the GPU after an emergency stop for reasons of temperature rise before turbine of high pressure, increase of temperature of bearings, axial shifts of rotors is allowed only after opening of the corresponding units of the GPU and elimination of the reasons that caused the stop.

Service of the GPU during operation

The control of the state of the HPA and maintenance during operation shall be carried out in strict accordance with the requirements of the technical instruction on the manufacturer's service.

After installation and adjustment of the GPU, tests should be carried out on the approved standard methodology for determining the actual installation parameters. Control tests should be carried out before the shutdown of the GPU for overhaul and after overhaul, as well as, with the systematic deviation of the parameters from normal, requiring clarification of the reasons for rejection.

During the operation of the GPU, the operational personnel must:

- Support the required mode of operation of the GPU, ensuring their most economical and rational loading;
- to monitor the indications of devices, the cause of any abnormal deviation in the instrument readings should be immediately clarified for taking appropriate measures;
- Maintain the temperature and pressure of the cooling oil in the lubrication system within the required limits;
- To monitor the purity of the filters in the oil system and butter-pan;
- Control the pressure differential on the air filters of the intake chamber, monitor their cleanliness;
- To perform thorough cleaning of the plant;
- to keep the necessary records in operational documents and statements;
- Strictly comply with the requirements of the official and operational instructions.

To ensure reliable and trouble-free operation of the GPU, it is necessary to fulfill the requirements:

- To prevent the temperature increase of combustion products on the GPU tract above the established value;
- Control the rotation speed of the GPU shafts.

Control:

- Oil level in the tank compartments;
- pressure of fuel and impulse gas.

The oil and grease temperature of the bearings must be at least as high as permissible. Rapid increase of temperature in any bearing indicates its emergency condition, the unit must be stopped.

It is strictly forbidden at start-up or during operation to postpone emergency installations of devices or to disable protection of GPU. Every month the operational personnel should inspect the units and equipment [23].

During inspection should be checked:

- Air sampling of the devices of the GPU, air ducts and gas passages;
- Gas and oil pipelines, their connecting flanges and fittings;
- Circulating pumps, water pipelines, oil air cooler;
- fastening of equipment, pipelines to foundations and bases;
- External insulation of pipelines;
- Control and measuring devices, devices of regulation and automatics;
- The positions of the hoses on the control nodes and the availability of necessary posters.

All defects detected during the operation of the equipment must be recorded in the defect log and operating forms. Immediate action should be taken to troubleshoot the problem.

Operation of the GPU in the cold season

Low temperatures in the cold season reduce the reliability of the units due to the brittleness of metal, increase the possibility of failures in the operation of the control units, valves and taps themselves, complicate operations on technological switching of the shop.

In order to ensure safe operation of the unit at the outside temperature, the heating system on the axial compressor suction must be switched on below the permissible manufacturer's specifications.

At low temperatures of external air the capacity of the GPU can be reached much higher than the nominal without exceeding the maximum gas temperature

before the turbine. It is necessary to ensure that the installation load (from mechanical strength conditions) does not exceed the maximum permissible technical conditions.

When the unit is stopped for a period of more than one hour and the need for a subsequent start should be included heating oil [33].

In preparation for operation in the cold season should be carried out measures on the plan of preparation for autumn-winter operation. In this case, the ventilation and heat supply systems should provide in all rooms and other locations of oil pipelines, water pipes and other communications temperature not lower than $+ 5^{\circ} \text{C}$.

Warning of axial compressor pump modes

Unstable axial compressor modes, the main of which are the rotating stall and the pump, create unacceptable fatigue voltages in the shovel, increase vibration and breakage of blades.

Operation of the GPU in the zone of unstable pump modes is not allowed.

The operation of the unit in the unstable mode of the axial compressor is characterized by an increase in the temperature of combustion products before turbine at the constant or decreasing load and temperature of the outside air, the fluctuation of air pressure for compressor, abnormal sound and blows in the flowing part of the axial compressor. In the event of a surge, the unit must be stopped immediately to eliminate the causes of the surge.

During the operation of the GPU, the pump and unstable modes of the axial compressor may occur:

- When the discharge on the suction is increased due to dust storms, snowfall or icing of the intake tract and the input shovel apparatus of the axial compressor;
- When the load of the GPU is reset or sharply increased;
- in case of insufficient fuel gas supply due to contamination and burning of burners or contamination of filters on fuel gas supply;
- under unsatisfactory technical condition of the running part of the turbine unit, contamination of the axial compressor.

To ensure the steady operation of the axial compressor during the start-up process and with a significant reduction in the number of revolutions, the Rotary Guide

device of the axial compressor must be adjusted in accordance with the requirements of the technical Manufacturer's instructions.

It is necessary to pay attention to the warning of the pump phenomena in the compressor during the re-start, the possibility of occurrence of which at hot running part of the turbine unit increases.

When the conditions of possible icing are to be included in the work of anti-icing devices of the system of preparation of the cyclic air. The period of inclusion of de-icing devices is determined depending on the location of the station or on the indications of devices in accordance with the requirements of the manufacturer's instructions. The inclusion and disconnection is made by the record in the operational journal and the operational form of the GPU [32].

To prevent the pump modes of the axial compressor during the work of the GPU it is necessary to monitor the readings of devices measuring the temperature of the gas before the turbine and air pressure in the compressor discharge, fuel gas pressure, speed And the lack of icing at the compressor inlet.

Warning of the pump operating modes of the centrifugal supercharger

The centrifugal supercharger is the result of high compression and low-cost operation in the zone of unstable modes (for example, as a result of the change of the gas pipeline mode, the increase of resistance at the inlet or outlet of the blower, Spontaneous rearrangement of cranes, emergency stop of one of successive blowers and other reasons connected with reduction of flow through the supercharger). The pump is accompanied by sharp fluctuations of gas flow and pressure, increase of vibration and characteristic sound in the blower, which can lead to destruction of GPU knots and strapping of blowers. Work in the area of pump modes of the supercharger is not allowed [33].

In order to protect the centrifugal blower from transition to unstable operation in case of reduction of the flow of transported gas or increase in the degree of pressure increase it is necessary to monitor the work of the blower and use And the anti-skid regulators.

To reduce the resistance at the inlet of the blower as a result of hydration should be deduced "on the ring" in order to destroy the hydrates by increasing the temperature of the gas.

Normal shutdown

The normal stop is made with the cooling of the gas turbine engine in the intermediate modes and is preferable and most favorable in terms of further operation of the unit.

Normal stop is made at the order of dispatcher, or if necessary to stop the unit on routine work, under the direction of the replacement engineer.

Normal stop of the installation can be carried out automatically – by pressing the "Normal shutdown" button on the control board or by operational.

The procedure for the normal shutdown of the GPU is determined by the manufacturer's technical instructions.

When running out of rotors it is necessary to pay attention to the absence of extraneous noises and vibrations in the running part of the turbine machines, the occurrence of which indicates the presence of defects; Without clarifying the causes of noise and vibration and their elimination, the launch of the GPU is prohibited.

Emergency shutdown

Emergency stop of the installation shall occur when the protection of the plant is triggered according to the requirements of the manufacturer [33].

The emergency stop of the GPU shall be carried out in the following cases:

- At ignition of oil on a turbine;
- In the case of smoke from bearings;
- When metallic sound or extraneous noise is appearing in the installation;
- In case of sudden breakthrough of gas in the room of the Machine Hall;
- In case of explosion or cotton in combustion chambers or gas passages;
- In all cases endangering the safety of the personnel or equipment breakage.

Each forced stop should be thoroughly investigated and the results of the investigation should be aimed at preventing such forced stops in the future.

Maintenance Service

Maintenance of equipment, buildings, structures and communications shall be organized on each gas-pumping unit. Regulations of technical maintenance of the GPU, technology and periodicity of performance of routine works should be established in accordance with the specifications, instructions of the manufacturer of the GPU and the existing normative documents [34].

Preventive, maintenance and repair work is performed to maintain the HPA in a state of readiness for work, increase the durability of the HPA with optimal operating parameters, prevent the occurrence of possible defects and faults that may lead to forced shutdowns during operation. From the timely and high-quality implementation of the scheduled inspection and scheduled repair depends on the duration and safety of the GPU, its readiness for launch.

These instructions provide for the following types of scheduled inspection and scheduled maintenance of GPU:

- A) inspections and work through 500... 750 hours of work;
- b) Inspections and work after 3000 hours of work (1 every 6 months);
- b) Inspections and work through 6000... 6500 hours (1 time per year).

Inspection schedules should be drawn up at the operating company.

Before bringing the unit to a scheduled inspection and scheduled repair, the following measures should be taken:

- a) a technological schedule was drawn up;
- b) According to the preliminary defective list of preparation of necessary products, materials, tools and devices;
- In) are staffed, brought into serviceability and inspected rigging equipment and hoisting-and-transport mechanisms;
- d) working places are prepared;
- e) Fire-prevention and safety measures are carried out;
- (e) staffed and instructed personnel.

At technical service on the GPU are carried out:

- Current inspections and control operations that do not require disassembly of equipment units;

- Inspections of combustion chambers;
- Medium repairs (inspection of hot-path parts);
- Capital repairs with disassembly of the whole GPU.

The results of the examinations, the detected defects and their elimination, as well as the data on all performed works, carried out by the measurements, write down the repair journal, daily statement and the form of the unit. The identified defects are eliminated immediately.

For information on planned and unplanned work, please make the appropriate sections of passports and forms.

At the end of inspections remove from the external surfaces of the Unit tool extraneous objects, oil, wiping material, moisture.

Results of inspections of devices and aggregates are recorded in their passports.

Timely replace individual units and devices that have a limited lifetime and have developed their resource. The list of aggregates and devices and their characteristics are given in the forms of GTE and supercharger.

At dismantling of pipelines the ends of pipes and apertures of nozzles should be closed by plugs.

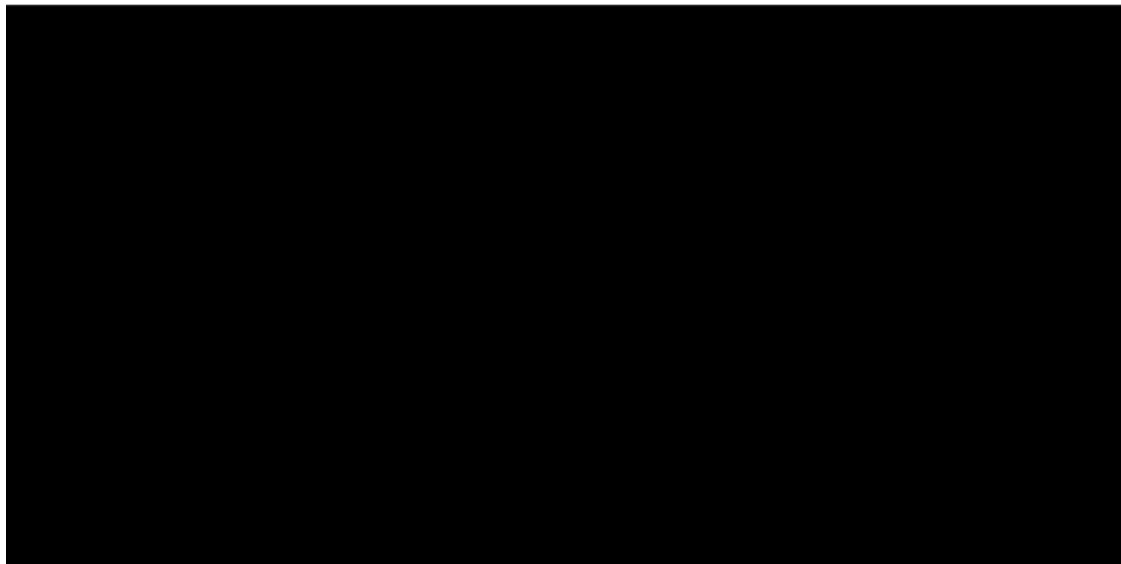
When carrying out the works connected with opening of a flowing part of GTE and internal cavities of the supercharger, develop and execute the measures excluding possibility of falling of objects in a flowing part of GTE or inside of a supercharger.

Electric welding works in the shelter on the constructions electrically connected with the GPU execute under the following conditions: The frame GTE should be grounded at least in two points by wire section not less than 70 mm²;

Electric welding works on the constructions of the GPU are possible only in agreement with the manufacturer and its technology.

After the completion of any repair or maintenance work on the unit, make a hot start of the assembly in the normal order when the blower is working on the gas ring. After 15... 20 min. Operation of the GPU on the working mode, check the parameters of the unit and the functioning of the individual mechanisms and units. In case of absence of comments it is normal to stop the GPU and put it in reserve.

Приложение Б
(обязательное)
Технологическая схема КС



Приложение В

(обязательное)

Газодинамическая характеристика компрессора ■■■

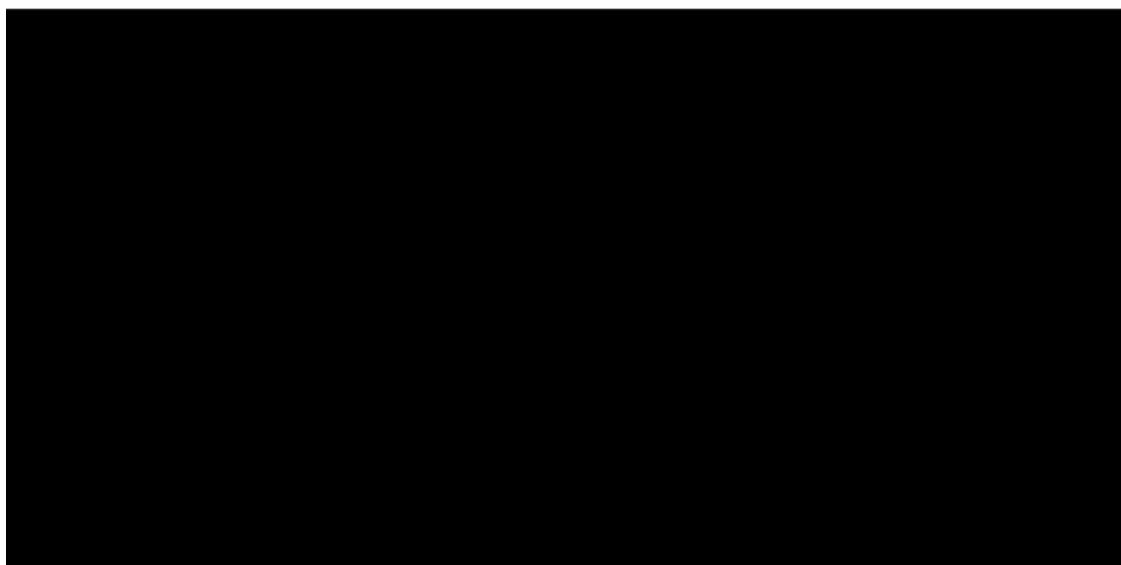


Рисунок В.1 – Газодинамические характеристики компрессора ■■■:

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

Приложение Г

(обязательное)

Газодинамическая характеристика нагнетателя ■■■

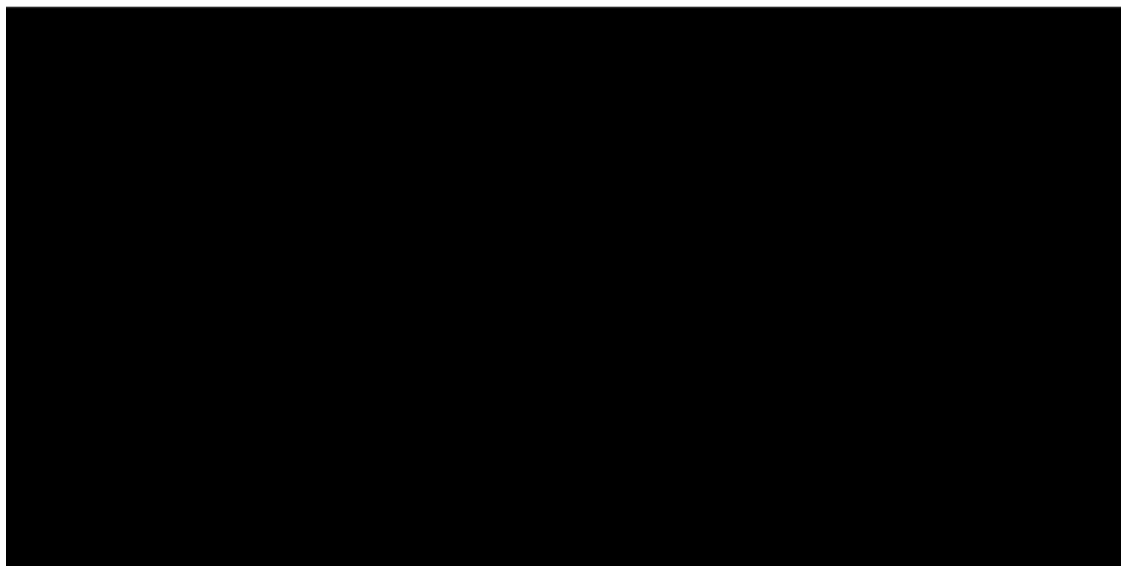


Рисунок Г.1 – Газодинамические характеристики нагнетателя:

$$Z_{1n0} = \blacksquare; R_0 = \blacksquare \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}); T_{1n0} = \blacksquare \text{ К}; n_0 = \blacksquare \text{ об/ми}$$