

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Пересчет характеристик газотурбинного агрегата»

УДК 621.311.238:622.323

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е41	Дикий А.А.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зиякаев Г.Р.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н., доц.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К.	к.ф.-м. н.		

Планируемые результаты обучения ООП

Код Результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Общекультурные компетенции		
P1	Способность применять базовые и специальные знания в области математических, естественных, гуманитарных и экономических наук для обеспечения полноценной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1; ОК-9; ОК-10)1, Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	Демонстрировать понимание сущности и значения информации в развитии современного общества, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации; использование для решения коммуникативных задач современных технических средств и информационных технологий.	Требования ФГОС (ОК-7; ОК-11; ОК -13; ОК-14, ОК-15), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2, п. 5.2.8 , п. 5.2.10), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Способность самостоятельно применять методы и средства познания, обучения и самоконтроля, осознавать перспективность интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования, уметь критически оценивать свои достоинства и недостатки.	Требования ФГОС (ОК -5; ОК -6; ОК -8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.16), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, демонстрируя навыки руководства отдельными группами исполнителей, уметь проявлять личную ответственность.	Требования ФГОС (ОК-4; ПК-9; ПК-10), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	Демонстрировать знание правовых, социальных, экологических и культурных	Требования ФГОС (ОК-2; ОК-3; ОК-5; ПК-5),

	аспектов комплексной инженерной деятельности, осведомленность в вопросах охраны здоровья, безопасности жизнедеятельности и труда на нефтегазовых производствах.	Критерий 5 АИОР (п. 5.2.12; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P6	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке; анализировать существующую и разрабатывать самостоятельно техническую документацию; четко излагать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности на предприятиях машиностроительного, нефтегазового комплекса и в отраслевых научных организациях.	Требования ФГОС (ОК-14; ОК-15; ОК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.13), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Профессиональные компетенции		
P7	Умение использовать основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, основы теоретического и экспериментального исследования в комплексной инженерной деятельности с целью моделирования объектов и технологических процессов в нефтегазовой отрасли, используя стандартные пакеты и средства автоматизированного проектирования машиностроительной продукции.	Требования ФГОС (ПК-7; ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	Умение обеспечивать соблюдение технологической дисциплины при изготовлении изделий машиностроительного производства, осваивать новые технологические процессы производства продукции, применять методы контроля качества новых образцов изделий, их узлов, деталей и конструкций	Требования ФГОС (ПК-1; ПК-3; ПК-26), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.5; п. 5.2.7; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P9	Способность осваивать вводимое новое оборудование, проверять техническое состояние и остаточный ресурс действующего технологического	Требования ФГОС (ПК-2; ПК-4; ПК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7, п. 5.2.8),

	оборудования, в случае необходимости обеспечивать ремонтно-восстановительные работы на производственных участках предприятия.	согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Умение проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом результатов, применять методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей используемых материалов и готовых изделий.	Требования ФГОС (ПК-18), Критерий 5 АИОР (п.5.2.4, п. 5.2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	Умение проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных решений, выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда, применять прогрессивные методы эксплуатации технологического оборудования при изготовлении изделий нефтегазового производства.	Требования ФГОС (ПК-6; ПК-12; ПК-14; ПК-15; ПК-24), Критерий 5 АИОР (п.5.2.3; п. 5.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P12	Умение применять стандартные методы расчета деталей и узлов машиностроительных изделий и конструкций, выполнять проектно-конструкторские работы и оформлять проектную и технологическую документацию соответственно стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам, в том числе с использованием средств автоматизированного проектирования.	Требования ФГОС (ПК-21; ПК-22; ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.9), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P13	Готовность составлять техническую документацию, выполнять работы по стандартизации, технической подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов, организовывать метрологическое обеспечение технологических процессов, подготавливать документацию для	Требования ФГОС (ПК-11; ПК-13), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

	создания системы менеджмента качества на предприятии.	
P14	Способность участвовать в работе над инновационными проектами, используя базовые методы исследовательской деятельности, основанные на систематическом изучении научно-технической информации, отечественного и зарубежного опыта, проведении патентных исследований.	Требования ФГОС (ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4; п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P15	Умение применять современные методы для разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, обеспечивающих безопасность жизнедеятельности людей и их защиту от возможных последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий, умение применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов в нефтегазовом производстве.	Требования ФГОС (ПК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.8; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е41	Дикому Алексею Александровичу

Тема работы:

«Пересчет характеристик газотурбинного агрегата»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Объектом исследования является газотурбинный агрегат с газотурбинным двигателем. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующих особых условий эксплуатации.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Провести аналитический обзор по выбранной тематике. Проанализировать конструкцию и принцип работы газотурбинного агрегата. Рассмотреть топливную систему газотурбинного агрегата. Выполнить технологические расчеты, которые позволят определить: стехиометрический коэффициент, удельный расход топливного газа, процесс горения топлива.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. Технологическая схема энергокомплекса № 1 2. Технологическая схема энергокомплекса № 2 3. Схема системы топливопитания ГТА-6PM</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Черемискина М.С.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Трубникова Н.В.</p>

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зиякаев Г.Р.	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-4Е41	Дикий Алексей Александрович		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
<i>15.12.2018</i>	<i>Введение</i>	<i>10</i>
<i>10.02.2019</i>	<i>Обзорная часть</i>	<i>15</i>
<i>12.03.2019</i>	<i>Расчётная часть</i>	<i>25</i>
<i>17.04.2019</i>	<i>Социальная ответственность</i>	<i>20</i>
<i>25.04.2019</i>	<i>Финансовый менеджмент</i>	<i>15</i>
<i>30.04.2019</i>	<i>Заключение</i>	<i>15</i>

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зиякаев Г.Р.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К.	к.ф.-м. н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 122 с., 17 рис., 17 табл., 59 источников, 10 прил.

Ключевые слова: газотурбинный агрегат, газотурбинная установка, газотурбинный двигатель, эффективность, расход топливного газа.

Объектом исследования является газотурбинный агрегат ГТА-6PM.

Цель работы – пересчет характеристик газотурбинного агрегата, изучение и анализ топливной системы газотурбинного агрегата ГТА-6PM, определение наиболее эффективного компонентного состава природного газа, обеспечивающего наименьший расход топлива.

В процессе исследования проводились расчеты:

1. Расчет стехиометрического коэффициента
2. Расчет расхода топливного газа
3. Расчет процесса горения топлива.

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрены основные теоретические положения о строении и принципе работы газотурбинного агрегата ГТА-6PM. Проанализированы и изучены система газоснабжения энергокомплекса, топливная система агрегата ГТА-6PM. Рассмотрена возможность повышения рентабельности эксплуатации агрегата.

Экономическая эффективность/значимость работы: определен наиболее эффективный компонентный состав природного газа, обеспечивающий наименьший расход топлива.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины и определения:

Газотурбинный агрегат – конструктивно-объединенная совокупность стационарной газотурбинной установки и приводимой машины.

Газотурбинный энергетический агрегат - газотурбинный агрегат, имеющий в качестве приводимой машины электромашинный генератор.

Газотурбинная установка – газотурбинный двигатель и все основное оборудование, необходимое для генерирования энергии в полезной форме.

Газотурбинный двигатель – машина, предназначенная для преобразования тепловой энергии в механическую.

Компрессор – компонент газотурбинного двигателя, повышающий давление рабочего тела.

Камера сгорания – устройство газотурбинного двигателя для основного подогрева рабочего тела.

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

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

Многовальный газотурбинный двигатель – газотурбинный двигатель, имеющий, по крайней мере, две газовые турбины, вращающиеся на независимых валах.

Одновальный газотурбинный двигатель – газотурбинный двигатель, в котором роторы компрессора и газовой турбины соединены и мощность отбирается непосредственно с выходного вала или через редуктор.

Сокращения

ГТА – газотурбинный энергетический агрегат

ГТУ – газотурбинная установка

ГТД – газотурбинный двигатель

УПТГ – установка подготовки топливного газа

ППТГ – пункт подготовки топливного газа

БФТГ – блок фильтрации топливного газа

САУ – система автоматического управления

КПД – коэффициент полезного действия

СОНГКМ – Северо - Останинское нефтегазоконденсатное месторождение

Оглавление

Введение	14
1. Обзор литературы	16
2. Общая информация о газотурбинных установках	20
2.1 Основные схемы газотурбинных установок	20
2.2 Описание технологической схемы энергокомплекса	26
2.3 Схема газоснабжения энергокомплекса	28
3. Газотурбинный агрегат ГТА-6PM	31
3.1 Газотурбинный двигатель ГТД-6/PM	32
3.2 Топливная система	35
3.3 Подсистема подготовки топливного газа	35
3.4 Подсистема дозирования топливного газа	38
4. Расчетная часть	49
4.1 Расчет стехиометрического коэффициента	50
4.2 Расчет расхода топливного газа	57
4.3 Расчет процесса горения топлива	64
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	71
5.1 SWOT-анализ сильных и слабых сторон проекта и анализ возможностей и угроз проекта	71
5.2 Планирование проекта	72
5.3 Определение трудоемкости выполнения работ	73
5.4 Разработка графика проведения проекта	74
5.5 Бюджет затрат на проект	78
5.6 Формирование затрат на проект	83
5.7 Расчет экономической эффективности введения компонентного состава №5	83
	12

5.8	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	84
6.	Социальная ответственность	89
	Введение	89
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
6.2	Производственная безопасность	90
6.3	Экологическая безопасность	98
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	99
	Заключение раздела	100
	Заключение	101
	Список использованных источников	102
	Приложение А Технологическая схема энергокомплекса № 1	107
	Приложение Б Технологическая схема энергокомплекса № 2	108
	Приложение В Программа восстановления электроснабжения	109
	Приложение Г Состав двигателя ГТД-6/PM	113
	Приложение Д Технические характеристики двигателя ГТД-6/PM	114
	Приложение Е Циклограмма запуска	117
	Приложение Ж Схема системы топливопитания ГТА-6PM	118
	Приложение И Схема системы топливопитания, управления и контроля ГТД-6/PM	119
	Приложение К Протокол анализа топливного газа	120
	Приложение Л Средняя удельная теплоемкость C_{pm} продуктов сгорания при различных коэффициентах избытка воздуха α	122

Введение

Газотурбинные двигатели и газотурбинные установки прошли за короткое время интенсивный путь развития и получают все большее распространение в различных отраслях народного хозяйства и военных технологиях – в авиации, наземном и водном транспорте, на электростанциях. Также, являясь высокоманевренными агрегатами, применяются как составные части современных энергоэффективных установок: газоперекачивающих агрегатов, газотурбинных энергетических агрегатов, парогазовых и газопаровых установок, когенерационных и тригенерационных агрегатов.

Однако эффективный КПД стационарных ГТУ с простой тепловой схемой невелик, поэтому внедрение доступных и эффективных методов повышения КПД является актуальной задачей повышения энергоэффективности всей энергетической отрасли.

Объектом исследования данной работы является газотурбинный энергетический агрегат ГТА-6РМ.

Целью работы является пересчет характеристик газотурбинного агрегата при изменении компонентного состава топливного газа.

В рамках работы необходимо решить следующие задачи:

- рассмотреть технологическую схему энергокомплекса;
- проанализировать и изучить систему газоснабжения энергокомплекса;
- проанализировать конструкцию и принцип работы газотурбинного агрегата ГТА-6РМ;
- рассмотреть топливную систему газотурбинного агрегата ГТА-6РМ;
- рассмотреть возможность повышения рентабельности эксплуатации агрегата выполнив следующие расчеты: расчет стехиометрического коэффициента, расчет расхода топливного газа, расчет процесса горения топлива;

- на основании расчетов определить наиболее эффективный компонентный состав природного газа, обеспечивающий наименьший расход топлива, при эксплуатации ГТА-6РМ.

1 Обзор литературы

В настоящее время газотурбинные установки получают все более широкое применение в различных отраслях промышленности, в том числе в энергетике и газотранспортной отрасли. Повышенное внимание к газотурбинным установкам можно объяснить целым рядом преимуществ перед конкурентами.

Это высокая экономичность, большие агрегатные мощности при малых массе и габаритах, приспособленность к автоматизации, высокая надежность, простота конструкции и обслуживания, высокая технологичность и возможность агрегатного ремонта.

При этом стоит отметить, что значение КПД газотурбинных установок по прежнему остаётся низким. Это указывает на необходимость проведения дополнительных разработок по повышению эффективности ГТУ и внедрения эффективных методов повышения КПД ГТУ, что в свою очередь является одним из важнейших направлений развития энергосберегающих технологий транспорта природного газа и энергетики.

В настоящее время основными задачами совершенствования ГТУ являются:

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

Исследованием задач повышения надежности и экономичности газотурбинных установок занимались многие авторы. Наибольший вклад внесли Поршаков Б.П., Апостолов А.А., Козаченко А.Н., Никишин В.И., Зарицкий С.П., Лопатин А.С., Шабаров А. Б. [1-3].

Методам повышения эффективности работы газотурбинных установок посвящено много научно – исследовательских работ [4-8], в которых описываются и анализируются те или иные методы.

Основными источниками, раскрывающими теоретические основы газотурбинных установок, являются работы Чухаревой Н.В., Рудаченко А.В. [9]; Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. [10]; Трухний А.Д., Ломакин Б.В. [11].

По мнению ряда авторов [9] можно выделить три основные направления по повышению эффективности ГТУ:

- регенерация (рекуперация) тепла отработанных газов, с последующим его использованием;
- модернизация термодинамических циклов в самой установке;
- внедрение новых конструктивных решений по созданию тепловых двигателей.

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

Вопросы, посвященные повышению степени использования теплоты уходящих газов ГТУ путём использования разного рода утилизационных установок для целей теплоснабжения – отопления и горячего водоснабжения месторождений, а также прилегающих поселков отражены в работах Ишкова А.Г., Винниченко Н.В., Жебрака Ю.А., Аптермана О.В. [12], Байкова И.Р., Кузнецовой М.И., Китаева С.В. [13]

Теория различных схем, комбинированных установок на основе ГТУ весьма полно раскрыта в трудах Арсеньева Л.В., Тырышкина В.Г. [14-16].

Исследованию модернизации термодинамических циклов в ГТУ посвящены статьи Ходус В.В., [17] Афанасьева К.Ю. [7], Поршакова Б.П. [18]. В статьях отражены вопросы улучшения термодинамических характеристик ГТУ за счёт использования регенераторов, целесообразность использования газотурбинных установок с регенерацией тепла, произведена оценка экономии топливного газа при использовании регенераторов, рассмотрена возможность применения оригинальной схемы газотурбинной установки, позволяющей

реализовать известные термодинамические преимущества регенеративного цикла с малой степенью повышения давления

Кроме того в работе Косарева А.В. [19] описывается, ГТУ пульсирующего типа, работающие по циклу Гемфри – Ленуара, будут иметь место в ближайшем будущем. Предлагается принципиальная схема установки с регенератором конвейерной конструкции, а также проводится оценочный расчёт идеального регенеративного цикла Ленуара.

Особый интерес вызывают разработки, посвященные резкому увеличению экономичности ГТУ путем внедрения новых конструктивных решений. Так, например, фирма «Mitsubishi Heavy Industries (МНИ)» объявила о начале разработки ГТУ с температурой перед турбиной 1700 °С, т.е. около 2000 К [20]. В США рассматриваются планы создания установки без камеры сгорания. В ней процесс горения будет проходить в проточном тракте турбины, что приблизит процесс в турбине к изотермическому [21]. Как ожидают авторы этих разработок, КПД этих установок превысит 60%.

Российские исследователи также ведут разработки в данном направлении. Исследованию эффективности ГТУ с впрыском пара и водогрейным котлом посвящена диссертация Морозенко М.И. [22]. В работе проведено исследование влияния параметров ГТУ с впрыском пара на эффективность. Показано, что в случае применения комбинированной ГТУ с впрыском пара возможна более глубокая утилизация тепла уходящих газов при существенно более узком диапазоне температур и при росте КПД ГТУ. Газотурбинные установки с впрыском пара и УВК обладают повышенной эффективностью в сравнении с ГТУ, которая заключается в:

- увеличении удельной мощности на 70-90%;
- повышении эффективного КПД и снижении удельного расхода топлива на 50-67%;
- увеличении коэффициента использования тепла до 90% и более.

Несколько иной подход предложен Седуниным В.А. [23] Его диссертация посвящена исследованию и разработке методов повышения эффективности работы первой ступени осевого компрессора ГТУ с регулируемым входным направляющим аппаратом. В работе разработана математическая модель компрессорной ступени с регулируемым входным направляющим аппаратом, позволяющая оценить её эффективность на рабочих режимах эксплуатации. На основании выполненных численных исследований доказано, что однорядное регулирование осевого компрессора при постоянной частоте вращения ротора имеет существенный потенциал в повышении эффективности.

Вклад в практику и теорию газотурбостроения внесли и другие ученые: Гецов Л.Б., Копелев С.З., Тихонов Н.Д., Манушин Э.А. [24 – 28].

Учитывая большое количество исследований, направленных на повышение эффективности работы газотурбинных установок, проблемы низкого КПД и повышенного расхода топлива установки остается актуальной и требующей решения за счет использования новых подходов.

2 Общая информация о газотурбинных установках

Газотурбинные установки являются в настоящее время одним из основных видов привода турбогенераторов на крупных месторождениях. Также они используются для привода нагнетателей на крупных магистральных газопроводах [29], и рассматриваются как агрегаты, практически вырабатывающие два типа энергии: механическую для привода турбогенератора и тепловую в форме теплоты отходящих газов, подлежащих утилизации.

В основе современных представлений о превращении теплоты в работу в двигателях внутреннего сгорания лежат два важнейших положения термодинамики:

- во-первых, невозможность создания двигателя, который без затраты какой-либо энергии может производить механическую работу,
- во-вторых, невозможность создания двигателя, в котором бы подводимая теплота полностью превращалась в работу.

Следовательно, каждый тепловой двигатель должен состоять из нагревателя, расширительной машины, холодильника и компрессорной машины, что вместе взятое позволяет непрерывно осуществлять процессы сжатия, подвода теплоты и расширения, причем при таких условиях, чтобы работа сжатия была бы меньше работы расширения. Получаемая полезная работа определяется как разность работ расширения и сжатия рабочего тела.

Характерной особенностью работы газотурбинных установок является то, что все эти процессы – сжатие, подвод теплоты и расширение – непрерывно осуществляются в различных элементах ГТУ (компрессор, камера сгорания, газовая турбина), расположенных последовательно по ходу рабочего тела.

2.1 Принципиальные схемы газотурбинных установок

Одновальные газотурбинные установки

Наибольшее распространение получили ГТУ открытого цикла, схема которых приведена на рисунке 1 [30]. Рабочий процесс в этом случае осуществляется в следующей последовательности. Атмосферный воздух с давлением P_a и температурой T_a , пройдя систему воздушных фильтров, поступает на вход компрессора, где сжимается до давления P_c (0,6–1,6 МПа) и температуры T_c (240–340 °С). При прохождении через камеру сгорания к сжатому воздуху подводится тепло, при этом температура рабочего тела, в случае условно изобарного процесса, возрастает до значения T_z (800–959 °С). С учетом гидравлических потерь давление рабочего тела несколько снижается до значения $P_z = P_c \sigma_1$, что на рисунке 1 не отражено.

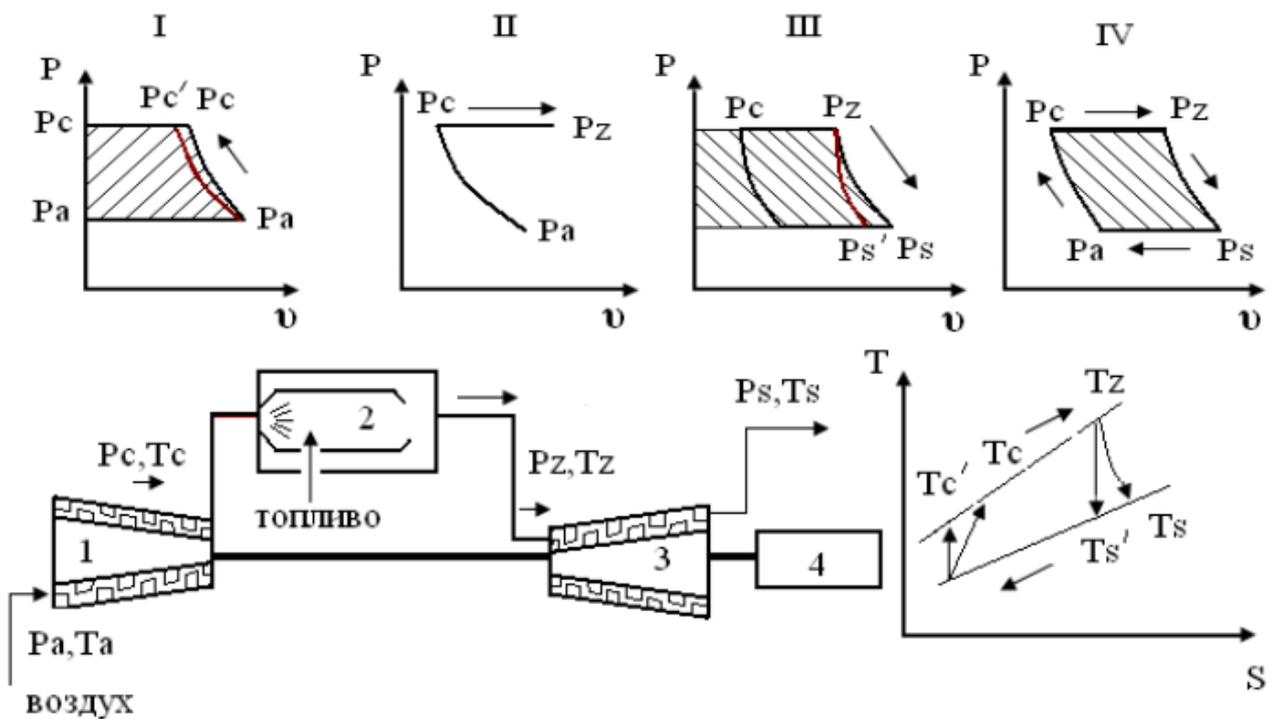


Рисунок 1 – Схема ГТУ с одновальным ГТД и цикл ГТУ в координатах давление (P)–объем (V) и температура (T)–энтропия (S):

1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – исполнительный орган; В – подвод теплоты турбины; I – сжатие; II – подвод теплоты; III – расширение; IV – выхлоп

Проходя через газовую турбину, газ расширяется, приобретая параметры T_s (400–500 °С) и $P_s = P_a / \sigma_2$, и поступает на выхлоп.

Коэффициенты $\sigma_1 = 0,95 \div 0,96$ и $\sigma_2 = 0,97 \div 0,98$ учитывают потери давления между компрессором и турбиной и потери давления в выхлопном тракте, соответственно.

Линии $P_a - P_c'$; $T_a - T_c'$; $P_z - P_s'$; $T_z - T_s'$ характерны для изоэнтропийного (обратимого адиабатного) процесса. Линии $P_a - P_c$; $T_a - T_c$; $P_z - P_s$; $T_z - T_s$ соответствуют реальному процессу сжатия и расширения газа.

В одновальных установках все элементы газоперекачивающего агрегата (ГПА) – осевой компрессор, газовая турбина и нагнетатель – находятся на одном валу, и, естественно, при работе все они имеют одну и ту же частоту вращения.

Различный закон изменения характеристик газопровода и одновальной ГТУ приводит к тому, что при снижении частоты вращения одновальная ГТУ быстрее теряет мощность, чем снижается мощность, потребляемая исполнительным органом. Это приводит к тому, что одновальная ГТУ будет обеспечивать режим работы исполнительного органа только в ограниченном диапазоне изменения частоты вращения. При ухудшении КПД исполнительного органа или элементов ГТУ осуществить оптимальную работу ГПА с приводом от одновальной ГТУ без перепуска и дросселирования газа или без существенного повышения температуры газа перед ТВД будет уже трудно. Все это привело к тому, что в настоящее время одновальные ГТУ для перекачки газа на газопроводах используются редко. Чаще всего такие установки находят применение на газотурбинных электростанциях.

Многовальные газотурбинные установки

В установках с разрезным валом, или с независимой силовой турбиной (рисунок 2), вал полезной мощности выделен от турбокомпрессора, поэтому между ними нет такой однозначной связи, и нагнетатель может практически иметь любую частоту вращения, ему необходимую. Следовательно, у двухвальной ГТУ каждому режиму работы системы ГТУ-нагнетатель, т. е. требованию $N/N_0 = idem$, соответствует ряд значений N/N_0 по компрессору в

границах изменения температуры наружного воздуха (при заданной температуре газов перед турбиной) и наоборот.

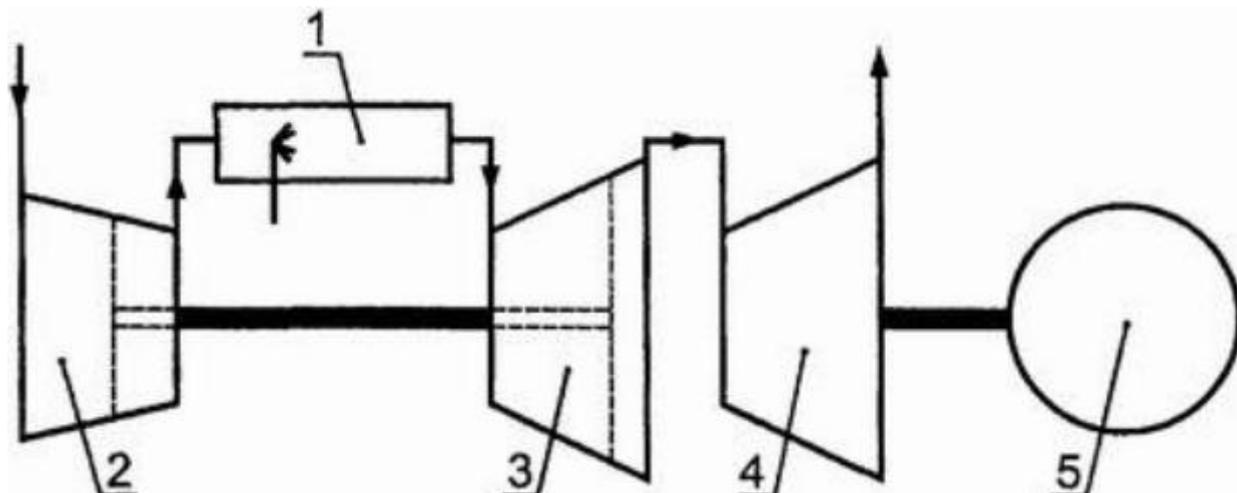


Рисунок 2 – Схема ГТУ с многовальным ГТД простого цикла со свободной силовой турбиной:

1 – камера сгорания; 2 – компрессор; 3 – турбина; 4 – силовая турбина; 5 – нагрузка. Примечание: Пунктиром показана альтернативная двухкаскадная компоновка ГТД.

При постоянной частоте вращения вала осевого компрессора и переменной частоте вращения силового вала температура перед газовой турбиной высокого давления может практически оставаться постоянной в достаточно широком диапазоне изменения частоты вращения вала силовой турбины. Это значит, что полезная мощность ГТУ будет изменяться пропорционально изменению характеристик силовой турбины.

Кроме того, двухвальные ГТУ имеют несколько лучшие экономические характеристики не только на частичных нагрузках, но и на расчетной нагрузке, когда одновальная установка, имея некоторый запас по мощности, на номинальной нагрузке будет обеспечивать режим работы исполнительного органа ниже расчетного. Благодаря этим особенностям двухвальные установки получили более широкое распространение на электростанциях и магистральных газопроводах.

Комбинированные газотурбинные установки

Повышение экономичности ГТУ с газотурбинным приводом за счет рационального использования теплоты отходящих газов можно достаточно хорошо осуществить за счет использования установок так называемого парогазового цикла [31] (рисунок. 3), сочетающих в себе цикл газовой турбины на уровне высоких температур рабочего тела и цикл паровой турбины, работающей на отходящих продуктах сгорания ГТУ.

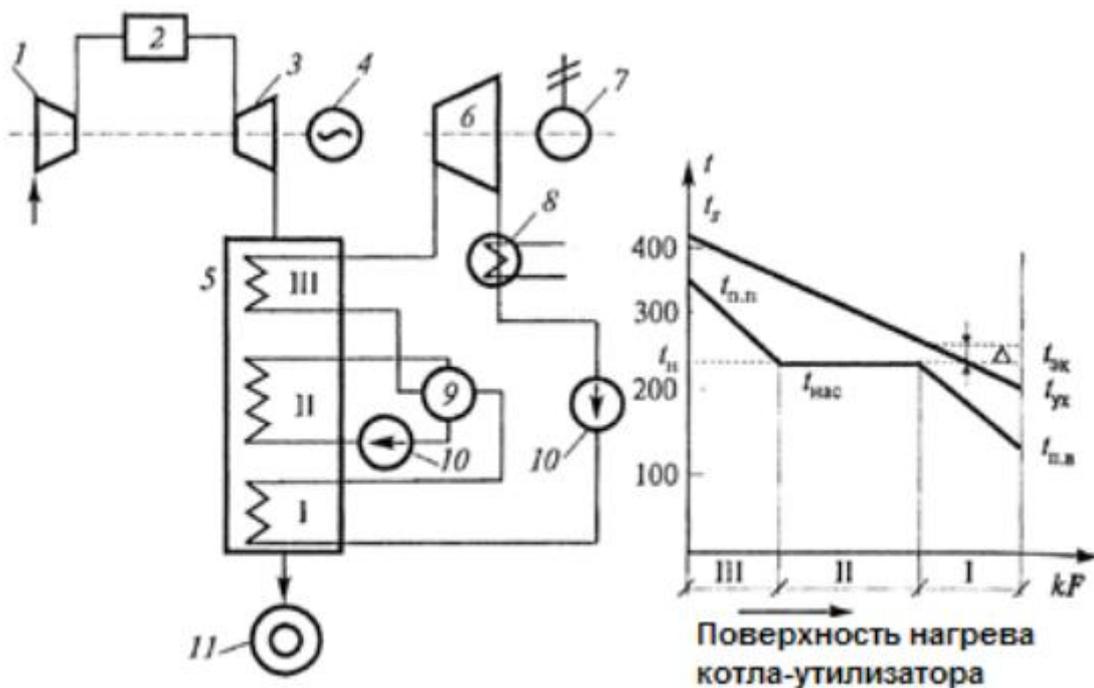


Рисунок 3 – Принципиальная схема и температурная диаграмма одноконтурной ПГУ: Схема ГТУ: 1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – исполнительный орган.

Схема ПСУ: 5 – котел-утилизатор; 6 – паровая турбина; 7 – электрический генератор; 8 – конденсатор; 9 – барабан; 10 – питательный насос; 11 – дымовая труба.

Температурная диаграмма: t_s – температура на выхлопе газовой турбины; $t_{п,п}$ – температура перегретого пара; $t_{нас}$ – температура кипения воды; $t_{ух}$ – температура уходящих газов; $t_{п,в}$ – температура питательной воды; $\Delta t_{эж}$ – разность температур на «холодном» конце испарительной поверхности

На схеме в верхней ее части показан цикл ГТУ, в нижней части – цикл паросиловой установки. На линии 1–2 цикла ГТУ осуществляется процесс сжатия воздуха в осевом компрессоре; на линии 2–3 – подвод теплоты в регенераторе и камере сгорания; на линии 3–4 – процесс расширения продуктов сгорания в турбине; на 4–1, в пределах участка 4–5, осуществляется отвод теплоты от продуктов сгорания, прошедших газовую турбину, к воде и пару в котле-утилизаторе паросиловой установки.

По этой схеме продукты сгорания ГТУ после турбины низкого давления поступают в котел-утилизатор для выработки пара высокого давления. Полученный пар из котла-утилизатора поступает в паровую турбину, где, расширяясь, вырабатывает полезную работу, идущую на привод нагнетателя или электрогенератора.

Отработанный пар после паровой турбины проходит конденсатор, и полученная жидкость насосом вновь направляется в котел-утилизатор, замыкая цикл силовой установки. Схема цикла парогазовой установки в координатах Т–S приведена на рисунок 4.

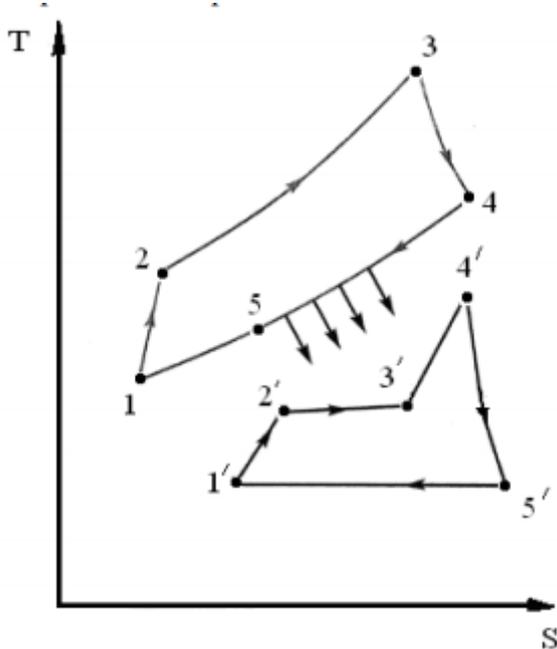


Рисунок 4 – Схема цикла парогазовой установки в координатах Т–S

Подвод теплоты к воде в котле-утилизаторе идет на линии 1'–2', где она нагревается до температуры кипения, а на линии 2'–3' испаряется, превращаясь в сухой насыщенный пар. Полученный пар поступает в пароперегреватель, который обычно составляет одно целое с паровым котлом, перегревается там (линия 3'–4') до нужной температуры t и затем поступает в паровую турбину, где расширяется по линии 4'–5'. На линии 5'–1' пар конденсируется в конденсаторе и вода насосом вновь подается в котел-утилизатор. Цикл замыкается.

2.2 Описание технологической схемы энергокомплекса

В ходе выполнения работы будет произведен пересчет характеристик газотурбинного агрегата. Газотурбинный агрегат является технологическим оборудованием энергокомплекса №2 Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (СОНГКМ).

Рассмотрим технологическую схему энергокомплекса СОНГКМ. Энергокомплекс состоит из энергокомплекса № 1 (Приложение А) и энергокомплекса № 2 (Приложение Б). Расположен на площадке СОНГКМ. Суммарная мощность энергокомплекса составляет: 20700 кВт. Суммарная мощность всех дополнительных электропотребителей составляет не менее 10000кВт.

Основное технологическое оборудование энергокомплекса №1:

- Передвижные автоматизированные газотурбинные электростанции "Мотор Сич ПАЭС-2500Г-Т6300" (ПАЭС-1,2) с газотурбинным приводом ГТЭ-МС-2,5 на базе авиационного газотурбинного двигателя АИ-20 .

- Газотурбинная электростанция «ЭГ2500-М1» (ПАЭС-3) с газотурбинным приводом ДКЭ на базе авиационного газотурбинного двигателя АИ-20. (Рисунок 5)



Рисунок 5 – ПАЭС- 1,2,3

-Аварийная дизельная электростанция «ЗВЕЗДА-1000ВК-02М3» (АДЭС -1000) на базе дизельного двигателя Cummins КТА-50G3. (Рисунок 6)



Рисунок 6 – АДЭС-1000

-Аварийная дизельная электростанция «ДГА-200-Т/400 Р» (АДЭС -200) на базе дизельного двигателя 1Д12В. (Рисунок 7)



Рисунок 7 – АДЭС-200

Основное технологическое оборудование энергокомплекса №2:

- Газотурбинные агрегаты ГТА-6РМ (ГТА-1,2) с газотурбинным приводом ГТД-6/РМ на базе авиационного двигателя Д-30.

Запуски технологического оборудования производятся по программе восстановления электроснабжения (приложение В)

2.3 Система газоснабжения энергокомплекса

В качестве топлива для потребителей площадки энергокомплекса используется попутный газ, подготовленный до требований СТО Газпром 089-2010. [32]

Точкой подключения топливного газа к газотурбинным установкам является газопровод Г76 давлением до 10,0 МПа от газосепаратора СГ1 до УПТГ.

Второй (резервной) точкой подключения топливного газа к ГТУ является газопровод Г19 давлением 1,8МПа после УПТГ.

Трубопроводы проложены по территории УПН на эстакадах с учетом переходов над дорогами не менее 5 метров. Трубопроводы прокладываются в тепловой изоляции и оснащены электрообогревом.

Топливный газ, подаваемый от Г76, требуется привести к рабочим параметрам, для чего предусматривается пункт подготовки топливного газа (ППТГ), включающий в себя следующие функции:

- узел редуцирования газа;
- узел сепарации (для отделения выделившейся жидкости и газового конденсата после узла редуцирования);
- узел подогрева газа;
- блок предохранительных клапанов;
- технологический учет расхода топливного газа.

Для безопасной эксплуатации предусмотрены трубопроводы подвода азота и пропарка. Кроме того, предусмотрен ввод метанола для обеспечения бесперебойной подачи газа к газотурбинным установкам с учетом низких температур наружного воздуха.

Пункт подготовки топливного газа работает в автоматическом режиме.

Управление пунктом подготовки топливного газа выполнен от автоматизированного рабочего места размещённого в Операторной служебно-эксплуатационного блока установки подготовки нефти.

Стабильная работа турбин обеспечивается газом с давлением 1,8 МПа и температурой +30 °С.

Требуемые расходы топливного газа для питания ГТА:

- Максимальный – при работе двух ГТА – $2800 \cdot 2 = 5600 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- Минимальный – при работе одной ГТА – $340 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Диапазон устойчивой работы ГТА – от 12% до 100% номинальной мощности.

На пункте подготовки технологического газа ППТГ производится редуцирование исходного газа Г74.2 давлением 10МПа до заданного давления $P=1,8$ МПа, очистка газа в фильтре сепараторе с дальнейшим подогревом в теплообменнике теплофикационной водой до температуры $+30$ °С и измерение расхода. Для стабильной работы предусматривается подача метанола перед узлом редуцирования.

Подогрев газа после узла редуцирования и сепарации ППТГ осуществляется в кожухотрубчатом теплообменнике до температуры $+30$ °С теплофикационной водой.

Системы газоснабжения ГТА являются опасными производственными объектами II класса опасности (давление природного газа свыше 1,2 МПа) – приложение 2 п.4. пп.1 Федерального закона №116 – ФЗ от 21.07.1997г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

3 Газотурбинный агрегат ГТА-6РМ

Газотурбинный энергетический агрегат ГТА-6РМ предназначен для выработки электрической энергии и используется в качестве основного источника электроснабжения Останинской группы месторождений.

ГТА представляет собой технологический комплекс оборудования для применения на стационарной электростанции. Схема расположения оборудования ГТА для исполнения В67708000 с турбогенератором ТК-6-2РУХЛЗ (6,3 кВ) приведена на рисунке 8. Оборудование ГТА располагается в здании (машинном зале) энергообъекта. ГТА может работать как в автономной электросети, так и в промышленной сети неограниченной мощности. Для исполнения В67708000 применяется два ГТА.[33]



Рисунок 8 – Общий вид ГТА:

1 – комплексное воздухоочистительное устройство; 2 – модуль выхлопной системы; 3 – утилизационный теплообменник УТ-100; 4 – блок-модуль ГТД; 5 – блок вентиляторов; 6 – маслоохладители; 7 – блок-контейнер турбогенератора; 8 – блок электротехнический.

Газотурбинный агрегат блочно-контейнерного типа с двигателем ГТД-6/PM уличного исполнения выполнен с применением утилизационного теплообменника УТ-100 для утилизации уходящих газов и повышения коэффициента использования топлива.

Работа газотурбинного агрегата заключается в следующем. В ГТД, входящем в состав ГТА, тепловая энергия, выделяющаяся при сгорании природного газа преобразовывается в механическую энергию вращения силовой турбины, которая через трансмиссию передает вращение ротору турбогенератора. Турбогенератор вырабатывает электрическую энергию переменного трехфазного тока высокого напряжения для дальнейшего промышленного использования.

Выхлопные газы ГТД проходя через газоотвод, газоводы гасят свою скорость, затем поступают в утилизационного теплообменника и выбрасываются через дымовую трубу в атмосферу.

Управление ГТА осуществляется с помощью системы автоматического управления (САУ).

Шумоглушители (подвода воздуха и выхлопа), укрытие ГТД, постановка кожуха на выхлопную систему, а также использование теплоизоляции в конструкции ГТА уменьшают уровень шума при работе агрегата.

3.1 Газотурбинный двигатель ГТД-6/PM

Двигатель предназначен для эксплуатации в составе газотурбинного энергетического агрегата ГТА-6/PM в климатических районах с умеренным холодным климатом. [34]

Двигатель ГТД-6/PM газотурбинный, двухвальный с силовой турбиной.

Продольный разрез двигателя (на раме) показан на рисунке 9.

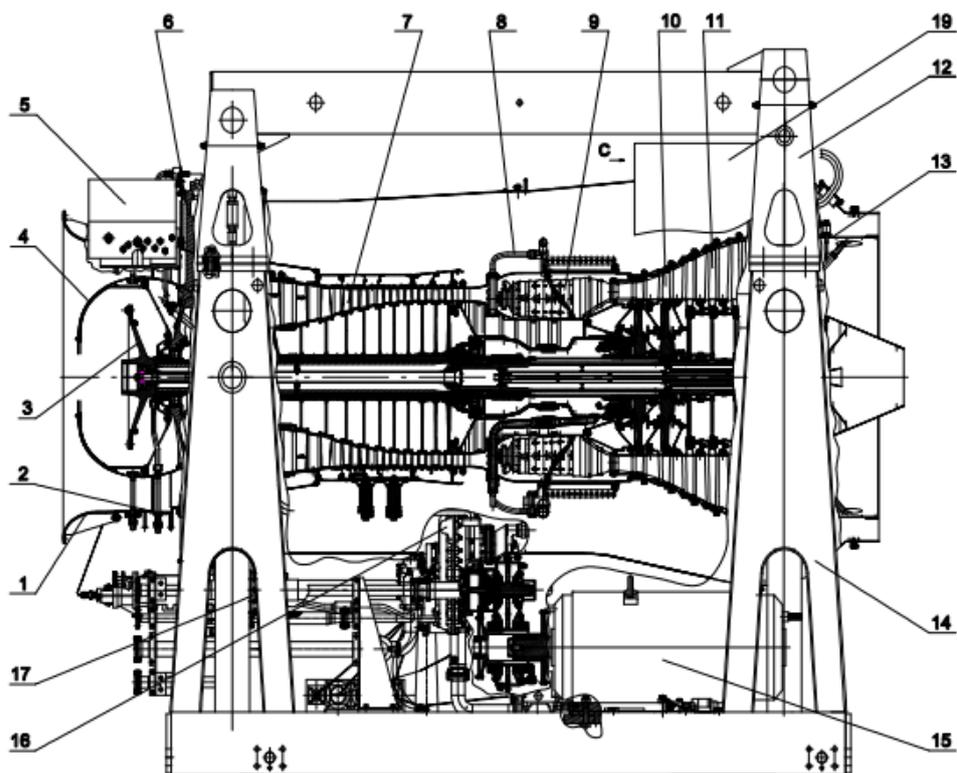


Рисунок 9 – Газотурбинный двигатель ГТД-6/PM на раме:

1 – лемниската; 2 – корпус входной; 3 – трансмиссия; 4 – обтекатель с обечайкой кока; 5 – агрегат исполнительных клапанов АИК-16-ВИ-PM; 6 – разделительный корпус; 7 – компрессор; 8 – топливный коллектор; 9 – камера сгорания; 10 – турбина компрессора; 11 – силовая турбина; 12 – траверса; 13 – опорный венец; 14 - рама подмоторная; 15 – электродвигатель; 16 – задняя коробка приводов; 17 – передняя коробка приводов.

Данные по составу двигателя представлены в таблице Г.1 (Приложение Г).

Данные о технических характеристиках и основных параметрах двигателя и его систем представлены в таблице Д.1 (Приложение Д).

Принцип работы ГТД заключается в следующем. Наружный воздух, пройдя через воздухоочистительное устройство ГТА, поступает на вход в компрессор и сжимается в нем. Из компрессора сжатый воздух поступает в камеру сгорания, где смешивается с природным газом. Розжиг

топливовоздушной смеси в камере сгорания происходит с помощью двух свечей при запуске ГТД. Одна часть воздуха, поступающего в камеру сгорания, участвует в сгорании топлива, а другая часть воздуха охлаждает жаровую трубу и, смешиваясь с продуктами горения, образует газ требуемой температуры. Из камеры сгорания газ поступает в турбину компрессора, где часть тепловой энергии газа превращается в механическую работу. Крутящий момент, развиваемый турбиной компрессора, используется для привода компрессора и коробки приводов с агрегатами. Далее газ поступает в силовую турбину, где используется оставшая часть тепловой энергии. Крутящий момент, развиваемый силовой турбиной, передается через трансмиссию на турбогенератор. Газ, пройдя силовую турбину, затормаживается в диффузоре газоотвода и отводится в атмосферу через систему отвода выхлопных газов.

Циклограмма запуска представлена в приложении Е.

Внешний вид двигателя представлен на рисунке 10.



Рисунок 10 – Внешний вид двигателя ГТД-6/PM на раме
(плиты бронезащиты не показаны)

3.2 Топливная система

Система топливопитания предназначена для питания двигателя топливом. В качестве топлива применяется природный газ.

Система топливопитания состоит из двух подсистем:

- подсистемы подготовки топливного газа;
- подсистемы дозирования топливного газа.

3.3 Подсистема подготовки топливного газа

Топливная система на природном газе предназначена для питания ГТД газообразным топливом на запуске и всех режимах его работы.[33]

В качестве топлива применяется природный газ по ГОСТ 5542, подготовленный по ГОСТ 29328.

Топливная система выполнена в соответствии со схемой системы топливопитания (приложение Ж) и состоит из:

- блока фильтрации топливного газа (БФТГ);
- трубопроводов от БФТГ до блок-модуля ГТД и сбросных свечей;
- разводки топливных газовых трубопроводов в блоке ГТД;
- подсистемы дозирования подачи газа в камеру сгорания ГТД при его работе.

В состав топливной системы входят как электроприводные клапана и краны (КЭ1-КЭ3, ОГК1), управляемые САУ по алгоритмам запуска и останова ГТА, так и краны шаровые с ручным переключением (КШ1-КШ5). Измерение параметров топливного газа и передача их значений в САУ ГТА осуществляется датчиками давления и температуры. (Рисунок 11)



Рисунок 11 – Клапан электромагнитный КЭ1
БФТГ установлен рядом с блок – модулем ГТД (Рисунок 12)



Рисунок 12 – Блок фильтрации топливного газа:
1 – ручная задвижка КШ 4.28; 2 – клапан электромагнитный КЭ1; 3 – крановый блок КБ1; 4 – фильтры газовые Ф1, Ф2; 5 – кран шаровой с электроприводом КЭЗ.

Работа топливной системы реализована алгоритмами САУ.

Предпусковая продувка топливных магистралей выполняется через открытый кран шаровой с электроприводом КЭЗ, при этом открыт КЭ1, закрыты – КЭ2, ОГК1.

После выполнения продувки, при запуске ГТА, закрывается продувочный кран КЭЗ, открывается клапан отсечной газовой ОГК1, топливный газ поступает от стационарной системы через кран КЭ1 в фильтр газовой Ф1. Фильтр газовой Ф2 отключен крановым блоком КБ1 и находится в резерве. Очищенный топливный газ подаётся к дозатору газа ДГ1 через открытый ОГК1 и далее в топливный коллектор ГТД.

При выполнении останова ГТД по команде САУ закрывается ОГК1, прекращается подача газа к дозатору газа и в топливный коллектор ГТД. Кран КЭ1 закрывается. Сброс давления газа из топливных магистралей выполняется открытием крана КЭ2.

Топливный трубопровод в блоке ГТД обеспечивает подвод топливного газа от БФТГ к подсистеме дозирования подачи газа в камеру сгорания ГТД.

Кран шаровой КШ4 предназначен для испытаний на герметичность топливных трубопроводов в блоке ГТД согласно требованиям сборочного чертежа на данную разводку. При запуске и работе ГТА кран КШ4 закрыт.

Кран шаровой с электроприводом КЭЗ предназначен для сброса продувочного газа из топливных магистралей в свечу при выполнении их предпусковой продувки. Открытие и закрытие крана осуществляется по алгоритмам работы САУ ГТА.

Кран шаровой КШ5 подключает к топливной магистрали трубопровод сброса продувочного газа с КЭЗ. При запуске и работе ГТА кран КШ5 открыт.

Датчики ВР2, ВР3, установленные в нише приборной блока ГТД, контролируют давление газа перед дозатором газа и разность давлений газа в топливном коллекторе ГТД.

КИП из состава газометрического комплекса контролируют расход газа, потребляемого ГТД при его работе.

3.4 Подсистема дозирования топливного газа

Подсистема дозирования топливного газа предназначена для дозирования и подачи газа в камеру сгорания двигателя. [34]

Схема системы топливопитания, управления и контроля ГТД-6/PM представлена в приложении И.

Подача газа в камеру сгорания двигателя производится по одному топливному коллектору. Дозирование газа осуществляется дозатором ДГ-009-ВИ-02-1-2-7.

Агрегаты подсистемы дозирования подачи газа управляются электронной системой управления и регулирования САУ.

В подсистему дозирования подачи газа входят:

- газовый фильтр В21020100 (Рисунок 13);

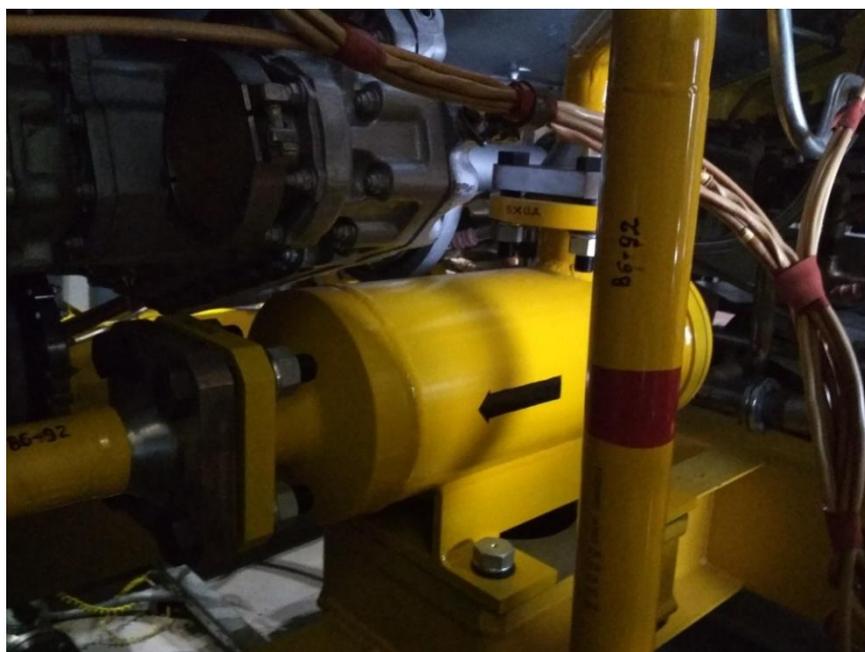


Рисунок 13 – Газовый фильтр В21020100

- отсечной газовый клапан (ОГК-В), предназначенный для перекрытия

подачи газа к дозатору ДГ-009-ВИ-02-1-2-7;

- дозатор газа ДГ-009-ВИ-02-1-2-7 (дозатор), предназначенный для подачи дозированного газа к форсункам топливного коллектора. Дозатор работает совместно с блоком управления двигателем БУШДГ-03.

При запуске двигателя и достижении необходимой степени раскрутки турбокомпрессора поступает команда на открытие отсечного газового клапана ОГК-В и установку дозирующей иглы дозатора в положение, соответствующее начальному расходу газа. Газ через ОГК-В поступает на дозатор и далее к форсункам топливного коллектора. Дальнейшее изменение расхода топливного газа происходит по временному закону $G_g=f(t)$ до выхода двигателя на режим холостого хода. Дозирование топливного газа на всех рабочих режимах, включая холостой ход, осуществляется дозатором автоматически по командам САУ через блок управления шаговым двигателем БУШДГ с целью поддержания заданного режима работы.

Прекращение подачи газа при останове двигателя выполняется ОГК-В по команде САУ. При останове двигателя одновременно с закрытием ОГК-В подается команда на прикрытие дозатора.

Состав и принцип действия клапана отсечного газового

Клапан отсечной газовой ОГК-В (исполнение взрывозащищенное) предназначен для автоматического перекрытия подачи газа. ОГК-В управляется системой САУ. Технические данные ОГК-В представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические данные ОГК-В:

Диапазон изменения расхода газа, кг/ч	0...8000
Давление газа на входе в ОГК-В, МПа (кгс/см ²)	2,5...7.5 (25...75)
Время закрытия ОГК-В, с	0,15
Температура при эксплуатации, °С	-50...+150
Рабочее тело природный газ	ГОСТ 5542-87

Продолжение таблицы 1	
Чистота фильтрации топлива, мкм	не более 15
Питание электромагнитного клапана ОГК-В постоянным током с напряжением, В	27±3
Потребляемый ток при напряжении 27В и температуре плюс 20°С, А	не более 2
Напряжение питания в цепи сигнализации, В	27±3
Потребляемый ток в цепи сигнализации при напряжении 27В и температуре плюс 20°С, А	не более 0,2
Вибрационные перегрузки (синусоидальные) в диапазоне частот 5...510 Гц, (мм/с ²)	147 (15)
Масса агрегата, кг	не более 22,5
Уровень и вид взрывозащиты	1ExdsIICT4

Описание

ОГК-В (рисунок 14) состоит из следующих основных узлов:

- электромагнита с двумя клапанами;
- управляющего клапана;
- отсечного клапана;
- сигнализатора положения отсечного клапана;
- фильтра.

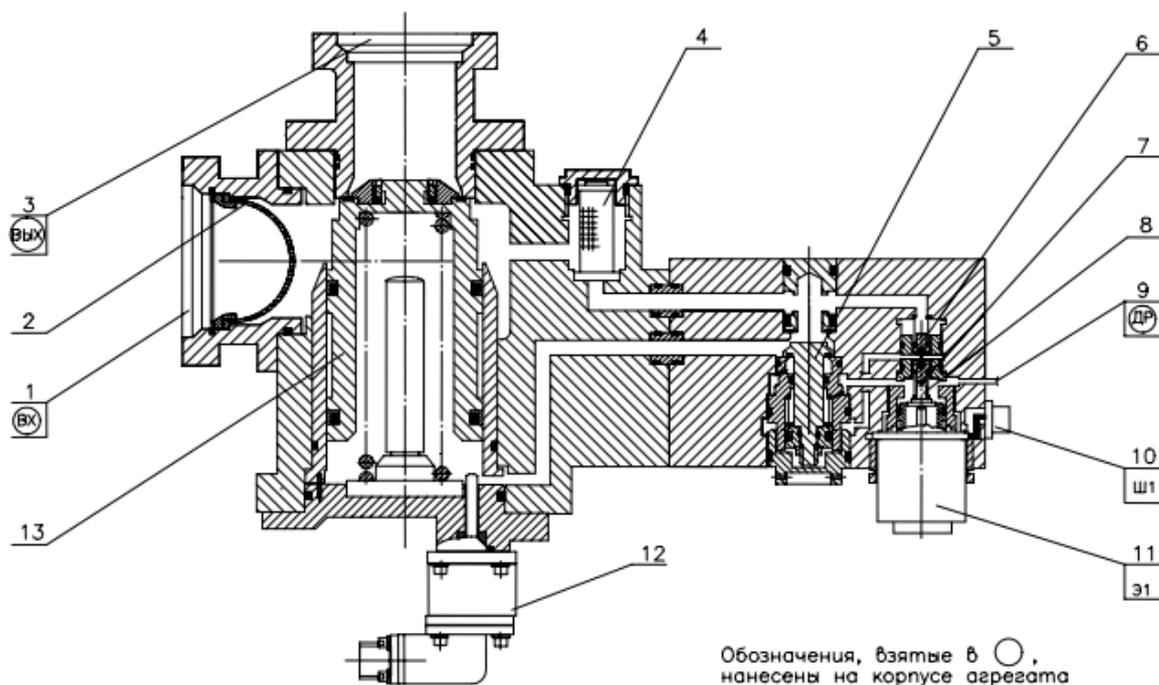


Рисунок 14 – Принципиальная схема отсечного газового клапана ОГК-В

1 – фланец подвода газа (ВХ); 2 – фильтр; 3 – фланец отвода газа (ВЫХ); 4 – фильтр автоматики; 5 – клапан управляющий; 6 – клапан; 7 – клапан; 8 – шток; 9 – штуцер дренажа (ДР); 10 – штепсельный разъем (Ш1); 11 – электромагнит (Э1); 12 – сигнализатор положения; 13 – клапан отсечной.

Электромагнит (11) с клапанами предназначен для управления величиной давления в полости поршня управляющего клапана по электрическому сигналу от САУ на электромагнитный клапан, который состоит из электромагнита (11) с пружиненным толкателем и двух клапанов (6, 7), расположенных во втулке.

Управляющий клапан (5) предназначен для управления исполнительным механизмом - отсечным клапаном. Клапан состоит из втулки с манжетным уплотнением из фторопласта, штока с расположенным на нем поршнем с манжетным уплотнением, втулки поршня и фланца.

Отсечной клапан (13) предназначен для перекрытия подачи газа в систему. Клапан состоит из втулки, клапана с торцевым уплотнительным кольцом и манжетным уплотнением из фторопласта, пружины и упора.

Сигнализатор положения отсечного клапана (12) предназначен для выдачи электрического сигнала о закрытом положении отсечного клапана. Сигнализатор положения представляет собой подпружиненный шток с закрепленным на нем постоянным магнитом, перемещающийся в корпусе вдоль магнитоуправляемого герметизированного контакта. Фильтр (4) предназначен для фильтрации газа, поступающего к управляющим элементам агрегата.

Принцип действия отсечного газового клапана ОГК-В заключается в следующем. В исходном состоянии шток электромагнита (11) пружиной отжат в нижнее (по схеме) положение, клапан (6) прижат пружиной к седлу втулки, перекрывая доступ газа со входа в полость поршня управляющего клапана (5), клапан (7) отжат той же пружиной от своего седла втулки, сообщая полость поршня управляющего клапана (5) со штуцером дренажа (9).

Управляющий клапан (5) под действием пружины находится в нижнем (по схеме) положении, открывая доступ газа от входного фланца (1) через фильтр (4) в пружинную полость отсечного клапана (13). Одновременно торцевое уплотнительное кольцо в управляющем клапане (5) герметизирует утечку газа в дренажную систему через штуцер (9). Входное давление газа, подведенное в пружинную полость клапана (13), и сила от пружины удерживают клапан в верхнем (по схеме) положении на упоре в торец выходного фланца (3). Уплотнительное кольцо, установленное в торец отсечного клапана (13), исключает утечку газа в сторону фланца (3).

При подаче электрического сигнала на электромагнит (11) его шток перемещает клапан (7) вверх (по схеме) до упора в седло втулки, перекрывая полость поршня управляющего клапана (5) от штуцера дренажа (9), одновременно клапан (6) перемещается вверх, открывая подвод газа со входа в полость поршня управляющего клапана (5), вызывая его перемещение вверх до

упора в торец фланца, отсекая подвод давления газа от фильтра (4) и, одновременно, сообщая пружинную полость отсечного клапана (14) с дренажом. Отсечной клапан (13) под действием входного давления, действующего на разницу площадей посадочного цилиндра и торцевого уплотнения, преодолевая силу затяжки пружины, перемещается вниз (по схеме) до упора и открывает выход газа через фланец (3). В конце хода клапан (13) своим нижним торцом перемещает шток сигнализатора положения (12) отсечного клапана, размыкая его контакты.

При снятии электрического сигнала с электромагнита (11) его шток возвращается в исходное положение (вниз по схеме), клапан (6) под действием пружины перемещается до упора в седло втулки, перекрывая доступ газа со входа в полость поршня управляющего клапана (5), клапан (7) отходит от своего седла втулки, сообщая полость поршня управляющего клапана (5) со штуцером дренажа (9).

Управляющий клапан (5) под действием пружины перемещается вниз (по схеме), открывая доступ газа от входного фланца (1) через фильтр (4) в пружинную полость отсечного клапана (13).

Одновременно торцевое уплотнительное кольцо в управляющем клапане (5) герметизирует утечки газа в дренажную систему через штуцер (9).

При достижении в пружинной полости клапана (13) давления, равного входному, клапан под действием пружины перемещается в верхнее (по схеме) положение на упор в торец выходного фланца (3), перекрывая проход газа через фланец (3) в систему регулирования.

В период эксплуатации агрегата по техническому состоянию допускается осмотр и замена фильтра автоматики 2485.080. Решение о периодичности осмотра и необходимости замены фильтра принимает эксплуатирующая организация. Промывка и очистка снятых фильтров не допускается. При эксплуатации агрегата на двигателе регулировка агрегата не производится.

На рисунке 15 представлен внешний вид отсечного газового клапана ОГК-В и дозатора газа ДГ-009-ВИ-02-1-2-7



Рисунок 15 – Отсечной газовый клапан ОГК-В и дозатор газа ДГ-009-ВИ-02-1-2-7

Состав и принцип действия дозатора газа ДГ-009-ВИ-02-1-2-7

Дозатор газа предназначен для дозирования газа, подаваемого в камеру сгорания двигателя при запуске, на установившихся и переменных режимах за счет изменения проходного сечения дозирующей иглы. Перемещение иглы осуществляется волновым шаговым электродвигателем 4ДВШ-100-1,6 по командам от блока управления шаговым двигателем БУЩДГ.

Дозатор одноканальный, имеет один шаговый электродвигатель. Сигнал обратной связи о положении дозирующей иглы поступает в электронный регулятор от синусно-косинусного трансформатора ДБСКТ-220-1.

Внешний вид дозатора газа (ДГ) показан на рисунке 16.



Рисунок 16 – Дозатор газа ДГ-009-ВИ-02-1-2-7

Технические данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические данные ДГ-009-ВИ-02-1-2-7

Давление газа на входе в агрегат, МПа (кгс/см ²)	1,4...1,8 (14...18)
Расход газа через агрегат, кг/ч	100...2650
Температура газа на входе в агрегат, °С	5...90
Масса агрегата, кг	не более 50
Параметры тока, подводимого к трансформатору ДБСКТ-220-1:	
Напряжение, эффективное значение, В	6±0,6
Частота, Гц	2000±20
Сила тока, потребляемая каждым каналом, мА	10±2
Электродвигатель 4ДВШ-100-1,6:	
Напряжение питания постоянного тока на входе коммутирующего устройства, В	60±6

Продолжение таблицы 2	
Потребляемый ток при фиксированной стоянке и наибольшем значении напряжения питания, А	не более 3,5

Дозатор газа (рисунок 17) состоит из следующих основных узлов:

- дозирующей иглы;
- поршня разгрузки дозирующей иглы;
- механизма управления дозирующей иглой.

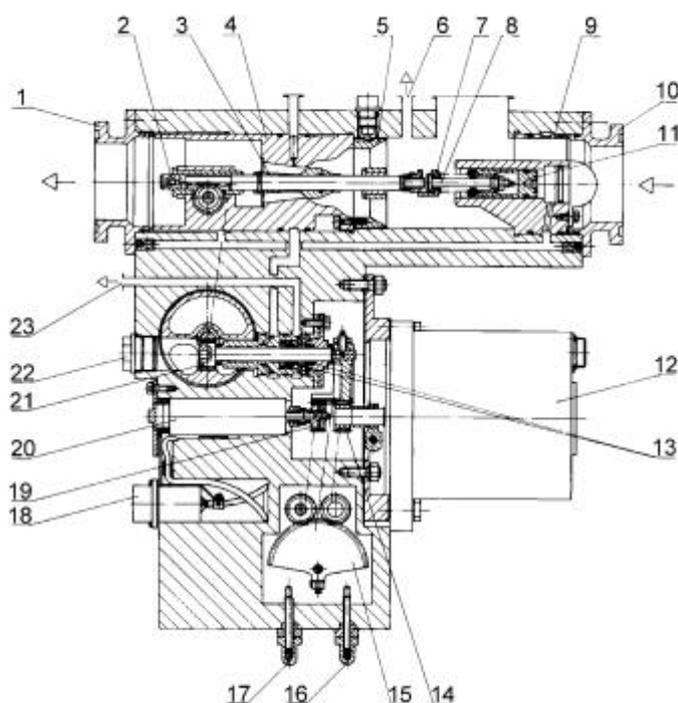


Рисунок 17– Принципиальная схема дозатора газа

1 – отвод газ к коллекторам; 2 – шток дозирующей иглы; 3 – дозирующая игла; 4 – сопло; 5 –направляющая втулка; 6 – замер давления газа; 7 – муфта; 8 – тяга; 9 – входной рассекатель; 10 – подвод газа к дозатору; 11 – поршень разгрузки; 12 – шаговый электродвигатель; 13 – сальники; 14 – шестерня шагового двигателя; 15 – шестерня; 16 – винт ограничения Gr min; 17 – винт ограничения Gr max; 18 – вилка штепсельного разъема; 19 – шестерня; 20 – трансформатор (датчик положения); 21 – валик; 22 – заглушка; 23 – дренаж.

Дозирующая игла (ДИ) состоит из блочного корпуса (4, 5) с профилированным каналом. В этом канале перемещается дозирующая игла (3), закрепленная на штоке (2), имеющем зубчатую рейку. Корпус и игла образуют профилированный в форме сопла Лавалья канал расхода газа, подаваемого в камеру сгорания двигателя.

Поршень разгрузки дозирующей иглы состоит из входного рассекателя (9), поршня (11), тяги (8) и муфты (7), соединяющей поршень со штоком ДИ. Поршень служит для уменьшения усилий, действующих со стороны газового потока на иглу (3) и снижения потребного момента на ее перемещение. Усилие на поршне создается за счет разности давлений газа на поршне: с одной стороны перед ДИ, с другой стороны - за ДИ.

Механизм управления перемещением дозирующей иглы состоит, из одного волнового шагового электродвигателя (12), дифференциального редуктора, электромеханического синусно-косинусного трансформатора (20). Электродвигатель имеет электрическую связь с электронным регулятором. Угол поворота вала электродвигателя определяется количеством импульсов напряжения, подаваемых на обмотки электродвигателя, а скорость их частотой. Валик управления (21) передает крутящий момент от вала электродвигателя через дифференциальный редуктор на шток ДИ.

Одновременно передается вращение якорю трансформатора (20), выполняющего функцию датчика положения ДИ. Преобразованный в трансформаторе электрический ток выдает информацию о величине угла поворота валика ДИ в электронный регулятор. На валике (21) смонтированы сальники (13), разделяющие газовую полость агрегата от масляной полости. Для снижения нагрузки на сальник (13) перед ним организована полость, в которую подводится давление газа от сечения дозирующего канала с наименьшим давлением.

Между сальниками (13) имеется полость для организации отвода просочившегося по уплотнению газа в штуцер дренажа (23). Упорные винты

(16, 17) ограничивают перемещение штока ДИ от ее положения минимального до положения максимального расхода газа.

Принцип действия дозатора газа заключается в следующем. Поддержание заданного режима двигателя осуществляется за счет соответствующей дозировки газа. Канал дозирующей иглы выполнен в форме сопла Лавалья для обеспечения сверхзвукового характера течения с замыкающим прямым скачком уплотнения в дозирующей части. Поэтому, при постоянном давлении газа перед ДИ, независимо от давления за ДИ, количество газа, подаваемого в камеру сгорания будет зависеть только от проходного сечения.

Управляя через шаговый электродвигатель перемещением ДИ и, получая обратную связь через электромеханический синусно-косинусный трансформатор, блок управления шаговым двигателем БУШ ДГ-03 управляет расходом газа по требуемой программе.

4 Расчетная часть

В соответствии с целью данной работы рассмотрим возможность повышения рентабельности эксплуатации агрегата ГТА-6РМ путем изменения компонентного состава топливного газа. Для решения этой задачи произведем следующие расчеты:

- расчет стехиометрического коэффициента;
- расчет расхода топливного газа;
- расчет процесса горения топлива.

Для получения необходимого результата произведём расчеты с исходным компонентным составом топливного газа №1, используемым на месторождении, а затем с произвольными компонентными составами № 2, 3, 4, 5. Получим пересчет характеристик газотурбинного агрегата. Выполним анализ полученных характеристик и определим наиболее эффективный компонентного состава природного газа, обеспечивающий наименьший расход топлива.

Расчетная часть выполнена в программе Mathcad 15.

4.1 Расчет стехиометрического коэффициента

Исходный компонентный состав №1

Исходные данные компонентного состава газа, использующегося на месторождении, представлены в таблице 3. (приложение К)

Таблица 3 – Состав и характеристики компонентов попутного газа

Наименование компонента	Молекулярный вес μ_i , кг/кмоль	Молярная концентрация r_i , %
Метан (CH ₄)	16,04	86,88
Этан (C ₂ H ₆)	30,07	4,838
Пропан (C ₃ H ₈)	44,09	3,498
Бутан (C ₄ H ₁₀)	58,12	1,333
Пентан (C ₅ H ₁₂)	72,15	0,182
Гексаны (C ₆₊)	86,18	0,023
Углерода диоксид (CO ₂)	44,02	0,892
Сероводород (H ₂ S)	34,02	0,0090
Азот (N ₂)	28	2,345

Расчет:

1. Молекулярная масса топливного газа данного состава (с учетом молекулярной массы отдельных газов)

$$M_g := \frac{1}{100} \cdot (c_{h4} \cdot \mu_1 + c_{2h6} \cdot \mu_2 + c_{3h8} \cdot \mu_3 + c_{4h10} \cdot \mu_4 + c_{5h12} \cdot \mu_5 + c_{6h14} \cdot \mu_6 + c_{o2} \cdot \mu_7 + n_2 \cdot \mu_8 + h_{2s} \cdot \mu_9) = 18.911 \text{ кг/кмоль}$$

2. Массовая концентрация углерода в топливе

$$C_p := \frac{12}{M_g} \cdot (c_{h4} + 2c_{2h6} + 3c_{3h8} + 4c_{4h10} + 5c_{5h12} + c_{o2}) = 72.456 \%$$

3. Массовая концентрация водорода в топливе

$$H_p := \frac{1.008}{M_g} \cdot (4c_{h4} + 6c_{2h6} + 8c_{3h8} + 10c_{4h10} + 12c_{5h12} + 14c_{6h14} + 2c_{h2s}) = 22.408 \%$$

4. Массовая концентрация серы в топливе

$$S_p := \frac{32.06}{M_g} \cdot h_{2s} = 0.015 \%$$

5. Массовая концентрация азота в топливе

$$N_p := \frac{28.02}{M_g} \cdot n_2 = 3.475 \%$$

6. Массовая концентрация кислорода в топливе

$$O_p := \frac{32}{M_g} \cdot co_2 = 1.509 \%$$

7. Сумма массовых концентраций

$$C_p + H_p + S_p + N_p + O_p = 99.863$$

8. Характеристика элементарного состава топлива

$$E := 2.979 \cdot \frac{H_p - 0.126 \cdot O_p}{C_p + 0.375 \cdot S_p} = 0.913$$

9. Стехиометрический коэффициент

$$L_0 := 0.1151 \cdot (1 + E) \cdot (C_p + 0.375 \cdot S_p) = 15.958 \text{ кг воздуха/кг топлива}$$

Компонентный состав №2

Таблица 4 – Состав и характеристики компонентов попутного газа

Наименование компонента	Молекулярный вес μ_i , кг/кмоль	Молярная концентрация r_i , %
Метан (CH ₄)	16,04	88,88
Этан (C ₂ H ₆)	30,07	3,838
Пропан (C ₃ H ₈)	44,09	2,498
Бутан (C ₄ H ₁₀)	58,12	2,333
Пентан (C ₅ H ₁₂)	72,15	0,182
Гексаны (C ₆₊)	86,18	0,023
Углерода диоксид (CO ₂)	44,02	0,892
Сероводород (H ₂ S)	34,02	0,0090
Азот (N ₂)	28	1,345

Расчет:

1. Молекулярная масса топливного газа данного состава (с учетом молекулярной массы отдельных газов)

$$M_g := \frac{1}{100} \cdot (c_h4 \cdot \mu_1 + c_{2h6} \cdot \mu_2 + c_{3h8} \cdot \mu_3 + c_{4h10} \cdot \mu_4 + c_{5h12} \cdot \mu_5 + c_{6h14} \cdot \mu_6 + c_{o2} \cdot \mu_7 + n_2 \cdot \mu_8 + h_{2s} \cdot \mu_9) = 18.791 \text{ кг/кмоль}$$

2. Массовая концентрация углерода в топливе

$$C_p := \frac{12}{M_g} \cdot (c_h4 + 2c_{2h6} + 3c_{3h8} + 4c_{4h10} + 5c_{5h12} + c_{o2}) = 73.556 \%$$

3. Массовая концентрация водорода в топливе

$$H_p := \frac{1.008}{M_g} \cdot (4c_h4 + 6c_{2h6} + 8c_{3h8} + 10c_{4h10} + 12c_{5h12} + 14c_{6h14} + 2h_{2s}) = 22.765 \%$$

4. Массовая концентрация серы в топливе

$$S_p := \frac{32.06}{M_g} \cdot h_{2s} = 0.015 \%$$

5. Массовая концентрация азота в топливе

$$N_p := \frac{28.02}{M_g} \cdot n_2 = 2.006 \%$$

6. Массовая концентрация кислорода в топливе

$$O_p := \frac{32}{M_g} \cdot c_{o2} = 1.519 \%$$

7. Сумма массовых концентраций

$$C_p + H_p + S_p + N_p + O_p = 99.861$$

8. Характеристика элементарного состава топлива

$$E := 2.979 \cdot \frac{H_p - 0.126 \cdot O_p}{C_p + 0.375 \cdot S_p} = 0.914$$

9. Стехиометрический коэффициент

$$L_0 := 0.1151 \cdot (1 + E) \cdot (C_p + 0.375 \cdot S_p) = 16.207 \text{ кг воздуха/кг топлива}$$

Компонентный состав №3

Таблица 5 – Состав и характеристики компонентов попутного газа

Наименование компонента	Молекулярный вес μ_i , кг/кмоль	Молярная концентрация r_i , %
Метан (CH ₄)	16,04	89,88
Этан (C ₂ H ₆)	30,07	5,838

Продолжение таблицы 5		
Пропан (C ₃ H ₈)	44,09	2,498
Бутан (C ₄ H ₁₀)	58,12	1,333
Пентан (C ₅ H ₁₂)	72,15	0,182
Гексаны (C ₆ +)	86,18	0,023
Углерода диоксид (CO ₂)	44,02	0,892
Сероводород (H ₂ S)	34,02	0,0090
Азот (N ₂)	28	0,345

Расчет:

1. Молекулярная масса топливного газа данного состава (с учетом молекулярной массы отдельных газов)

$$M_g := \frac{1}{100} \cdot (c_{h4} \cdot \mu_1 + c_{2h6} \cdot \mu_2 + c_{3h8} \cdot \mu_3 + c_{4h10} \cdot \mu_4 + c_{5h12} \cdot \mu_5 + c_{6h14} \cdot \mu_6 + c_{o2} \cdot \mu_7 + n_2 \cdot \mu_8 + h_{2s} \cdot \mu_9) = 18.692 \text{ кг/кмоль}$$

2. Массовая концентрация углерода в топливе

$$C_p := \frac{12}{M_g} \cdot (c_{h4} + 2c_{2h6} + 3 \cdot c_{3h8} + 4 \cdot c_{4h10} + 5 \cdot c_{5h12} + c_{o2}) = 74.589 \%$$

3. Массовая концентрация водорода в топливе

$$H_p := \frac{1.008}{M_g} \cdot (4 \cdot c_{h4} + 6 \cdot c_{2h6} + 8 \cdot c_{3h8} + 10 \cdot c_{4h10} + 12 \cdot c_{5h12} + 14 \cdot c_{6h14} + 2 \cdot h_{2s}) = 23.21 \%$$

4. Массовая концентрация серы в топливе

$$S_p := \frac{32.06}{M_g} \cdot h_{2s} = 0.015 \%$$

5. Массовая концентрация азота в топливе

$$N_p := \frac{28.02}{M_g} \cdot n_2 = 0.517 \%$$

6. Массовая концентрация кислорода в топливе

$$O_p := \frac{32}{M_g} \cdot c_{o2} = 1.527 \%$$

7. Сумма массовых концентраций

$$C_p + H_p + S_p + N_p + O_p = 99.859$$

8. Характеристика элементарного состава топлива

$$E := 2.979 \cdot \frac{H_p - 0.126 \cdot O_p}{C_p + 0.375 \cdot S_p} = 0.919$$

9. Стехиометрический коэффициент

$$L_0 := 0.1151 \cdot (1 + E) \cdot (C_p + 0.375 \cdot S_p) = 16.478 \text{ кг воздуха/кг топлива}$$

Компонентный состав №4

Таблица 6 – Состав и характеристики компонентов попутного газа

Наименование компонента	Молекулярный вес μ_i , кг/кмоль	Молярная концентрация r_i , %
Метан (CH ₄)	16,04	85,88
Этан (C ₂ H ₆)	30,07	3,838
Пропан (C ₃ H ₈)	44,09	2,498
Бутан (C ₄ H ₁₀)	58,12	2,333
Пентан (C ₅ H ₁₂)	72,15	2,182
Гексаны (C ₆ +)	86,18	1,023
Углерода диоксид (CO ₂)	44,02	0,892
Сероводород (H ₂ S)	34,02	0,0090
Азот (N ₂)	28	0,345

Расчет:

1. Молекулярная масса топливного газа данного состава (с учетом молекулярной массы отдельных газов)

$$M_g := \frac{1}{100} \cdot (ch4 \cdot \mu_1 + c2h6 \cdot \mu_2 + c3h8 \cdot \mu_3 + c4h10 \cdot \mu_4 + c5h12 \cdot \mu_5 + c6h14 \cdot \mu_6 + co2 \cdot \mu_7 + n2 \cdot \mu_8 + h2s \cdot \mu_9) = 20.335 \text{ кг/кмоль}$$

2. Массовая концентрация углерода в топливе

$$C_p := \frac{12}{M_g} \cdot (ch4 + 2c2h6 + 3c3h8 + 4c4h10 + 5c5h12 + co2) = 72.103 \%$$

3. Массовая концентрация водорода в топливе

$$H_p := \frac{1.008}{M_g} \cdot (4ch4 + 6c2h6 + 8c3h8 + 10c4h10 + 12c5h12 + 14c6h14 + 2h2s) = 22.326 \%$$

4. Массовая концентрация серы в топливе

$$S_p := \frac{32.06}{M_g} \cdot h2s = 0.014 \%$$

5. Массовая концентрация азота в топливе

$$N_p := \frac{28.02}{M_g} \cdot n2 = 0.475 \%$$

6. Массовая концентрация кислорода в топливе

$$O_p := \frac{32}{M_g} \cdot co2 = 1.404 \%$$

7. Сумма массовых концентраций

$$C_p + H_p + S_p + N_p + O_p = 96.322$$

8. Характеристика элементарного состава топлива

$$E := 2.979 \cdot \frac{H_p - 0.126 \cdot O_p}{C_p + 0.375 \cdot S_p} = 0.915$$

9. Стехиометрический коэффициент

$$L_0 := 0.1151 \cdot (1 + E) \cdot (C_p + 0.375 \cdot S_p) = 15.894 \text{ кг воздуха/кг топлива}$$

Компонентный состав №5

Таблица 7 – Состав и характеристики компонентов попутного газа

Наименование компонента	Молекулярный вес μ_i , кг/кмоль	Молярная концентрация r_i , %
Метан (CH ₄)	16,04	82,88
Этан (C ₂ H ₆)	30,07	3,838
Пропан (C ₃ H ₈)	44,09	3,498
Бутан (C ₄ H ₁₀)	58,12	3,333
Пентан (C ₅ H ₁₂)	72,15	3,182
Гексаны (C ₆ +)	86,18	2,023
Углерода диоксид (CO ₂)	44,02	0,892
Сероводород (H ₂ S)	34,02	0,0090
Азот (N ₂)	28	0,345

Расчет:

1. Молекулярная масса топливного газа данного состава (с учетом молекулярной массы отдельных газов)

$$M_g := \frac{1}{100} \cdot (c_1 \mu_1 + c_2 \mu_2 + c_3 \mu_3 + c_4 \mu_4 + c_5 \mu_5 + c_6 \mu_6 + c_7 \mu_7 + c_8 \mu_8 + c_9 \mu_9) = 22.459 \text{ кг/кмоль}$$

2. Массовая концентрация углерода в топливе

$$C_p := \frac{12}{M_g} \cdot (c_1 + 2c_2 + 3c_3 + 4c_4 + 5c_5 + c_7) = 70.093 \%$$

3. Массовая концентрация водорода в топливе

$$H_p := \frac{1.008}{Mg} \cdot (4 \cdot c_{H4} + 6 \cdot c_{2H6} + 8 \cdot c_{3H8} + 10 \cdot c_{4H10} + 12 \cdot c_{5H12} + 14 \cdot c_{6H14} + 2 \cdot h_{2s}) = 21.65 \quad \%$$

4. Массовая концентрация серы в топливе

$$S_p := \frac{32.06}{Mg} \cdot h_{2s} = 0.013 \quad \%$$

5. Массовая концентрация азота в топливе

$$N_p := \frac{28.02}{Mg} \cdot n_2 = 0.43 \quad \%$$

6. Массовая концентрация кислорода в топливе

$$O_p := \frac{32}{Mg} \cdot co_2 = 1.271 \quad \%$$

7. Сумма массовых концентраций

$$C_p + H_p + S_p + N_p + O_p = 93.457$$

8. Характеристика элементарного состава топлива

$$E := 2.979 \cdot \frac{H_p - 0.126 \cdot O_p}{C_p + 0.375 \cdot S_p} = 0.913$$

9. Стехиометрический коэффициент

$$L_0 := 0.1151 \cdot (1 + E) \cdot (C_p + 0.375 \cdot S_p) = 15.437 \quad \text{кг воздуха/кг топлива}$$

4.2 Расчет расхода топливного газа

Исходный компонентный состав №1

Определим расход топлива в камере сгорания ГТУ

Исходные данные:

Температура за КС	$T_3 := 1020 \text{ К}$		
Температура перед КС	$T_2 := 600 \text{ К}$		
Теплотворная способность топлива	$Q_T := 48774$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	из руководства по станции
Средняя удельная теплоёмкость топлива	$C_{\text{pmt}} := 2.847$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}\cdot\text{К}}$	
Стехиометрический коэффициент	$L_0 = 15.958$		
Температура топлива	$T_T := 300 \text{ К}$		
Коэффициент полноты сгорания	$\eta_{\text{КС}} := 0.97$		
Расход воздуха	$G_B := 31.7$	$\frac{\text{кг}}{\text{с}}$	
Давление перед КС	$P_2 := 0.5$	МПа	
Коэффициент давления КС	$\sigma_{\text{КС}} := 0.98$		

Расчет:

1. По приложению Л находим среднюю удельную теплоёмкость продуктов сгорания $C_{\text{pm(пс)}}$ при температуре T_3 и $\alpha = \infty$

$$C_{\text{рмпс}} := 1.12 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}\cdot\text{К}}$$

2. По приложению Л находим среднюю удельную теплоёмкость воздуха до (C_{pm2}) и после КС (C_{pm3}) при температуре T_2 , T_3 и $\alpha = \infty$

$$C_{\text{pm2}} := 1.014$$

$$C_{\text{pm3}} := 1.048$$

3. Коэффициент избытка воздуха

$$\alpha := \frac{Q_T \cdot \eta_{\text{КС}} - (1 + L_0) \cdot C_{\text{рмпс}} \cdot T_3 + C_{\text{рmt}} \cdot T_T}{L_0 \cdot (C_{\text{pm3}} \cdot T_3 - C_{\text{pm2}} \cdot T_2)} = 3.917$$

4. Относительный расход топлива

$$\xi_m := \frac{1}{(\alpha \cdot L_0)} = 0.016$$

5. Расход топливного газа

$$G_m := g_m \cdot G_B = 0.507 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 1825.2 \text{ кг/час, что соответствует паспортному значению расхода ГТА на номинальном режиме (1830 кг/час)}$$

6. Расход смеси продуктов сгорания и вторичного воздуха (газа)

$$G_T := G_B + G_m = 32.207 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

7. Тепловая мощность КС

$$Q_{\text{КС}} := G_m \cdot Q_T \cdot \eta_{\text{КС}} = 2.399 \times 10^4 \text{ кВт}$$

8. Давление за КС

$$P_3 := P_2 \cdot \sigma_{\text{КС}} = 0.49 \text{ МПа}$$

Компонентный состав №2

Определим расход топлива в камере сгорания ГТУ

Исходные данные:

Температура за КС $T_3 := 1020 \text{ К}$

Температура перед КС $T_2 := 600 \text{ К}$

Теплотворная способность топлива $Q_T := 48774 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ из руководства по станции

Средняя удельная теплоёмкость топлива $C_{\text{рпт}} := 2.847 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$

Стехиометрический коэффициент $L_0 = 16.207$

Температура топлива $T_T := 300 \text{ К}$

Коэффициент полноты сгорания $\eta_{\text{КС}} := 0.97$

Расход воздуха $G_B := 31.7 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$

Давление перед КС $P_2 := 0.5 \text{ МПа}$

Коэффициент давления КС $\sigma_{\text{КС}} := 0.98$

Расчет:

1. По приложению Л находим среднюю удельную теплоёмкость продуктов сгорания $C_{\text{рпт(пс)}}$ при температуре T_3 и $\alpha = \infty$

$$C_{\text{рпт(пс)}} := 1.12 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

2. По приложению Л находим среднюю удельную теплоёмкость воздуха до (C_{pm2}) и после КС (C_{pm3}) при температуре T_2 , T_3 и $\alpha = \infty$

$$C_{pm2} := 1.014$$

$$C_{pm3} := 1.048$$

3. Коэффициент избытка воздуха

$$\alpha := \frac{Q_T \cdot \eta_{КС} - (1 + L_0) \cdot C_{pm3} \cdot T_3 + C_{pmt} \cdot T_T}{L_0 \cdot (C_{pm3} \cdot T_3 - C_{pm2} \cdot T_2)} = 3.819$$

4. Относительный расход топлива

$$\xi_m := \frac{1}{(\alpha \cdot L_0)} = 0.016$$

5. Расход топливного газа

$$G_m := \xi_m \cdot G_B = 0.512 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 1843.2 \text{ кг/час, что превышает паспортное значение расхода ГТА на номинальном режиме (1830 кг/час)}$$

6. Расход смеси продуктов сгорания и вторичного воздуха (газа)

$$G_T := G_B + G_m = 32.212 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

7. Тепловая мощность КС

$$Q_{КС} := G_m \cdot Q_T \cdot \eta_{КС} = 2.423 \times 10^4 \text{ кВт}$$

8. Давление за КС

$$P_3 := P_2 \cdot \sigma_{КС} = 0.49 \text{ МПа}$$

Компонентный состав №3

Определим расход топлива в камере сгорания ГТУ

Исходные данные:

Температура за КС $T_3 := 1020 \text{ К}$

Температура перед КС $T_2 := 600 \text{ К}$

Теплотворная способность топлива $Q_T := 48774 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ из руководства по станции

Средняя удельная теплоёмкость топлива $C_{pmt} := 2.847 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$

Стехиометрический коэффициент $L_0 = 16.478$

Температура топлива	$T_T := 300 \text{ К}$
Коэффициент полноты сгорания	$\eta_{\text{КС}} := 0.97$
Расход воздуха	$G_B := 31.7 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$
Давление перед КС	$P_2 := 0.5 \text{ МПа}$
Коэффициент давления КС	$\sigma_{\text{КС}} := 0.98$

Расчет:

1. По приложению Л находим среднюю удельную теплоёмкость продуктов сгорания $C_{\text{рм(нс)}}$ при температуре T_3 и $\alpha = \infty$

$$C_{\text{рмпс}} := 1.12 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

2. По приложению Л находим среднюю удельную теплоёмкость воздуха до ($C_{\text{рм2}}$) и после КС ($C_{\text{рм3}}$) при температуре T_2 , T_3 и $\alpha = \infty$

$$C_{\text{рм2}} := 1.014$$

$$C_{\text{рм3}} := 1.048$$

3. Коэффициент избытка воздуха

$$\alpha := \frac{Q_T \cdot \eta_{\text{КС}} - (1 + L_0) \cdot C_{\text{рмпс}} \cdot T_3 + C_{\text{рмт}} \cdot T_T}{L_0 \cdot (C_{\text{рм3}} \cdot T_3 - C_{\text{рм2}} \cdot T_2)} = 3.716$$

4. Относительный расход топлива

$$\xi_m := \frac{1}{(\alpha \cdot L_0)} = 0.016$$

5. Расход топливного газа

$$G_m := \xi_m \cdot G_B = 0.518 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 1864.8 \text{ кг/час, что превышает паспортное значение расхода ГТА на номинальном режиме (1830 кг/час)}$$

6. Расход смеси продуктов сгорания и вторичного воздуха (газа)

$$G_T := G_B + G_m = 32.218 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

7. Тепловая мощность КС

$$Q_{\text{КС}} := G_m \cdot Q_T \cdot \eta_{\text{КС}} = 2.45 \times 10^4 \text{ кВт}$$

8. Давление за КС

$$P_3 := P_2 \cdot \sigma_{\text{КС}} = 0.49 \text{ МПа}$$

Компонентный состав №4

Определим расход топлива в камере сгорания ГТУ

Исходные данные:

Температура за КС	$T_3 := 1020 \text{ К}$	
Температура перед КС	$T_2 := 600 \text{ К}$	
Теплотворная способность топлива	$Q_T := 48774$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ из руководства по станции
Средняя удельная теплоёмкость топлива	$C_{pmt} := 2.847$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}\cdot\text{К}}$
Стехиометрический коэффициент	$L_0 = 15.894$	
Температура топлива	$T_T := 300 \text{ К}$	
Коэффициент полноты сгорания	$\eta_{\text{КС}} := 0.97$	
Расход воздуха	$G_B := 31.7$	$\frac{\text{кг}}{\text{с}}$
Давление перед КС	$P_2 := 0.5$	МПа
Коэффициент давления КС	$\sigma_{\text{КС}} := 0.98$	

Расчет:

1. По приложению Л находим среднюю удельную теплоёмкость продуктов сгорания C_{pmpc} при температуре T_3 и $\alpha = \infty$

$$C_{pmpc} := 1.12 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}\cdot\text{К}}$$

2. По приложению Л находим среднюю удельную теплоёмкость воздуха до (C_{pm2}) и после КС (C_{pm3}) при температуре T_2 , T_3 и $\alpha = \infty$

$$C_{pm2} := 1.014$$

$$C_{pm3} := 1.048$$

3. Коэффициент избытка воздуха

$$\alpha := \frac{Q_T \cdot \eta_{\text{КС}} - (1 + L_0) \cdot C_{pmpc} \cdot T_3 + C_{pmt} \cdot T_T}{L_0 \cdot (C_{pm3} \cdot T_3 - C_{pm2} \cdot T_2)} = 3.943$$

4. Относительный расход топлива

$$\xi_m := \frac{1}{(\alpha \cdot L_0)} = 0.016$$

5. Расход топливного газа

$$G_m := g_m \cdot G_B = 0.506 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 1821.6 \text{ кг/час, что ниже паспортного значения расхода ГТА на номинальном режиме (1830 кг/час)}$$

6. Расход смеси продуктов сгорания и вторичного воздуха (газа)

$$G_T := G_B + G_m = 32.206 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

7. Тепловая мощность КС

$$Q_{\text{КС}} := G_m \cdot Q_T \cdot \eta_{\text{КС}} = 2.393 \times 10^4 \text{ кВт}$$

8. Давление за КС

$$P_3 := P_2 \cdot \sigma_{\text{КС}} = 0.49 \text{ МПа}$$

Компонентный состав №5

Определим расход топлива в камере сгорания ГТУ

Исходные данные:

Температура за КС	$T_3 := 1020 \text{ К}$	
Температура перед КС	$T_2 := 600 \text{ К}$	
Теплотворная способность топлива	$Q_T := 48774 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	из руководства по станции
Средняя удельная теплоёмкость топлива	$C_{\text{рmt}} := 2.847 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	
Стехиометрический коэффициент	$L_0 = 15.437$	
Температура топлива	$T_T := 300 \text{ К}$	
Коэффициент полноты сгорания	$\eta_{\text{КС}} := 0.97$	
Расход воздуха	$G_B := 31.7 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$	
Давление перед КС	$P_2 := 0.5 \text{ МПа}$	
Коэффициент давления КС	$\sigma_{\text{КС}} := 0.98$	

Расчет:

1. По приложению Л находим среднюю удельную теплоёмкость продуктов сгорания $C_{\text{рmt(пс)}}$ при температуре T_3 и $\alpha = \infty$

$$C_{\text{рmtпс}} := 1.12 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

2. По приложению Л находим среднюю удельную теплоёмкость воздуха до (C_{pm2}) и после КС (C_{pm3}) при температуре T_2 , T_3 и $\alpha = \infty$

$$C_{pm2} := 1.014$$

$$C_{pm3} := 1.048$$

3. Коэффициент избытка воздуха

$$\alpha := \frac{Q_T \cdot \eta_{КС} - (1 + L_0) \cdot C_{pm3} \cdot T_3 + C_{pm2} \cdot T_T}{L_0 \cdot (C_{pm3} \cdot T_3 - C_{pm2} \cdot T_2)} = 4.133$$

4. Относительный расход топлива

$$g_m := \frac{1}{(\alpha \cdot L_0)} = 0.016$$

5. Расход топливного газа

$$G_m := g_m \cdot G_B = 0.497 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 1789.2 \text{ кг/час, что ниже паспортного значения расхода ГТА на номинальном режиме (1830 кг/час)}$$

6. Расход смеси продуктов сгорания и вторичного воздуха (газа)

$$G_T := G_B + G_m = 32.197 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

7. Тепловая мощность КС

$$Q_{КС} := G_m \cdot Q_T \cdot \eta_{КС} = 2.35 \times 10^4 \text{ кВт}$$

8. Давление за КС

$$P_3 := P_2 \cdot \sigma_{КС} = 0.49 \text{ МПа}$$

4.3 Расчет процесса горения топлива

Исходный компонентный состав №1

Расчет процесса горения топлива

Минеральные включения (зольность) $A_p := 0.05 \%$

Влага $W_p := 0.087 \%$

В качестве характеристики топлива используется низшая теплота сгорания Q_H , которая характеризуется рабочей массой топлива

$$C_p + H_p + S_p + N_p + O_p + A_p + W_p = 100 \quad \%$$

Зная элементный состав топлива, по формуле Менделеева можно определить теплоту сгорания

$$Q_H := 4.19[81 \cdot C_p + 246 \cdot H_p - 26 \cdot (O_p + S_p) - 6 \cdot W_p] = 4.752 \times 10^4 \quad \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Для сжигания 1 кг топлива заданного состава потребуется кислорода в количестве

$$L_{O_2} := 0.266 \cdot C_p + 0.8 \cdot H_p + 0.01 \cdot S_p - 0.01 \cdot O_p = 37.185 \quad \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Так как в воздухе содержится азот, то количество воздуха, необходимое для окисления 1 кг топлива, так называемое стехиометрическое количество, определится по формуле

$$L_{O_1} := 0.1149 \cdot C_p + 0.3448 \cdot H_p + 0.0431 \cdot (S_p - O_p) = 15.987 \quad \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

В объемных единицах это количество воздуха выразиться, как

$$V_0 := 0.265 \cdot \left(\frac{C_p}{3} + H_p + \frac{S_p - O_p}{8} \right) = 12.289 \quad \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Теоретическое количество образующихся продуктов сгорания на 1 кг топлива определится по формуле

Для трехатомных газов

$$G_{RO_2} := 0.0371 \cdot (C_p + 0.375 \cdot S_p) = 2.688 \quad \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Для водяных паров

$$G_{H_2O} := 0.09 \cdot H_p + 0.01 \cdot W_p + 0.0161 \cdot L_{O_1} = 2.275 \quad \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Для азота

$$G_{N_2} := N_p + 0.768 \cdot L_{O_1} = 15.753 \quad \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Суммарное количество газов равно

$$G_{\Gamma} := G_{RO_2} + G_{H_2O} + G_{N_2} = 20.716 \quad \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Компонентный состав №2

Расчет процесса горения топлива

Минеральные включения (зольность) $A_p := 0.05 \%$

Влага $W_p := 0.087 \%$

В качестве характеристики топлива используется низшая теплота сгорания Q_H , которая характеризуется рабочей массой топлива

$$C_p + H_p + S_p + N_p + O_p + A_p + W_p = 99.998 \%$$

Зная элементный состав топлива, по формуле Менделеева можно определить теплоту сгорания

$$Q_H := 4.19[81 \cdot C_p + 246 \cdot H_p - 26 \cdot (O_p + S_p) - 6 \cdot W_p] = 4.826 \times 10^4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Для сжигания 1 кг топлива заданного состава потребуется кислорода в количестве

$$L_{O_2} := 0.266 \cdot C_p + 0.8 \cdot H_p + 0.01 \cdot S_p - 0.01 \cdot O_p = 37.763 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Так как в воздухе содержится азот, то количество воздуха, необходимое для окисления 1 кг топлива, так называемое стехиометрическое количество, определится по формуле

$$L_{O_1} := 0.1149 \cdot C_p + 0.3448 \cdot H_p + 0.0431 \cdot (S_p - O_p) = 16.236 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

В объемных единицах это количество воздуха выразиться, как

$$V_0 := 0.265 \cdot \left(\frac{C_p}{3} + H_p + \frac{S_p - O_p}{8} \right) = 12.48 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Теоретическое количество образующихся продуктов сгорания на 1 кг топлива определится по формуле

Для трехатомных газов

$$G_{RO_2} := 0.0371 \cdot (C_p + 0.375 \cdot S_p) = 2.729 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Для водяных паров

$$G_{H_2O} := 0.09 \cdot H_p + 0.01 \cdot W_p + 0.0161 \cdot L_{O_1} = 2.311 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Для азота

$$G_{N_2} := N_p + 0.768 \cdot L_{O_1} = 14.475 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Суммарное количество газов равно

$$G_{\Gamma} := G_{RO_2} + G_{H_2O} + G_{N_2} = 19.515 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Компонентный состав №3

Расчет процесса горения топлива

Минеральные включения (зольность) $A_p := 0.05 \%$

Влага $W_p := 0.087 \%$

В качестве характеристики топлива используется низшая теплота сгорания Q_H , которая характеризуется рабочей массой топлива

$$C_p + H_p + S_p + N_p + O_p + A_p + W_p = 99.996 \%$$

Зная элементный состав топлива, по формуле Менделеева можно определить теплоту сгорания

$$Q_H := 4.19[81 \cdot C_p + 246 \cdot H_p - 26 \cdot (O_p + S_p) - 6 \cdot W_p] = 4.907 \times 10^4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Для сжигания 1 кг топлива заданного состава потребуется кислорода в количестве

$$L_{O_2} := 0.266 \cdot C_p + 0.8 \cdot H_p + 0.01 \cdot S_p - 0.01 \cdot O_p = 38.393 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Так как в воздухе содержится азот, то количество воздуха, необходимое для окисления 1 кг топлива, так называемое стехиометрическое количество, определится по формуле

$$L_{O_1} := 0.1149 \cdot C_p + 0.3448 \cdot H_p + 0.0431 \cdot (S_p - O_p) = 16.508 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

В объемных единицах это количество воздуха выразиться, как

$$V_0 := 0.265 \cdot \left(\frac{C_p}{3} + H_p + \frac{S_p - O_p}{8} \right) = 12.689 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Теоретическое количество образующихся продуктов сгорания на 1 кг топлива определится по формуле

Для трехатомных газов

$$G_{RO_2} := 0.0371 \cdot (C_p + 0.375 \cdot S_p) = 2.767 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Для водяных паров

$$G_{H_2O} := 0.09 \cdot H_p + 0.01 \cdot W_p + 0.0161 \cdot L_{O_1} = 2.356 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Для азота

$$G_{N_2} := N_p + 0.768 \cdot L_{O_1} = 13.195 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Суммарное количество газов равно

$$G_{\Gamma} := G_{RO_2} + G_{H_2O} + G_{N_2} = 18.318 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Компонентный состав №4

Расчет процесса горения топлива

Минеральные включения (зольность) $A_p := 0.05 \%$

Влага $W_p := 0.087 \%$

В качестве характеристики топлива используется низшая теплота сгорания Q_H , которая характеризуется рабочей массой топлива

$$C_p + H_p + S_p + N_p + O_p + A_p + W_p = 96.459 \%$$

Зная элементный состав топлива, по формуле Менделеева можно определить теплоту сгорания

$$Q_H := 4.19[81 \cdot C_p + 246 \cdot H_p - 26 \cdot (O_p + S_p) - 6 \cdot W_p] = 4.733 \times 10^4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Для сжигания 1 кг топлива заданного состава потребуется кислорода в количестве

$$L_{O_2} := 0.266 \cdot C_p + 0.8 \cdot H_p + 0.01 \cdot S_p - 0.01 \cdot O_p = 37.026 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Так как в воздухе содержится азот, то количество воздуха, необходимое для окисления 1 кг топлива, так называемое стехиометрическое количество, определится по формуле

$$L_{O_1} := 0.1149 \cdot C_p + 0.3448 \cdot H_p + 0.0431 \cdot (S_p - O_p) = 15.923 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

В объемных единицах это количество воздуха выразится, как

$$V_0 := 0.265 \cdot \left(\frac{C_p}{3} + H_p + \frac{S_p - O_p}{8} \right) = 12.239 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Теоретическое количество образующихся продуктов сгорания на 1 кг топлива определится по формуле

Для трехатомных газов

$$G_{RO_2} := 0.0371 \cdot (C_p + 0.375 \cdot S_p) = 2.675 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Для водяных паров

$$G_{H_2O} := 0.09 \cdot H_p + 0.01 \cdot W_p + 0.0161 \cdot L_{O_1} = 2.267 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Для азота

$$G_{N_2} := N_p + 0.768 \cdot L_{O_1} = 12.704 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Суммарное количество газов равно

$$G_{\Gamma} := G_{RO_2} + G_{H_2O} + G_{N_2} = 17.646 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Компонентный состав №5

Расчет процесса горения топлива

Минеральные включения (зольность) $A_p := 0.05 \%$

Влага $W_p := 0.087 \%$

В качестве характеристики топлива используется низшая теплота сгорания Q_H , которая характеризуется рабочей массой топлива

$$C_p + H_p + S_p + N_p + O_p + A_p + W_p = 93.594 \%$$

Зная элементный состав топлива, по формуле Менделеева можно определить теплоту сгорания

$$Q_H := 4.19[81 \cdot C_p + 246 \cdot H_p - 26 \cdot (O_p + S_p) - 6 \cdot W_p] = 4.596 \times 10^4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Для сжигания 1 кг топлива заданного состава потребуется кислорода в количестве

$$L_{O_2} := 0.266 \cdot C_p + 0.8 \cdot H_p + 0.01 \cdot S_p - 0.01 \cdot O_p = 35.952 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Так как в воздухе содержится азот, то количество воздуха, необходимое для окисления 1 кг топлива, так называемое стехиометрическое количество, определится по формуле

$$L_{O_1} := 0.1149 \cdot C_p + 0.3448 \cdot H_p + 0.0431 \cdot (S_p - O_p) = 15.464 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

В объемных единицах это количество воздуха выразится, как

$$V_0 := 0.265 \cdot \left(\frac{C_p}{3} + H_p + \frac{S_p - O_p}{8} \right) = 11.887 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Теоретическое количество образующихся продуктов сгорания на 1 кг топлива определится по формуле

Для трехатомных газов

$$G_{RO_2} := 0.0371 \cdot (C_p + 0.375 \cdot S_p) = 2.601 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Для водяных паров

$$G_{H_2O} := 0.09 \cdot H_p + 0.01 \cdot W_p + 0.0161 \cdot L_{O_1} = 2.198 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Для азота

$$G_{N_2} := N_p + 0.768 \cdot L_{O_1} = 12.307 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

Суммарное количество газов равно

$$G_{\Gamma} := G_{RO_2} + G_{H_2O} + G_{N_2} = 17.106 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

В ходе выполнения расчетной части были выполнены следующие расчеты: расчет стехиометрического коэффициента, расчет расхода топливного газа, расчет процесса горения топлива. Основной целью расчетов является определение возможности повышения рентабельности эксплуатации газотурбинного агрегата ГТА-6РМ путём изменения компонентного состава топливного газа.

В результате сравнительных расчетов, делаем вывод о том компонентный состав №5, обеспечивает наименьший расход топлива, повышая экономичность работы газотурбинного агрегата ГТА-6РМ.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-4E41	Дикому Алексею Александровичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Материально-технические ресурсы: 175451,5 рублей; человеческие ресурсы: 2 человека.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизации 10%. 30% премии; 20% надбавки; 13,5% дополнительная заработная плата; 20% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1. <i>Анализ сильных и слабых сторон проекта</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	2. <i>Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта</i>
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	3. <i>Определение затрат на проект</i>
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	4. <i>Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Матрица SWOT</i>
2. <i>Календарный план-график проекта</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н, доц.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E41	Дикий Алексей Александрович		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе проведен ряд мероприятий: анализ сильных и слабых сторон проекта, планирование проекта, определение трудоёмкости выполнения работ, разработан график проведения проекта, рассчитан бюджет затрат на проект, сформированы затраты на проект, выполнен расчет экономической эффективности введения компонентного состава №5, определена ресурсоэффективность. В связи с тем, что данное исследование носит научный характер, и пока нет конкретного потребителя и конкурентов на рынке, начинаем раздел с анализа сильных и слабых сторон проекта.

5.1 SWOT-анализ сильных и слабых сторон проекта и анализ возможностей и угроз проекта

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ, приведенный в таблице 8 применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 8 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Экологичность технологии</p> <p>С2. Высокая экономичность и энергоэффективность технологии</p> <p>С2. Уменьшение затрат на эксплуатацию</p> <p>С3. Квалифицированный персонал</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Не испытан в работе</p> <p>Сл2. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания</p> <p>Сл3. Большие первоначальные вложения</p>
--	--	--

Продолжение таблицы 8		
<p>Возможности:</p> <p>В1. Сокращение расходов.</p> <p>В2. Качественное обслуживание потребителей</p> <p>В.3 Повышение эффективности работы газотурбинного агрегата</p> <p>В.5 В случае принятия рынком выход на большие объемы</p>	<p>1. Исключение поломок оборудования в результате износа оборудования</p> <p>2. Достижение повышения производительности агрегатов</p>	<p>1. Принятие на работу квалифицированного специалиста.</p> <p>2. Переподготовка имеющихся специалистов</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2. Увеличение срока выхода на рынок при неудовлетворительных результатах испытаний</p> <p>У3.Повышение цен на материалы</p> <p>У4. Противодействие со стороны конкурентов: снижение цен, разработка новой конструкции</p>	<p>1. Продвижение продукции с акцентированием на достоинствах</p> <p>2. Доработка конструкции</p> <p>3. Снижение цен за счет увеличения объемов</p>	<p>1. Повышение квалификации кадров</p> <p>2. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания</p> <p>3. Выход из строя производственного оборудования</p>

5.2 Планирование проекта

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженера. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок.

Последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Выбор документов для проекта	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Обзор литературы	Инженер
	4	Составление календарного рейтинг-плана	Руководитель проекта
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Расчет стехиометрического коэффициента	Инженер
	6	Расчет расхода топливного газа	Инженер
	7	Расчет процесса горения топлива	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель проекта
Контроль и координирование проекта	9	Контроль качества выполнения проекта	Руководитель проекта
Оформление отчета по проекту	10	Составление пояснительной записки	Инженер

Проект реализуется в шесть этапов. Основные работы выполняются инженером.

5.3 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости разработки проекта.

Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5},$$

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

$t_{min\ i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{max\ i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн..

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i},$$

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

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

Результаты расчета приведены в таблице 10.

5.4 Разработка графика проведения проекта

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

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

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

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

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

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

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

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания)

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min } i} + 2t_{\text{max } i}}{5} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 8}{5} = 5 \text{ чел} - \text{дней};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{q_i} = \frac{5}{1} = 5 \text{ дня}.$$

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} \approx 1,22;$$

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 5 \cdot 1,22 = 6,1 \approx 6 \text{ дней}.$$

Для пятидневной рабочей недели (для исполнителя) коэффициент календарности равен

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} \approx 1,47;$$

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 5 \cdot 1,47 = 7,35 \approx 7 \text{ дней}.$$

По аналогии выполнены расчеты для остальных 9 этапов

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 10.

Таблица 10 - Временные показатели проведения проекта

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{t_{ожк}}$, чел-дни		Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер				
Составление и утверждение технического задания	3		8		5		5		6	
Подбор и изучение материалов по теме		5		10		7		7		10
Обзор литературы		5		8		6,2		6,2		8
Составление календарного рейтинг-плана	2		5		3,2		3,2		5	
Расчет стехиометрического коэффициента		4		7		5,2		5,2		8
Расчет расхода топливного газа		3		6		4,2		4,2		6
Расчет процесса горения топлива		3		6		4,2		4,2		6
Оценка эффективности полученных результатов	2		5		3,2		3,2		5	
Контроль качества выполнения проекта	5		8		6,2		6,2		8	
Составление пояснительной записки		5		10		7		7		10

На основе таблицы 10 строим календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ).

Таблица 11 – Календарный план-график проведения работ по проекту

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , календ. дней	Продолжительность выполнения работ													
				Февр.		Март			Апрель			Май			Июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	6	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	10	■	■												
3	Обзор литературы	Инженер	8		■	■											
4	Составление календарного рейтинг-плана	Руководитель	5			■	■										
5	Расчет стехиометрического коэффициента	Инженер	8				■	■									
6	Расчет расхода топливного газа	Инженер	6					■	■								
7	Расчет процесса горения топлива	Инженер	6						■	■							
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	5							■	■						
9	Контроль качества выполнения проекта	Руководитель	8								■	■	■				
10	Составление пояснительной записки	Инженер	10												■	■	

Обозначения:

■	Руководитель
■	Инженер

На основе данных графика (табл.11) можно сделать вывод, что продолжительность работ по проекту займет 13 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится первой декадой июля.

Значение реальной продолжительности работ может быть как меньше (при благоприятных обстоятельствах) посчитанного значения, так и больше (при неблагоприятных обстоятельствах), так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна

- 24 дня (длительность выполнения проекта руководителем);
- 48 дней (длительность выполнения инженером).

5.5 Бюджет затрат на проект

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат

- материальные затраты проекта;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

5.5.1 Расчет материальных затрат проекта

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п.

Таблица 12 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы Z_m , руб.
Бумага для принтера А4 (500 листов)	пачка	3	200	600
Краска для принтера	шт.	1	700	700
Ручка шариковая	шт.	7	18	126
Карандаш чертежный	шт.	7	23	161
Итого, руб.				1587

В сумме материальные затраты составили 1587 рублей. Цены взяты средние по городу Томску.

5.5.2 Основная заработная плата исполнителей проекта

Статья включает в себя основную заработную плату $Z_{осн}$ и дополнительную заработную плату $Z_{доп}$

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}.$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от $Z_{осн}$.

Основная заработная плата руководителя (инженера)

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

где T_p - продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, раб.дн. (табл. 10);

$Z_{дн}$ - среднедневная заработная плата работника, руб.

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб.дней $M = 11$ месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб.дней $M = 10$ месяцев, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн..

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

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

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

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

5.5.3 Дополнительная заработная плата исполнителей проекта

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

Дополнительная заработная плата

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,135).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя)

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 27400 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 53430 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{53430 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 2198,7 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 2198,7 \cdot 17,6 = 38697,1 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,135 \cdot 38697,1 = 5224,1 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя)

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p = 18000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 35100 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{35100 \cdot 11}{365 - 117 - 28} = 1755 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 1755 \cdot 33,8 = 59319 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,135 \cdot 59319 = 8008 \text{ руб.}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель проекта	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{\text{дн}}$	T_p	$Z_{\text{осн}}$	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{доп}}$	Итого, руб.
Руководитель	27400	0,3	0,2	1,3	53430	2198,7	17,6	38697,1	0,135	5224,1	43921,2
Инженер	18000				35100	1755	33,8	59319		8008	67327

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 13 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта.

5.5.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

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

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30 %.

В таблице 14 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	38697,1	5224,1
Инженер	59319	8008
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Руководитель проекта	13176,3	
Инженер	20198,1	

5.5.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы

$$З_{накл} = (\text{сумма статей 1} \div 4) \cdot k_{нр},$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 20 %.

$$З_{накл} = (З_{м} + З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб}) \cdot 0,20;$$

$$Z_{\text{накл}} = (1587 + 98016,1 + 13232,1 + 33374,4) \cdot 0,20 = 29241,9 \text{ руб.}$$

5.6 Формирование затрат на проект

Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Бюджет затрат на проект

Наименование статьи	Сумма, руб.	В % к итогу
1. Материальные затраты	1587	0,90
2. Затраты по основной заработной плате	98016,1	55,87
3. Затраты по дополнительной заработной плате	13232,1	7,54
4. Отчисления во внебюджетные фонды	33374,4	19,02
5. Накладные расходы	29241,9	16,67
Бюджет на проект	175451,5	100

Бюджет всех затрат проекта равен 175451,5 рублей. Наибольший процент бюджета составляет основная заработная плата (55,86 %).

5.7 Расчет экономической эффективности введения компонентного состава №5

Экономия удельного расхода топлива B , кг/ч

$$B = B_1 - B_5,$$

где $B_1 = 1830$ кг/ч – расход топливного газа с исходным компонентным составом газа, $B_5 = 1789,2$ кг/ч – расход топливного газа с расчетным компонентным составом топливного газа №5.

$$B = 1830 - 1789,2 = 40,8 \text{ кг/ч}$$

Годовая стоимость сэкономленного топлива C , руб.

$$C = B \cdot K \cdot C_T,$$

где $K = 7000$ ч – число часов работы ГТА в год, $C_T = 5$ руб. – стоимость 1 кг топлива.

$$C = 40,8 \cdot 7000 \cdot 5 = 1428000 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости мероприятия n , год

$$n = \frac{C_{\text{п}}}{C},$$

где $C_{\text{п}}$ – стоимость проекта.

$$n = \frac{169603,1}{1428000} = 0,12 \text{ год.}$$

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

Определение ресурсоэффективности происходит на основе интегрального показателя ресурсоэффективности

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент проекта;

b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 16 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
1. Безопасность	0,2	5
2. Надежность	0,2	5
3. Долговечность	0,2	5
4. Удобство в эксплуатации	0,15	5
5. Технологичность	0,15	3
6. Энергоэкономичность	0,1	5
Итого	1,00	4,7

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,1 \cdot 5 = 4,7.$$

В результате выполнения данного раздела проведен анализ сильных и слабых сторон проекта, планирование проекта, определение трудоёмкости выполнения работ.

Построен календарный план–график проведения работ по проекту каждого из исполнителей проекта. Общее количество дней на выполнение проектных работ составляет 72 дня.

Затраты на проект составили 175451,5 руб.

Срок окупаемости проекта 1,5 месяца.

Показатель ресурсоэффективности по пятибалльной шкале равен $I_{pi} = 4,7$, что говорит об эффективности реализации проекта.

На основании полученных результатов данного раздела делаем вывод о том, что проект является экономически целесообразным и успешным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-4E41	Дикому Алексею Александровичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеословия, 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) 	<p><i>Объектом исследования является газотурбинный агрегат, предназначенный для выработки электрической энергии и питания Останинской группы месторождений. На объекте используются взрывоопасные вещества (попутный газ). При возникновении аварий на данном объекте возможны большие утечки газа, что негативно влияет на окружающую среду. Взрыв газа на объекте может стать причиной чрезвычайной ситуации</i></p>
<p><i>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. 2. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. 3. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. 4. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. 5. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы. 6. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. 7. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. 8. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные. 9. СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту. 10. НП-044-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии. 11. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих

	<p>под давлением.</p> <p>12. ГОСТ Р 54404-2011 Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия.</p> <p>13. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.</p> <p>14. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование.</p> <p>15. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.</p> <p>16. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.</p> <p>17. СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности.</p> <p>18. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</p> <p>19. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.</p> <p>20. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.</p> <p>21. Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390 "О противопожарном режиме".</p> <p>22. СНиП 2.01.02-85* Противопожарные нормы.</p> <p>23. НПБ 110-03 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.</p> <p>24. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.</p> <p>25. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>5 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>1. Анализ выявленных вредных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибрации; – повышенная запыленность и загазованность воздуха; – отклонение показателей микроклимата в помещении; – недостаточная освещённость; – повышенный уровень ионизирующих излучений; – предлагаемые средства защиты от вредных факторов.
<p>6 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства 	<p>2. Анализ выявленных опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – подвижные части производственного оборудования;

<p>защиты;</p> <ul style="list-style-type: none"> – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<ul style="list-style-type: none"> – оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; – повышенная температура поверхностей оборудования, материалов; – электрический ток, повышенное значение напряжения; – пожароопасность; – предлагаемые средства защиты от опасных факторов.
<p>7 Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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. 	<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработка решений по обеспечению экологической безопасности.
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 	<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-4Е41	Дикий Алексей Александрович		

6 Социальная ответственность

Введение

Газотурбинные установки являются одним из основных видов привода турбогенераторов на крупных месторождениях. Так как эффективный КПД стационарных ГТУ с простой тепловой схемой невелик, приоритетной задачей служит внедрение доступных и эффективных методов повышения КПД, что является актуальной задачей повышения энергоэффективности всей энергетической отрасли.

В данном разделе рассматривается деятельность сменного инженера с точки зрения безопасности жизнедеятельности. Продолжительность рабочего дня сервисного инженера, в соответствии со штатным расписанием на энергокомплексе, составляет 11 часов 20 минут.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Сменный инженер имеет постоянное рабочее место в помещении операторной в здании служебно-эксплуатационного блока и периодически при обходах осматривает ГТУ и вспомогательное оборудование на территории энергокомплекса, проверяя их работу.

Операторная энергокомплекса – это центральное помещение, где сосредоточены основные средства контроля и управления и где дежурит оперативный персонал, ведущий эксплуатацию станции.

В помещении операторной располагаются щиты и пульта управления, щиты автоматики и телемеханики, релейных защит, теплоконтроля, сигнализации, собственных нужд

Все работники обязаны пользоваться спецодеждой, спецобувью, и иными средствами индивидуальной защиты в соответствии с нормами.

Рабочему персоналу делают надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и оплачивают дополнительный отпуск в размере 7 календарных дней, в связи с работой во вредных или опасных условиях труда.

Работники имеют право на досрочную пенсию, а работодатель обязан перечислять повышенные взносы в пенсионный фонд.

6.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации газотурбинного агрегата ГТА-6РМ в таблице 17.

Таблица 17 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации газотурбинного агрегата

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15[35])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Периодический обход и осмотр ГТА и вспомогательного оборудования	1.Повышенный уровень шума		ГОСТ 12.1.003-2014 [36] ГОСТ 12.1.029-80 [37]
	2.Повышенный уровень вибрации		ГОСТ 12.1.012-2004 [38] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [39]
	3.Повышенная запыленность и загазованность воздуха		ГОСТ 12.1.005-88 [40]
		1.Подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 [41] ГОСТ 12.2.062-81 [42] СП 2.2.2.1327-03 [43]
		2.Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	НП-044-18, [44] ПБ 03-576-03 [45]
		3.Повышенная температура поверхностей оборудования	ГОСТ Р 54404-2011 [46]

Продолжение таблицы 17			
Оперативный контроль за технологическими процессами операторной энергокомплeкса	1.Отклонение показателей микроклимата в помещении.		СанПиН 2.2.4.548-96 [47] СНиП 41-01-2003 [48]
	2.Недостаточная освещённость		СанПиН 2.1/2.1.1.1278-03 [49] СП 52.13330.2011 [50]
	3.Повышенный уровень ионизирующих излучений		СанПиН 2.6.1.2523-09 [51]
		1.Электрический ток, повышенное значение напряжения	ГОСТ Р 12.1.019-2009 [52] ГОСТ 12.1.030-81 [53]
	2.Пожароопасность	НПБ 105-03 [54] Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390 "О противопожарном режиме" [55] СНиП 2.01.02-85* [56] НПБ 110-03 [57]	

6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации газотурбинного агрегата ГТА-6РМ, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Повышенный уровень шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [36].

Средства индивидуальной защиты: ушные вкладыши; противозумный шлем; наушники [37].

Шум в операторной энергокомплеса, создаваемый системами управления цеха, работой персональных компьютеров, не превышает нормативные уровни шума.

Сменный персонал может находиться в операторной энергокомплеса в течение всей рабочей смены без СИЗ органов слуха [37].

Повышенный уровень вибрации

Для операторной энергокомплеса в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [39] 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. В операторной 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 – $0,145 \text{ м/сек}^2$ (100 дБ);
- по виброскорости – $0,12 \text{ м/с}$ (75 дБ).

Используемые средства и методы защиты от вибрации:

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

Для обеспечения вибробезопасных условий труда при сборке и монтаже агрегата выполняется [38]:

- центровка роторов;
- балансировка роторов.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет $1,1-10 \text{ мг/м}^3$, для природного газа ПДК равно 300 мг/м^3 [40].

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

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

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

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

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

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

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

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

Отклонение показателей микроклимата в помещении

На здоровье человека существенное влияние оказывают микроклиматические условия производственной среды, которые складываются из температуры окружающего воздуха, его влажности, скорости движения и излучений от нагретых предметов. [48]

Параметры микроклимата в рабочей зоне операторной энергокомплекса необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 [47] в соответствии с категорией работ.

Для категории Па:

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

Для холодного времени года:

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

Для теплого времени года:

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

Недостаточная освещенность

Для освещения зданий используются искусственные и естественные источники света.

Естественное освещение операторной энергокомплекса создается природными источниками света через оконные проемы.

Искусственное освещение осуществляется в помещениях лампами накаливания и люминесцентными лампами.

В операторной освещенность составляет 300 Лк, что соответствует норме IV разряда зрительных работ (средней точности), КЕО = 1,5%. Естественное освещение (боковое) – является основным при работе в светлое время суток и обеспечивает КЕО = 1,5 %.

Освещение на лестничных клетках, в коридорах, проходах, а так же помещениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала составляет 50 Лк [49].

Кроме того, в помещениях предусмотрено аварийное освещение от аккумуляторной батареи [50].

Повышенный уровень ионизирующих излучений

В операторной энергокомплеса источником ионизирующих излучений являются электронно-вычислительные машины (ЭВМ). В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭВ (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭВ (15 и 30 бэр) в год соответственно [51].

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

6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении при эксплуатации газотурбинного агрегата ГТА-6РМ, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Подвижные части производственного оборудования

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего [41].

Ограждение не должно являться источником опасности и ограничивать технологических возможностей оборудования и его обслуживания [42].

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [43].

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью. [45]

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. [44]

Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов

При эксплуатации ГТА перед газовой турбиной начальная температура газа может достигать 800°C. При такой температуре рабочего тела может происходить сильный нагрев рабочих частей и трубопроводов. При этом происходит выделение больших объёмов тепла в окружающую среду. Ввиду этого существует необходимость предусматривать защиту рабочих от тепловых выделений.

Согласно ГОСТ Р 54404-2011 [46] горячие поверхности ГТУ в местах возможного контакта обслуживающего персонала должны быть закрыты теплоизолирующими кожухами (изоляция) и обозначены знаками безопасности.

К средствам индивидуальной защиты относятся краги (рукавицы) брезентовые с двойным наладонником и вачеги (рукавицы) из шинельного сукна с огнеупорной пропиткой.

Электрический ток, повышенное значение напряжения

Помещение операторной энергокомплекса по степени опасности поражения персонала электрическим током относится по ГОСТ Р 12.1.019-2009 [52] к помещениям с повышенной опасностью:

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т. П. все электроустановки должны

быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с Правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

Защитное заземление или зануление, в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 [53], 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.

Пожароопасность

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

В соответствии с противопожарными нормами НПБ 105-03 [54] рабочее место сменного инженера по пожарной опасности имеет категорию В4 (твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы).

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390 «О противопожарном режиме» [55] операторная, 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 операторной оборудованы системой стационарного пожаротушения в соответствии с СнИП 2.01.02-85* [56] и НПБ 110-03 [57]:

- двумя выходами для эвакуации персонала;
- автоматическими установками пожарной сигнализации;
- автоматическими и неавтоматическими системами оповещения людей о пожаре.

Для ликвидации пожаров на территории энергокомплекса на месторождении имеется ведомственная пожарная часть.

Эвакуация людей в соответствии с планом эвакуации при чрезвычайных ситуациях происходит согласно СНИП 2.01.02-85* [56] через ближайший безопасный, с точки зрения места возникновения пожара,

6.3 Экологическая безопасность

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия [58-59] при эксплуатации газотурбинного агрегата.

Атмосфера

Негативное воздействие на атмосферу – выбросы природного газа, сжигание отходов производства, выхлопные газы ГТУ, выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования.

Наиболее реальную угрозу представляют окислы азота. Сжигание топлива без образования окислов азота – важнейшая задача.

Природоохранные мероприятия:

1) Для уменьшения выбросов окислов азота соблюдается оптимальный режим горения в камере сгорания;

2) Поддержание технологического оборудования в исправном состоянии.

Гидросфера

Негативное воздействие на гидросферу – загрязнение сточными водами и мусором.

Природоохранные мероприятия:

1) Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды;

2) Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке на металлических поддонах;

3) Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных площадках;

Литосфера

Негативное воздействие на литосферу – засорение почвы производственными отходами.

Природоохранные мероприятия:

- 1) Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов, образующихся в результате проведения работ;
- 2) На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами;
- 3) Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – внешне неожиданная, внезапно возникающая обстановка, которая характеризуется резким изменением установившегося процесса, оказывающая значительное отрицательное влияние на жизнедеятельность людей и окружающую среду.

На энергокомплексе возможно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций:

- разрыв газопровода и утечка газа на территории энергокомплекса или узла подключения;
- пожар на территории энергокомплекса;
- пожар в отсеке двигателя;
- пожар в отсеке генератора.

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.

При всех возникших ЧС персонал, не участвующий в ликвидации последствий должен эвакуироваться согласно утвержденному плану.

Заключение раздела

В ходе выполнения раздела «Социальная ответственность» было рассмотрено рабочее место сервисного инженера энергокомплекса на предмет возникновения вредных и опасных проявлений факторов производственной среды, негативного воздействия на окружающую природную среду, чрезвычайных ситуаций.

Внедрение на производстве разработанных и предложенных мер позволит снизить воздействие вредных и опасных факторов на работников, снизить негативное воздействие на окружающую среду и обеспечить безопасную организацию рабочего места.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были проанализированы конструкция и принцип работы газотурбинного агрегата, рассмотрены топливная система газотурбинного агрегата ГТА-6РМ, топливная система газотурбинного двигателя ГТД-6/РМ, компоненты данных систем.

Рассмотрена технологическую схему энергокомплекса, проанализирована и изучена система газоснабжения энергокомплекса.

Проведен пересчёт характеристик газотурбинного агрегата, определен наиболее эффективный компонентный состав топливного газа, обеспечивающий наименьший расход топлива.

Список использованных источников

1. 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.
2. Зарицкий С.П., Лопатин А.С. Диагностика газоперекачивающих агрегатов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 598 с.
3. Шабаров А. Б. Методика расчёта газотурбинных двигателей. М.: МВТУ им. Баумана, 1983 – 31 с.
4. Ходус В.В. Высокоэффективный регенеративный цикл ГТУ с рециркуляцией продуктов сгорания при высоком давлении // Теплоэнергетика. – 2010. – № 2. – С. 7 – 11.
5. Викулин А.В., Земляная В.А. Разработка технологии доводки сопловой лопатки турбины низкого давления газотурбинного двигателя // Аэрокосмическая техника, высокие технологии и инновации. – 2016. – Т1. –С. 157 – 161.
6. Совершенствование термодинамического цикла КГПТУ «Водолей»/ В.И.Романов, В.М. Коломеев, М.О. Дикий и др.// Нефтяная и газовая промышленность. – 1999. – №4. – С. 40 – 42.
7. Афанасьев К.Ю. Выбор эффективного метода использования газотурбинных установок на газоперекачивающих станциях // Молодежный Вестник УГАТУ. – 2014. – №2 (11). – С. 42 – 46.
8. Косарев А.В. Газотурбинные установки с конвейерными регенераторами – новые возможности энергетики // Газотурбинные технологии. – 2007. – №3. – С. 8 – 12.
9. Рудаченко А.В., Чухарева Н.В. Газотурбинные установки. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 139 с.
10. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.: МЭИ, 2002. – 584 с.

11. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М.: Издательство МЭИ, 2002. — 540 с.

12. Энергосбережение за счет утилизации ВЭР при выработке тепловой энергии на объектах добычи и транспорта газа /А. Г. Ишков, Н. В. Винниченко, Ю. А. Жебрак. О. В. Аптерман // Газовая промышленность. №12. 2011. С. 56-58.

13. Байков И.Р., Кузнецова М.И., Китаев С.В. Повышение степени использования теплоты уходящих газов газотурбинных установок в магистральном транспорте газа // Нефтегазовое дело – 2016. – №1 (11). –С.106-110.

14. Стационарные газотурбинные установки / Л.В. Арсеньев, В.Г. Тырышкин, И.А. Богов и др.; Под ред. Л.В. Арсеньева и В.Г. Тырышкина. – Л.: Машиностроение. Ленингр. Отд-ние, 1989. – 543 с.

15. Газотурбинные установки. Конструкции и расчет: Справочное пособие/Под общ. Ред. Арсеньева Л.В., Тырышкина В.Г. – Л.: «Машиностроение», Ленингр. Отд., 1978. – 232 с.

16. Арсеньев Л.В., Тырышкин В.Г. Комбинированные установки с газовыми турбинами. – Л.: Машиностроение, 1982. – 247 с.

17. Ходус В.В. Высокоэффективный регенеративный цикл ГТУ с рециркуляцией продуктов сгорания при высоком давлении // Теплоэнергетика. – 2010. – № 2. – С. 7 – 11.

18. Поршаков Б.П. Эффективность использования газотурбинных установок с регенерацией тепла отходящих газов на магистральных газопроводах // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2009. – №4 (257). – С. 15-24

19. Косарев А.В. Газотурбинные установки с конвейерными регенераторами – новые возможности энергетики // Газотурбинные технологии. – 2007. – №3. – С. 8 – 12.

20. Fukaizumi Jasusha. The future of gas turbine. Power engineering international, 2005, 13, No5.

21. Scholberty Meinhardt. Breakthrough in gas turbine efficiency. Turbomachine international, 2005, 46, No1.

22. Морозенко М.И. Исследование эффективности ГТУ с впрыском пара и водогрейным котлом: дис...канд. Техн. Наук: 05.04.12 / Морозенко Мария Ивановна. – М., 2002. –161с

23. Седунин В.А. Исследование и разработка методов повышения эффективности работы первой ступени осевого компрессора ГТУ с регулируемым входным направляющим аппаратом: дис...канд. Техн. Наук: 05.04.12 / Седунин Вячеслав Алексеевич. – М., 2011. –184с

24. Манушин Э.А., Михальцев В.Е., Чернобровкин А.П. Теория и проектирование газотурбинных и комбинированных установок. – М.: Машиностроение, 1977. – 441 с.

25. Уваров В.В. Газовые турбины и газотурбинные установки. – М.: Высшая школа, 1970. – 320 с.

26. Гецов Л.Б. Детали газовых турбин. Л.: Машиностроение, 1982. –296 с.

27. Копелев С.З. Охлаждаемые лопатки газовых турбин. – М.: Наука, 1983. – 143 с.

28. Копелев С.З., Тихонов Н.Д. Расчёт турбин авиационных двигателей. – М.: Машиностроение, 1974. – 266 с.

29. Козаченко А.Н., Никишин В.И., Поршаков Б.П. Энергетика трубопроводного транспорта газов: учебное пособие. – М.: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 400 с.

30. Поршаков Б.П. Газотурбинные установки: учебник для вузов. – М.: Недра, 1992. – 238 с.

31. 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.

32. Проектная документация. Обустройство Северо-Останинского нефтяного месторождения. Расширение энергокомплекса. Основные технические решения. 994 205 38.903.127-ОТР. ООО «Сибирь-инжиниринг».

33. Руководство по эксплуатации агрегата газотурбинного энергетического ГТА-6РМ блочно-контейнерного, В67711000-10РЭ
34. Руководство по эксплуатации газотурбинного двигателя ГТД6/РМ, В60060200-С РЭ
35. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
36. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
37. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
38. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
39. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
40. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
41. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
42. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
43. СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту.
44. НП-044-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии
45. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
46. ГОСТ Р 54404-2011 Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия.

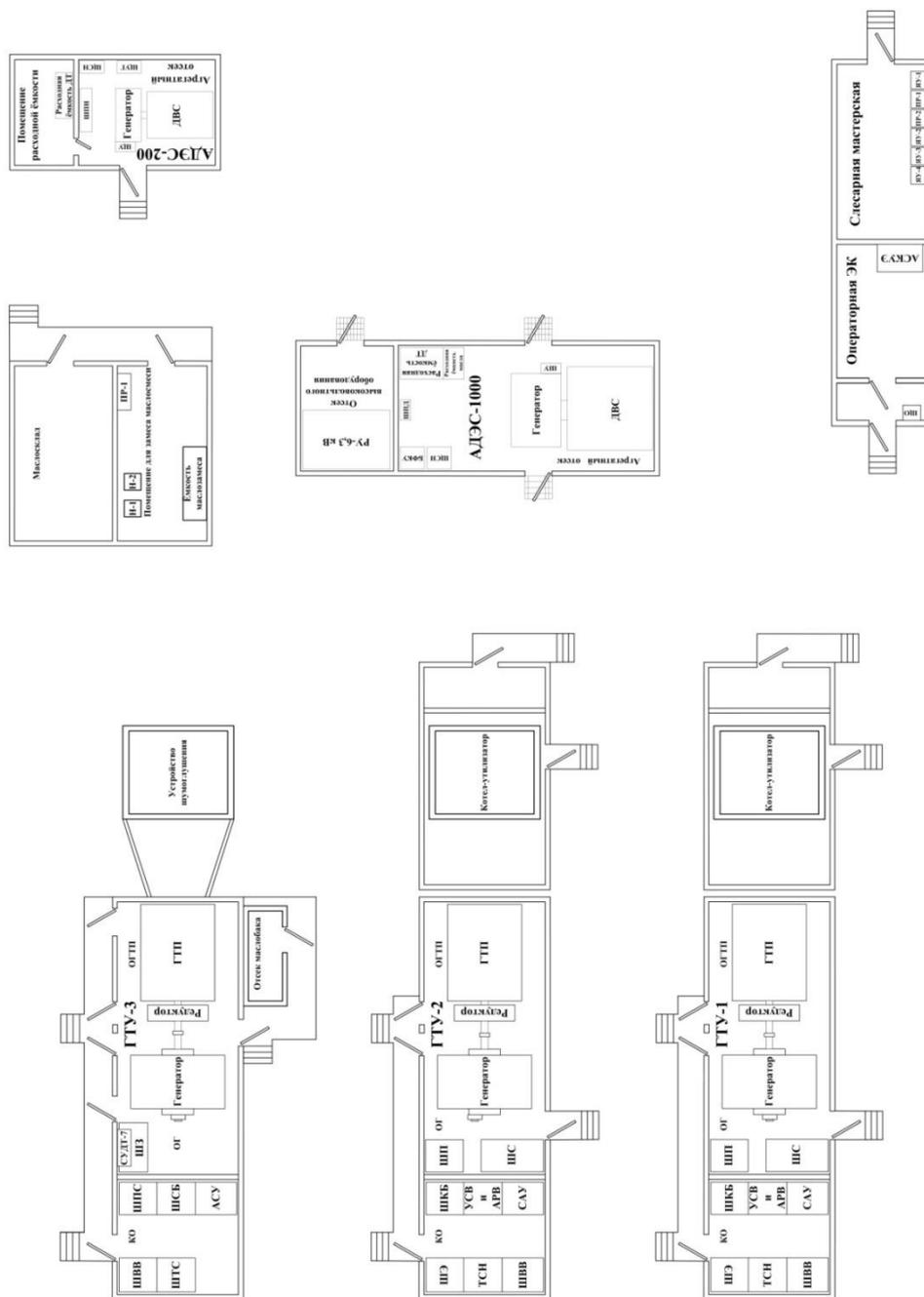
47. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
48. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
49. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
50. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
51. СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности.
52. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
53. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
54. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
55. Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390 "О противопожарном режиме".
56. СНиП 2.01.02-85* Противопожарные нормы.
57. НПБ 110-03 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.
58. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
59. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

Приложение А

(обязательное)

Технологическая схема энергокомплекса № 1

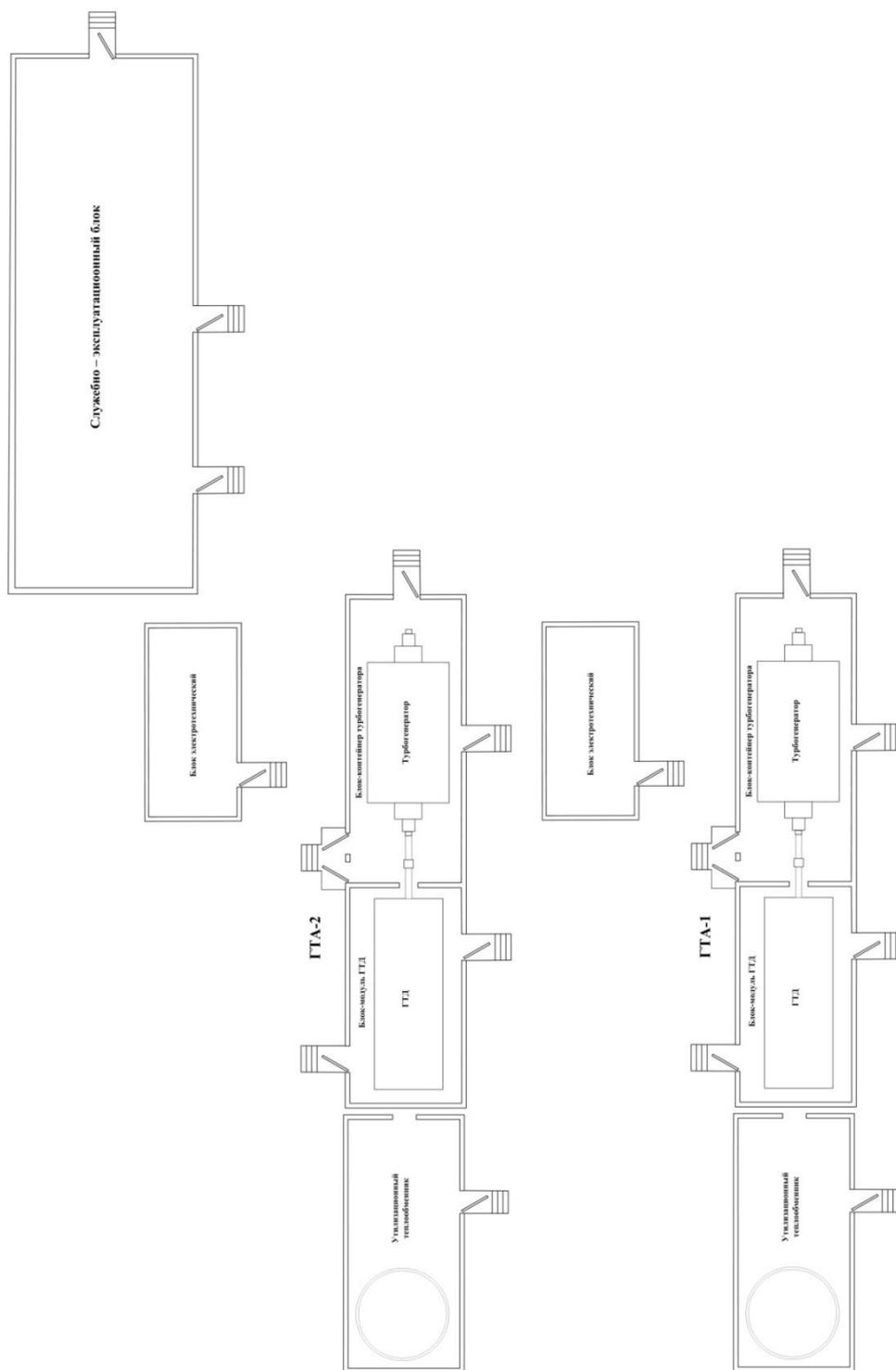
Схема технологического оборудования
Энергокомплекса - №1



Приложение Б
(обязательное)

Технологическая схема энергокомплекса № 2

Схема технологического оборудования
Энергокомплекса - №2



Приложение В

(обязательное)

Программа восстановления электроснабжения

ПРОГРАММА

Восстановления электроснабжения на объектах Останинской группы месторождений ОАО «Томскгазпром», при аварийном отключении электроэнергии.

1. Сменный персонал ЭК-1 (Машинист ГТУ):

- Закрывать ручные задвижки ДУ-50 на вводах газа в аварийно остановленных ГТУ.
- В кабинах оператора аварийно остановленных ГТУ на мониторах шкафов САУ выяснить и зафиксировать причину А.О.
- Запустить аварийную АДЭС-1000 (в случае неудачного запуска АДЭС-1000, работать по регламенту действий дежурного персонала ЦЭС СОНГКМ при аварийном останове ГТУ-1(2,3) с запуском АДЭС-200 и сообщить об этом электромонтеру ГТУ и дежурному электромонтеру сетевого района), работать на Х.Х. до получения от электромонтера ГТУ сообщения о готовности ЗРУ-6кВ, после чего включить ВВ-6кВ АДЭС-1000.
- Оценить по приборам параметры работы АДЭС-1000, убедиться в нормальной работе АДЭС-1000 под нагрузкой и оставить дежурить в АДЭС-1000 электромонтера ГТУ.
- Подготовить к запуску резервную ГТУ-1(2,3), произвести осмотр двигательного и генераторного отсеков.
- Произвести ХП двигателя.
- Во время выбега после проведения ХП двигателя, убедиться в работоспособности вентиляторов обдува сервоприводов.
- Произвести запуск ГТУ-1(2,3).
- Включить возбуждение ГТУ-1(2,3). Отстроить нормальные параметры работы ГТУ-1(2,3).
- По согласованию с электромонтером ГТУ, произвести синхронизацию работающей ГТУ-1(2,3) с АДЭС-1000, и осуществить набор нагрузки.
- Произвести осмотр ГТУ находящейся в работе.

- Подготовить к запуску 2-ю резервную ГТУ, произвести осмотр двигательного и генераторного отсеков.
- Произвести ХП двигателя 2-й резервной ГТУ.
- Произвести запуск 2-й резервной ГТУ.
- Включить возбуждение 2-й работающей ГТУ. Отстроить нормальные параметры работы.
- По согласованию с электромонтером ГТУ произвести синхронизацию 2-й работающей ГТУ с 1-й работающей ГТУ и АДЭС-1000.
- Произвести осмотр ГТУ находящихся в работе.
- После получения сообщения от дежурного электромонтера сетевого района об успешном включении ВВ-35кВяч.№1,2,9,10(КРУ-35кВ), по согласованию с электромонтером ГТУ перевести управление работающих ГТУ в режим дистанция.
- По команде мастера УРиОЭС останавливает АДЭС-1000.
- На местном пульте управления АДЭС-1000 находящейся в работе по согласованию с электромонтером ГТУ, произвести сброс нагрузки до 100кВт и отключить ВВ АДЭС-1000, отработать 3-5 минут (для охлаждения двигателя), произвести останов АДЭС-1000.
- Произвести осмотр остановленной АДЭС-1000.
- Сообщить сменному инженеру ЦЭС.

2. Сменный персонал ЭК-1 (ДЭМ ГТУ):

- По радиосвязи поставить в известность оператора котельной о необходимости подготовки ГТУ 1 (2) к запуску.
- Путем визуального осмотра и проверки положений коммутационных аппаратов, убедиться в правильности схемы ЗРУ-6кВ. Убедиться в том, что ВВ-6кВяч. №9,18,19,20 отключены (если ВВ-6кВяч. №9,18,19,20 не отключены, перевести ключ в режим местного управления и произвести их отключение, после отключения ВВ-6кВяч. №9,18,19,20 перевести ключ в режим дистанционного управления).
- Подготовить к запуску резервные ГТУ-1(2,3), отключить тепловые пушки двигательных и генераторных отсеков, произвести осмотр ШС, ШП, ШКБ, УСВ АРВ, САУ, КРУ, ШЭ (убедиться во включенном положении всех автоматов).
- После подготовки к запуску резервных ГТУ-1(2,3), по согласованию с машинистом ГТУ, принять управление АДЭС-1000 на себя и остаться дежурить в АДЭС-1000 находящейся в работе и под нагрузкой.

- После выхода на параллельную работу работающих ГТУ-1(2,3) и АДЭС-1000, сообщить по радиосвязи дежурному электромонтеру сетевого района о готовности оборудования к запуску трансформаторов Т1 (6300кВА), Т2 (6300кВА), Т3 (2500кВА).
- После получения сообщения от дежурного электромонтера сетевого района о сборке нормальной схемы электроснабжения Останинской группы месторождений, по согласованию с машинистом ГТУ, принять управление работающих ГТУ с пульта АСКУЭ и остаться дежурить в операторной.
- Доложить по радиосвязи диспетчеру ЦПДС СОНГКМ, а в его отсутствие мастеру по ДНГиК, о возможности включения фонда скважин оборудованных УЭЦН. Доложить по радиосвязи диспетчеру ЦПДС СОНГКМ о возобновлении электроснабжения сетевого района ОГМ.

3. Сменный персонал ЭК-2 (Машинист ГТА):

- Перед запуском ГТА-1,2,3,4 - произвести осмотр двигательного и генераторного отсеков, после чего начать готовить к запуску ГТА-1,2.

4. Оперативный персонал ЭК-2 (ДЭМ ГТА):

- В ЗРУ-6кВ ЭК-2 проверить отключенные положения ВВ-6кВ яч.№1,2 (ввод-1, ввод-2 от ЗРУ 6кВ ЭК-1).
- В ЗРУ-6кВ №1 ЭК-2 – убедиться во включенном положении, включить ВВ-6кВ яч.5,6 (ГТА-1, ГТА-2); яч.№13,14 (СВ); яч.15,16 (ТСН-1, ТСН-2).
- По указателям напряжения «Kuvag» убедиться в наличии напряжения на яч.№№ 1,2 и по команде мастера УРиОЭС включить ВВ-6кВ яч.№№ 1,2.
- Произвести осмотр электрической части ГТА-1 и ГТА-2, после чего по команде мастера УРиОЭС поочередно приступить к запуску ГТА-1,2 по мере набора нагрузки, сообщить сменному инженеру ЦЭС.

5. Оперативный персонал (ДЭМ сетевого района СОНГКМ):

- Произвести квитирование аварийных сигналов на ячейках и терминалах защит в ОПУ ПС-6/10/35кВ «Северо-Останинская», убедиться в отключенном состоянии ВВ-35кВ яч.№1,2,9,10(ЗРУ-35кВ).
- После получения разрешения по радиосвязи от электромонтера ГТУ, о включении повышающих трансформаторов Т1(6300кВА), Т2(6300кВА), в

ОПУ ПС-6/10/35кВ«Северо-Останинская», по команде мастера по РиОО произвести дистанционное включение ВВ-6кВяч.№ 9,19,20 (ЗРУ-6кВ) и доложить об успешном включении персоналу энергокомплекса и мастеру по РиОО.

- После получения разрешения по радиосвязи от электромонтера ГТУ о включенииВВ-35кВяч.№1,2,9,10 (КРУ-35кВ),по команде мастера по РиОО, произвести включениеВВ-35кВяч.№1,2,9,10(КРУ-35кВ)и доложить об успешном включении персоналу энергокомплекса и мастеру по РиОО.
- Доложить сменному технологу УПН, диспетчеру ЦПДС о нормальной схеме электроснабжения, дать разрешение на включение насосов внутренней (Н-2/1, Н-2/2), внешней (Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3, Н-1/4) перекачки нефти, включение насосов БКНС (Н-1.1, Н-1.2) и компрессоров УУЛФ (К1, К2).
- Доложить сменному инженеру диспетчерской службы ЦЭС о подаче напряжения в сетевой район ОГМ.

6. Оперативный персонал (ДЭМ сетевого района ОГМ):

- Произвести квитирование аварийных сигналов на ячейках и терминалах защит в ОПУ ПС-35/10кВ «Останинская», отключитьВВ-10кВ яч.№18(КРУ-10кВ). Доложить мастеру по РиОО и сменному инженеру диспетчерской службы ЦЭС.
- По команде мастера по РиОО произвести дистанционное включение ВВ-10кВяч.№ 18 (КРУ-10кВ) и доложить об успешном включении мастеру по РиОО и сменному инженеру диспетчерской службы ЦЭС.

7. Оперативный персонал (ДЭМ сетевого района РНМ):

- Произвести квитирование аварийных сигналов на ячейках и терминалах защит в ОПУ ПС-35/6кВ «Рыбальная», отключить ВВ-6кВ яч.№1 (КРУ-6кВ). Доложить мастеру по РиОО и сменному инженеру диспетчерской службы ЦЭС.
- По команде мастера по РиОО произвести дистанционное включение ВВ-6кВ яч.№1 (КРУ-6кВ) и доложить об успешном включении мастеру по РиОО и сменному инженеру диспетчерской службы ЦЭС.

Приложение Г

(обязательное)

Состав двигателя ГТД-6/РМ

Таблица Г.1 – Состав двигателя ГТД-6/РМ

Входное устройство с приводом трансмиссии	
Разделительный корпус и привода	
Компрессор:	
Тип	осевой
Количество ступеней	11
Механизация компрессора	регулируемый ВНА
Камера сгорания:	
Тип	трубчато-кольцевая
Количество форсунок	12
Количество свечей	2
Турбина компрессора:	
Тип	осевая
Количество ступеней	2
Силовая турбина	
Тип	осевая
Количество ступеней	4
Комплекующие механизмы и датчики, расположенные на двигателе	
Подмоторная рама с опорными узлами, бронезащитой и оборудованием двигателя, расположенным на раме	

Приложение Д
(обязательное)

Технические характеристики двигателя ГТД-6/РМ

Таблица Д.1 – Технические характеристики и основные параметры двигателя и его систем

Условное обозначение ГТД	ГТА-6/РМ
Тип:	Газотурбинный, со свободной (силовой) турбиной
Направление вращения роторов двигателя по ГОСТ 22378-77	Против вращения часовой стрелки
Габаритные размеры двигателя, мм, не более	
Длина	3420
Ширина	2304
Высота	2497,5
Масса двигателя на раме, кг	5620
Частота вращения ротора силовой турбины, об/мин	3000
Эффективный КПД, %	23,6
Расход топливного газа на номинальном режиме, кг/ч	1830
Температура газов за силовой турбиной, °С	460
Расход газов на выходе из двигателя на номинальном режиме, кг/с	47,5
Давление топливного газа на входе в двигатель, кгс/см ²	14...18
Температура топливного газа на входе в двигатель, °С	5...70
Давление масла на входе в двигатель за основным маслонасосом после фильтра, кгс/см ² :	

Продолжение таблицы Д.1	
На режиме холостого хода	не менее 2,0
На остальных режимах	2,0...4,5
Температура масла на входе в двигатель, °С	15...55
Безвозвратные потери масла, кг/час, не более	0,9
Среднеквадратическое значение виброскорости корпуса двигателя, измеренные на переднем и заднем опорных венцах, мм/с:	
Нормальные (граница зон А/Б по ГОСТ Р 52526-2006)	не более 28
Предельные (граница зон Б/В по ГОСТ Р 52526-2006)	35
Время автоматического пуска с выходом на режим холостого хода, с, не более	300
Работоспособность двигателя и комплектующего оборудования обеспечивается при следующих внешних воздействиях:	
Температуры наружного воздуха, °С	от минус 55 до 40
Барометрическом давлении, кПа	84,0...106,7
Относительной влажности воздуха в помещении (контейнере) при температуре плюс 25°С, менее %	98
Применяемое топливо	Природный газ по ГОСТ 5542-87
Марки применяемых масел	МС-8, МС-8П по ГОСТ 38.01163-78
Класс чистоты масел по ГОСТ 17216-2001	не ниже 11

Продолжение таблицы Д.1	
Ресурс двигателя:	
Ресурс до капитального ремонта, ч	30000
Назначенный ресурс, ч	120000

Приложение Б

(обязательное)

Циклограмма запуска

Выполняемые операции, сигналы, состояние сивалов	Проверка готовности к запуску	Запуск ГД
Питание пульты управления	Включено	
Питание СУ	Включено	
Проверка каналов информационного обмена	Выполнено	
Запуск ГД	Выполнено	
Параметры контролируемые при запуске	Установлены	
Готовность к запуску по условиям:		
Частота вращения вала турбокомпрессора	Птк < 100 об/мин.	
Направляющие аппараты компрессора	Открыты	
Процессы пуска, холодильной пружутки, останова	Параметры ($\alpha = -33^\circ$)	
Уровень масла в маслянке	Не выполняются	
Температура масла в маслянке	не ниже нормального	
Клапан отсечной газовой	$10^\circ\text{C} < T < 55^\circ\text{C}$	
Давление газа перед ОГК	Открыт	
Температура воздуха в отсеке ГД	Закрыт	
Сигнал блокировки запуска	В норме	
Готовность ГД к запуску	не менее $+5^\circ\text{C}$	
Регистрация параметров запуска	Отсутствует	
Пуск	НЕ готов	
Запуск ГД	Готов	
Давление масла на входе в ГД	Включена	
Питание преобразователя частоты (ПЧ), 380 В		
Питание на ПЧ (ответный сигнал)	$P_m > 0,2 \text{ кес/см}^2$	
Готовность ПЧ (РНПН Включен)	$P_m \leq 0,2 \text{ кес/см}^2$	
Разблокировка ПЧ	Включено	
Пуск / Стоп ПЧ	Выключено	
ПЧ	Включено	
Задание частоты вращения электродвигателя	Выключено	
Дозатор газа ДГ-009-ВИ-02-1-2-7	Включено	
Агрегат зажигания	Включено	
Клапаны перепуска воздуха из-за 5 и 6 ступеней компрессора	Включено	
Переключение ЗОВ на отбор с VI на XI ступени компрессора	Включено	
Защита по минимальному давлению масла $P_{м.вк} \leq 2,0 \text{ кес/см}^2$	Включено	
Частота вращения ротора ТК	Выключено	
Частота вращения ротора СТ	Птк (об/мин)	0
Время	Пст (об/мин)	0
	c	0
		1500
		4800 / Гч
		Прозж
		3000
		5
		180

Приложение Ж

(обязательное)

Схема системы топливопитания ГТА-6РМ

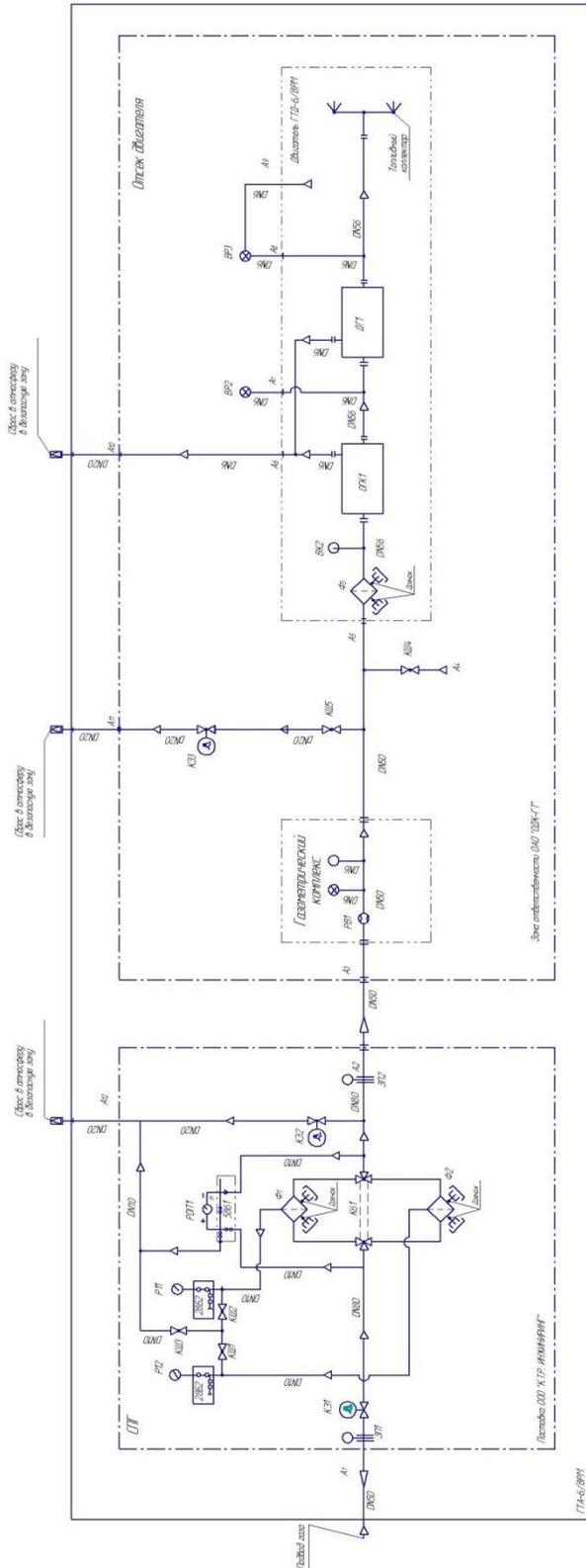


Таблица 2 - Описание элементов

Наименование	Кол-во	Примечание
A1	1	Попуск газа от ПТ
A2	1	Попуск газа от ПТ
A3	1	Попуск газа от двигателя
A4	1	Попуск газа от двигателя
A5	1	Попуск газа от двигателя
A6	1	Попуск газа от двигателя
A7	1	Попуск газа от двигателя
A8	1	Попуск газа от двигателя
A9	1	Попуск газа от двигателя
A10	1	Попуск газа от двигателя
A11	1	Попуск газа от двигателя
A12	1	Попуск газа от двигателя

Таблица 1 - Перечень элементов

Обозначение	Наименование	Кол-во	Примечание
P11	Помповый агрегат	1	Двухконтурный
P12	Помповый агрегат	1	Одноконтурный
F1	Фильтр	1	
F2	Фильтр	1	
K1	Клапан	1	
K2	Клапан	1	
K3	Клапан	1	
K4	Клапан	1	
K5	Клапан	1	
K6	Клапан	1	
K7	Клапан	1	
K8	Клапан	1	
K9	Клапан	1	
K10	Клапан	1	
K11	Клапан	1	
K12	Клапан	1	

Таблица 1 - Перечень элементов (продолжение)

Обозначение	Наименование	Кол-во	Примечание
P11	Помповый агрегат	1	Двухконтурный
P12	Помповый агрегат	1	Одноконтурный
F1	Фильтр	1	
F2	Фильтр	1	
K1	Клапан	1	
K2	Клапан	1	
K3	Клапан	1	
K4	Клапан	1	
K5	Клапан	1	
K6	Клапан	1	
K7	Клапан	1	
K8	Клапан	1	
K9	Клапан	1	
K10	Клапан	1	
K11	Клапан	1	
K12	Клапан	1	

Таблица 1 - Перечень элементов (продолжение)

Обозначение	Наименование	Кол-во	Примечание
P11	Помповый агрегат	1	Двухконтурный
P12	Помповый агрегат	1	Одноконтурный
F1	Фильтр	1	
F2	Фильтр	1	
K1	Клапан	1	
K2	Клапан	1	
K3	Клапан	1	
K4	Клапан	1	
K5	Клапан	1	
K6	Клапан	1	
K7	Клапан	1	
K8	Клапан	1	
K9	Клапан	1	
K10	Клапан	1	
K11	Клапан	1	
K12	Клапан	1	

Приложение К

(обязательное)

Протокол анализа топливного газа

Открытое акционерное общество "Томскгазпром"

Испытательная лаборатория нефти и газа УСПП

Северо-Останинский участок

Протокол анализа топливного газа с ГКС СОНГКМ

1. Дата отбора пробы 20.12.2018
2. Время отбора пробы 6:00
3. Дата анализа: 20.12.2018
4. Отбор проб газа: ОАО "Томскгазпром"
5. Условия и параметры при отборе проб: по ГОСТ 31370
6. Место отбора проб: выход из УПТГ СОНГКМ
7. Пробоотборник, № МКБ-039-300-1-2-2 зав. №И652
8. Место проведения анализа газа: Хим. лаборатория СОНГКМ
9. Методы испытаний: ГОСТ 31369-2008, ГОСТ 31371.7-2008
хроматограф "Кристалл -5000.1", зав. № 951678
10. Средства анализа: 951678
11. Лаборант - химик Иришина И.А.
12. Определение молярной доли метана проводится по разности.
13. Определение азота и кислорода проводится индивидуально.
14. Молярная доля водорода, гелия не превышает 0,001 %

Наименование компонента	Содержание, % мол.	Содержание, % об.	Содержание, % масс.
Метан (СН ₄)	86,88	86,99	73,68
Этан (С ₂ Н ₆)	4,838	4,814	7,690
Пропан (С ₃ Н ₈)	3,498	3,451	8,154
Бутан (С ₄ Н ₁₀)	1,333	1,297	4,097
Пентан (С ₅ Н ₁₂)	0,182	0,172	0,690
Гексаны (С ₆ +)	0,023	0,021	0,114
Углерода диоксид (СО ₂)	0,892	0,890	2,076
Сероводород (Н ₂ С)	0,0090	0,0095	0,0160
Азот (N ₂)	2,345	2,357	3,480
Углеводороды (С ₃ и выше), г/м ³	102,93		
Углеводороды (С ₅ и выше), г/м ³	6,35		
Плотность газа при станд. условиях, кг/м ³	0,7884		

Приложение Л

(обязательное)

Средняя удельная теплоемкость C_{pm} продуктов сгорания при различных коэффициентах избытка воздуха α

