

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным двигателем

УДК 622.691.5:66.078

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Тян Вадим Денхакович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Поздеева Г.П.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты обучения

по Основной образовательной программе подготовки магистров

по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

профиль подготовки **«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»**

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	УК-1; УК-2; УК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы—в области интеллектуальной собственности</i>	УК-1; УК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	УК-1; УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой	УК-2; УПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
Р9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 " Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Организация работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.053" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов "</i> .

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) Шадрина А.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Тян Вадиму Денхаковичу

Тема работы:

«Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным двигателем»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 28.02.2020 г. № 59-72/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Компрессорная станция с газотурбинным двигателем
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение нормативно-технической документации. Анализ неисправностей, возникающих в процессе эксплуатации газоперекачивающего агрегата и пути повышения его эксплуатационной надежности. Анализ диагностических методов и форм технического обслуживания.
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б., доцент, к.э.н.
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент ООД, ШБИП
Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП	Поздеева Г.П., доцент, к.ф.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	06.12.2019
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Тян Вадим Денхакович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(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)
23.01.2020	<i>Сбор литературных данных и проведение анализа литературы и нормативно-технической документации</i>	10
01.02.2020	<i>Анализ неисправностей</i>	10
13.02.2020	<i>Анализ форм технического обслуживания оборудования</i>	15
28.02.2020	<i>Надежность и ее составляющие</i>	10
02.03.2020	<i>Проведение расчетов и анализ полученных результатов</i>	10
10.03.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
13.04.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
16.04.2020	<i>Выполнение раздела на иностранном языке</i>	10
24.04.2020	<i>Заключение</i>	5
13.05.2020	<i>Презентация</i>	10
	ИТОГО:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Тян Вадиму Денхаковичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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>Расчет сметы на проведения работ по замене нагнетателя 370-18-1 для газоперекачивающего агрегата с газотурбинным приводом.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Тян Вадим Денхакович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Тян Вадиму Денхаковичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Тема ВКР:

Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным двигателем.	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом данного исследования является газоперекачивающее оборудование компрессорной станции магистрального газопровода с газотурбинным приводом, предназначенное для сжатия газа.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 16.12.2019) 2. ГОСТ 12.2.049-80. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов; 2.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов;	Вредные производственные факторы: – превышение шума – превышение уровней вибрации – отклонение показателей микроклимата – недостаточная освещенность рабочей зоны – повышенная запыленность и загазованность рабочей зона Опасные производственные факторы: – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования – электрический ток – оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> – Атмосфера: выбросы природного газа, сжигание отходов производства, выхлопные газы ГТУ, выбросы пыли и токсичных газов. – Гидросфера: загрязнение сточными водами и мусором – Литосфера: загрязнение почвы производственными отходами
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – Для ГПА характерны следующие ЧС: разрыв газопровода и утечка газа на территории КС или узла подключения; – пожар на территории КС; – пожар на технологических установках; – пожар в отсеке двигателя; – пожар в отсеке нагнетателя. – Наиболее типичная ЧС: пожар на объекте.

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
2БМ81	Тян Вадим Денхакович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 114 страниц, 19 рисунков, 13 таблиц, 34 источника, 1 приложение

Ключевые слова: компрессорная станция, газотурбинная установка, осевой компрессор, камера сгорания, турбина, неисправность, отказ, дефект, диагностика, техническое обслуживание.

Объектом исследования является газоперекачивающее оборудование компрессорной станции магистрального газопровода с газотурбинным приводом.

Цель работы: разработка мероприятий по снижению эксплуатационных затрат на оборудовании компрессорной станции с газотурбинным газоперекачивающим агрегатом.

Научная новизна заключается в использовании формы технического обслуживания по фактическому состоянию с помощью методологии RCM и программного комплекса TRIM.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным</i>		
Разраб.	Тян В. Д.						
Руковод.	Рудаченко А. В.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						
<i>Реферат</i>					Лит.	Лист	Листов
						11	104
					<i>НИ ТПУ гр. 2БМ81</i>		

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной выпускной квалификационной работе были применены следующие термины и определения:

Компрессорная станция – комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

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

Газотурбинная установка – конструктивно-объединенная совокупность газотурбинного двигателя, газоздушного тракта, системы управления и вспомогательных систем.

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

Компрессор – компонент газотурбинного двигателя, повышающий давление в рабочем теле.

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

Неисправность – состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

					<i>Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тян В. Д.			<i>Определения, обозначения и сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А. В.					12	104
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ81</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						

В настоящей выпускной квалификационной работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

КС – компрессорная станция;

ГТУ – газотурбинная установка;

ГТД – газотурбинный двигатель;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ОК – осевой компрессор;

МГ – магистральный газопровод;

ТО – техническое обслуживание;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и средства автоматики;

					<i>Определения, обозначения и сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	16
1 ИССЛЕДОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ НАДЕЖНОСТИ ГПА.....	18
1.1 Последовательный структурный анализ сложных технических систем.....	18
1.2 Классификация отказов оборудования.....	20
1.3 Связь характера отказов с периодами функционирования оборудования	23
1.4 Анализ причин возникновения неисправностей ГПА	25
2 СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ	32
2.1 Цель и задачи технического обслуживания и ремонта	33
2.2 Основные формы технического обслуживания оборудования.....	33
2.3 Переход к эксплуатации по фактическому состоянию	36
2.3.1 Оптимизация программы обслуживания оборудования на основе методологии RCM.....	42
2.3.2 Непрерывное совершенствование RCM	47
2.3.3.4 TRIM – инструмент для проведения оптимизации	49
3. КРИТЕРИИ И ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ВОССТАНАВЛИВАЕМЫХ ОБЪЕКТОВ	52
3.1 Единичные показатели надежности восстанавливаемых объектов... ..	52
3.2 Комплексные показатели надежности восстанавливаемых объектов	54
3.3. Исследование надежности восстанавливаемых объектов посредством приведения их к эквивалентным невозстанавливаемым	57
4. АНАЛИЗ МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГПА	59

					<i>Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тян В. Д.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А. В.					14	104
Консульт.					<i>НИ ТПУ гр. 2БМ81</i>			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

ВВЕДЕНИЕ

В силу особенностей географического расположения газовых месторождений в России и ее потребителей, трубопроводный транспорт занимает первое место среди всех других способов доставки газа. На сегодняшний день, надежная и бесперебойная поставка природного газа невозможна без эффективной эксплуатации ГПА, поскольку только через ГП можно обеспечить равномерную и бесперебойную подачу газа в значительных объемах при минимальных экономических затратах.

Наиболее распространённым приводом для ГПА, является газотурбинный, так как обладает многими преимуществами на ряду с другими типами приводов: высокая надежность и доступность, широкий диапазон мощностей, производство экологически чистой энергии, низкие выбросы оксидов углерода и оксидов азота, гибкость топлива, выхлопные газы могут быть повторно использованы для других процессов, плотная модульная конструкция, высокая удельная мощность, низкая стоимость генерируемой мощности. Эти преимущества перед другими технологиями привели к всплеску новых установок за последние пару десятилетий.

ГТД работают в термодинамическом цикле Брайтона, где воздух сжимается осевым или центробежным компрессором, и добавляется топливо, которое затем сжигается в камере сгорания. Турбина извлекает работу из расширяющихся газов, приводящих в движение компрессор. Основными компонентами ГТУ являются: компрессор, камера сгорания и турбина [1].

В газотурбинных технологиях достигнут большой прогресс. Повышение эффективности обусловлено более высокой степенью сжатия и повышенной температурой на входе турбины. Поэтому разработка эффективных методов контроля технологических параметров энергетической установки в период

					<i>Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тян В. Д.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А. В.</i>					16	104
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ81</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

функционирования, выявление дефектов и неисправностей на ранней стадии их возникновения является весьма актуальной проблемой.

Актуальность темы. В связи с непрерывным ростом стоимости энергоресурсов в стране, увеличением себестоимости транспорта газа, невозобновляемостью природных ресурсов важнейшими направлениями работ в области трубопроводного транспорта газа следует считать разработки, направленные на повышение надежности и снижение эксплуатационных затрат, связанные с ликвидацией возможных отказов на оборудовании КС с ГГПА.

Объект исследования. Газоперекачивающее оборудование компрессорной станции магистрального газопровода с газотурбинным приводом.

Цель работы. Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных затрат на оборудовании компрессорной станции с газотурбинным газоперекачивающим агрегатом.

Для достижения данной цели необходимо выполнить задачи:

- 1) Анализ возможных причин снижения эксплуатационных затрат за счет выявления дефектов
- 2) Предложение перехода ТОиР оборудования КС с ГТД с планово-предупредительной формы к обслуживанию по фактическому состоянию.
- 3) Анализ показателей надежности восстанавливаемых объектов

1 ИССЛЕДОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ НАДЕЖНОСТИ ГПА

1.1 Последовательный структурный анализ сложных технических систем

Для качественного исследования технического состояния сложные системы должны быть разделены на подсистемы (комплексы, агрегаты) и элементы (узлы и детали). В составе подсистем могут рассматриваться конструктивно и функционально завершённые составные части системы, взаимодействие которых обеспечивает достижение поставленной цели при выполнении запланированной задачи. В качестве элементов включаются в рассмотрение составные части, являющиеся результатом некоторого деления структуры или конструкции системы без соблюдения принципов конструктивной и функциональной завершенности частей. Каждый элемент системы связан с другими элементами определенным образом, а идентичные элементы могут иметь различные характеристики в различных системах. Поэтому, прежде всего, необходимо выявить взаимосвязи и определить топографию системы, то есть провести ее структурный анализ. Полученная таким образом информация представляется в виде различных электрических, кинематических и др. схем, чертежей, технических описаний, карт логических переходов и т.д..

Компрессорную установку можно определить, как сложную жесткую техническую систему, в которой нельзя разграничить действие переменных различной физической природы, поскольку они обладают свойством эмергентности, то есть они не сводятся к сумме составляющих частей, а представляют собой некое единое целое, обладающее качествами, ни одной из составляющих ее частей не присущими.

					<i>Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тян В. Д.</i>			<i>Исследование критериев надежности ГПА</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А. В.</i>					18	104
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ81</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Все, что не входит в техническую систему, является по отношению к ней внешней средой. Система может испытывать воздействия этой среды, и сама воздействовать на нее. Первые можно определить, как входные воздействия, вторые – как выходные. Входные воздействия, в свою очередь разделяют на регулируемые, случайные динамические воздействия и «шум» системы. Совокупность выходных параметров можно охарактеризовать, как вектор технического состояния. В свою очередь вектор технического состояния посредством датчиков воспринимается измерительными комплексами и подвергается исследованию введенными методами анализа, образуя, в свою очередь, вектор отклика системы, градиент изменения которого указывает на трансформацию действительного технического состояния [2]. Принципиальная схема взаимосвязей сложной технической системы приведена на рисунке 1.1.

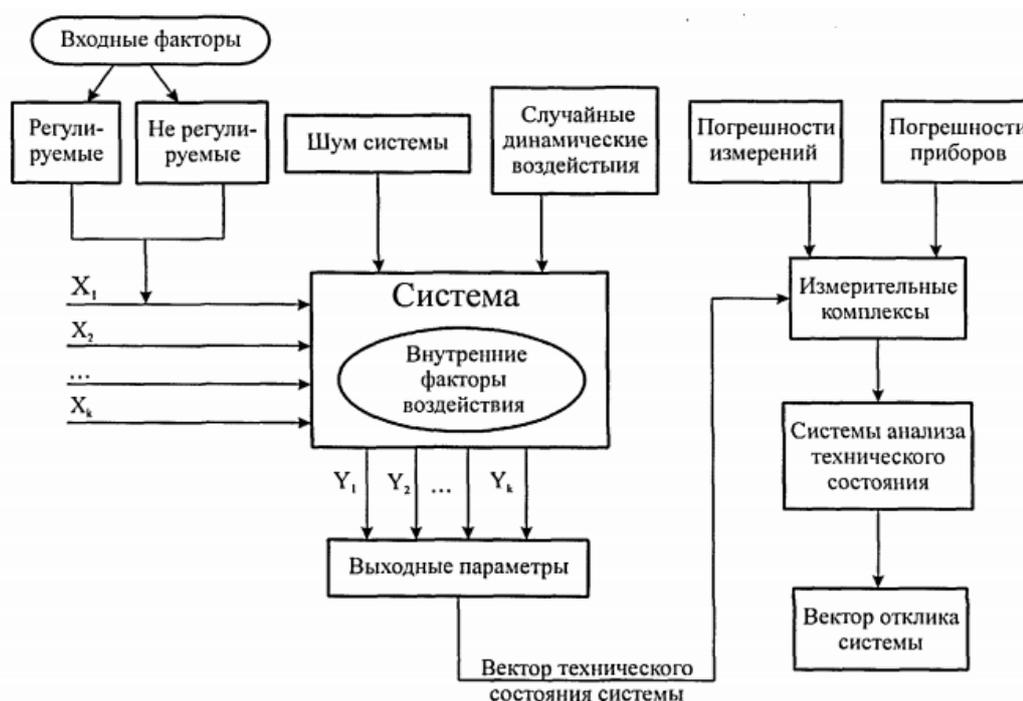


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема взаимосвязей элементов сложной технической системы

Понятия элемента и системы трансформируются в зависимости от поставленной задачи. Агрегат, при установлении его собственной надежности рассматривается как система, состоящая из отдельных элементов-механизмов,

узлов и т.д. Устройство, входящее в агрегат, (например, привод газотурбинный) может рассматриваться, в данном случае, как элемент системы.

1.2 Классификация отказов оборудования

Все отказы можно разбить на следующие группы: по времени наступления – внезапный отказ и постепенный отказ, по взаимосвязи с другими отказами – зависимый и независимый, а также конструктивный, производственный и эксплуатационный [3].

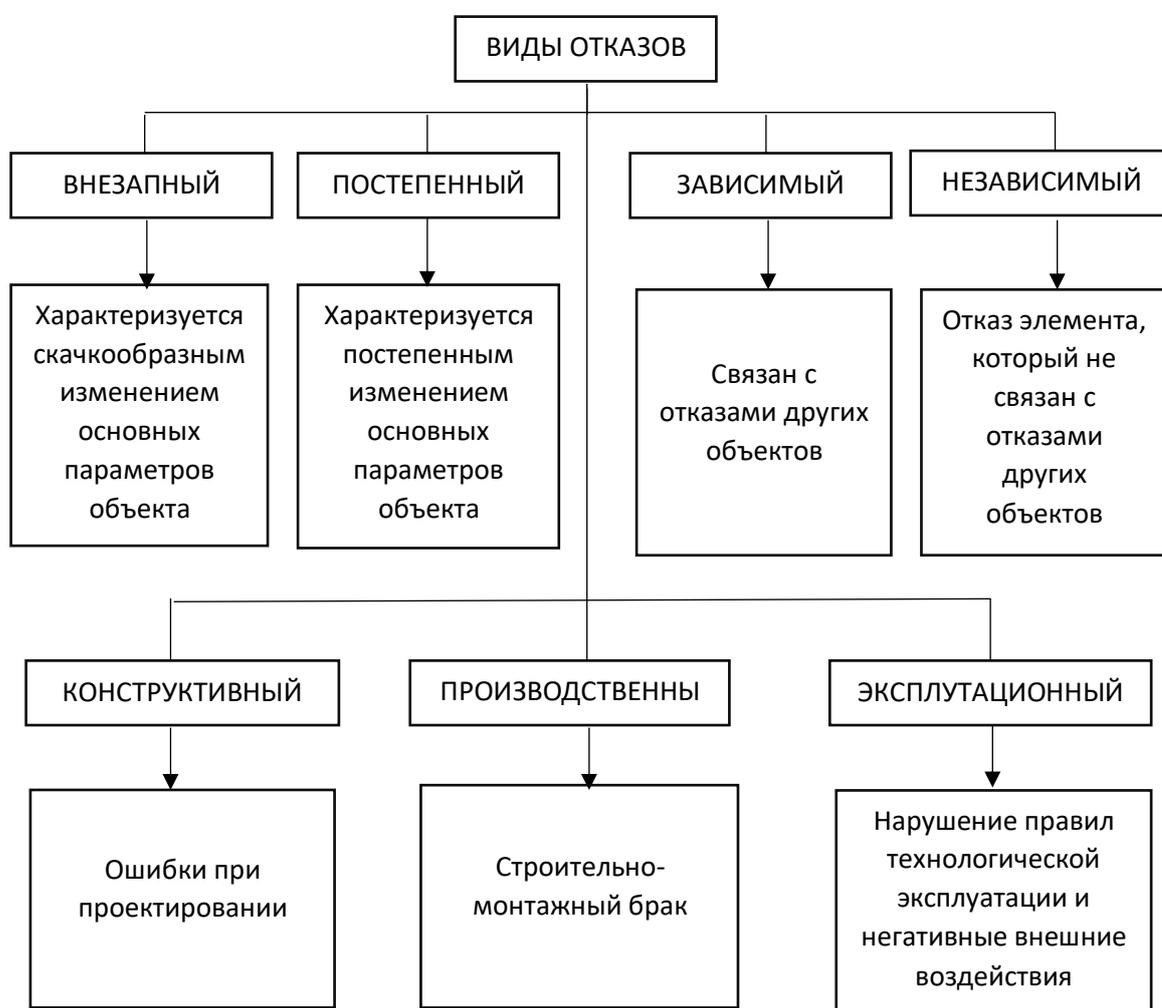


Рисунок – 1.2 структурная схема видов отказов и их определения.

Исходя из своей физической природы, отказы могут характеризоваться как:

- связанные с разрушением деталей и их поверхностей –поломки, различные виды повреждений и износа, коррозия, старение;
- не связанные с разрушениями – недостаточная вязкость масла, облитерация каналов подачи топлива и смазки, нарушение регулировки узлов, ослабление резьбовых соединений, дисбаланс. Исходя из этого, отказы устраняют установкой новых деталей, регулированием или очисткой.

По мере дальнейшего эксплуатирования изделий отказы разделяют на:

- полные, которые исключают возможность работы изделия до их ликвидации;
- частичные, при наличии которых изделие можно использовать на пониженной скорости или с неполной мощностью.

По характеру происхождения отказы определяются как: быстроразвивающиеся (аварийные) и постепенные (износ, старение, загрязнения и т.д).

Отказы, в зависимости от вызвавших их причин, можно подразделить на группы:

Производственные – отказы, которые вызваны случайным разбросом или ограниченностью сроков службы комплектующих элементов, случайными неблагоприятными сочетаниями разбросов параметров отдельных элементов в пределах установленных допусков, случайными неблагоприятными сочетаниями режимов работы или условиями эксплуатации и т.д. Отказы данной группы характерны тем, что они вызываются зачастую не повторяющимися для разных экземпляров системы причинами. Выявление отказов второй группы на одном элементе данной системы не дает оснований делать заключение о ненадежности остальных;

Эксплуатационные – отказы, которые возникают в результате износа подвижных рабочих органов под воздействием сил трения или по причине длительного влияния знакопеременных (силовых и температурных) и пульсирующих нагрузок, коррозии.

Независимо к какой группе принадлежат отказы, все они классифицируются по принципу:

- первичные отказы;
- вторичные отказы;
- ошибочные команды.

Первичный отказ элемента определяют, как нерабочее состояние этого элемента, причиной которого является сам он сам. Необходимо выполнить некоторый объем работ для возвращения элемента в рабочее состояние. Первичные отказы возникают при входных воздействиях, значения которых находятся в пределах, лежащих в расчетном диапазоне, а причины отказов объясняются естественным старением элементов.

Вторичный отказ – такой же, как первичный, исключая то, что сам элемент не является причиной отказа. Вторичные отказы объясняются воздействием предыдущих или текущих избыточных напряжений на элементы. Амплитуда, частота, продолжительность действия этих напряжений могут выходить за пределы допусков или иметь обратную полярность и вызываются различными источниками энергии: механической, термической, химической, электрической и т.п.

Эти напряжения вызываются соседними элементами или окружающей средой, а также воздействием со стороны других технических систем.

Ошибочные команды представляются как элемент, который находится в нерабочем состоянии из-за неправильного сигнала управления или помех, при этом, как правило, данный элемент не нуждается в ремонте для возвращения в рабочее состояние [4].

Для оценки надежности системы и достоверности определения ее действительного технического состояния следует рассмотреть такое важное понятие как дефект – повреждение (нарушение целостности, сплошности, или нарушение правильности регулировки узлов и агрегатов) не приведшее к потере работоспособности оборудования. Обычно любому отказу

предшествуют развивающиеся дефекты и неисправности. Поиск дефекта заключается в указании с определенной степенью точности его местоположения в объекте (и) или прогнозирование его развития на установленном отрезке времени эксплуатации агрегата. Сложность этого поиска в том, что каждый элемент, который участвует в рабочем процессе, испытывает воздействие со стороны соседних элементов. Степень этого воздействия обусловлена структурой системы и процесс поиска дефектов неизбежно должен проследивать эту взаимосвязь. Анализ причин возникновения отказов в период эксплуатации, а также классификация отказов по группам, являются важнейшими этапами исследования надежности технических систем и их своевременной диагностики.

1.3 Связь характера отказов с периодами функционирования оборудования

В целях правильной классификации типа отказов и оценки возможности их возникновения следует различать три периода функционирования оборудования [5]:

- период приработки – как правило проходит при работе агрегата на холостом ходу с постепенным увеличением нагрузки для предотвращения повреждений в начальный период работы. В этот период наблюдается повышенная интенсивность отказов, с его окончанием связывают срок гарантийного обслуживания;
- период нормальной эксплуатации – в данный период снижается и стабилизируется интенсивность отказов. Время появления отказа не связывают с предыдущей наработкой изделия;
- период интенсивного износа элементов системы – в этот период наблюдается увеличение общего количества отказов.

Опыт эксплуатации показывает, что изменение интенсивности отказов функционально связанных элементов по времени для большинства узлов и агрегатов носит характер кривой [3] изображенной на рисунке 1.3.

					<i>Исследование критериев надежности ГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

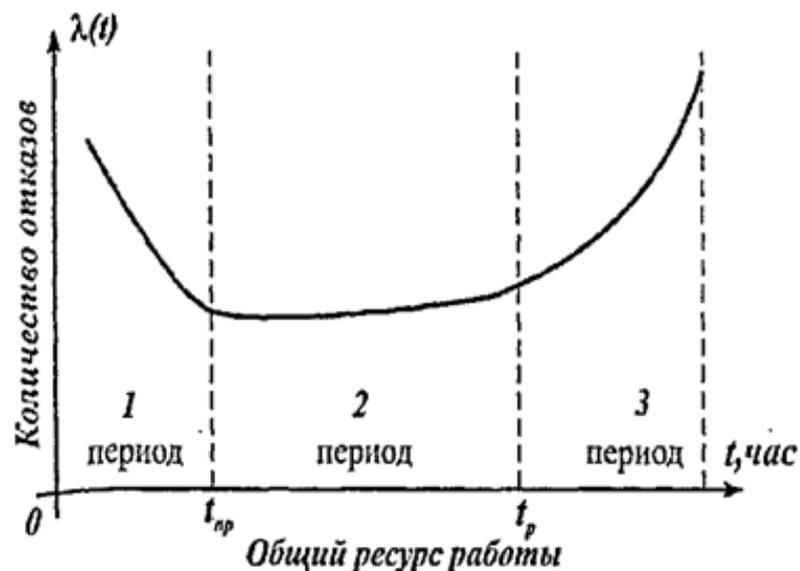


Рисунок 1.3 – Зависимость интенсивности отказов от времени эксплуатации

Для обнаружения и устранения дефектов в первом периоде осуществляют приемосдаточные испытания. Ресурс элемента назначают от окончания первого периода до окончания третьего. Считается, что замена изношенных деталей новыми, целесообразна только во втором периоде, так как профилактическая замена узлов и элементов в третьем периоде снижает общий уровень надежности изделия. В этой связи ставится задача соотнесения видов отказов с периодами работы оборудования, которые, в зависимости от типа машины, могут считаться довольно стабильными. Вследствие этого возникает необходимость оценить количественную сторону появления той или иной группы отказов в установленный период функционирования системы.

Каждый период эксплуатации характеризуется определенными проявлениями видов отказов первой, второй и третьей групп. В начале периода приработки системы преобладают отказы первой группы, а с течением времени, по мере накопления информации об отказах и проведении мероприятий по их устранению в конце этого периода они практически

достигают своего минимума. В период нормальной эксплуатации преобладают отказы второй и третьей групп, а в начале третьего периода снова появляются отказы первой группы, обусловленные износом элементов и системы в целом. Во временном промежутке этого периода удельный вес отказов первой и третьей групп увеличивается [5].

Помимо воздействий со стороны функционально связанных элементов, некоторые системы ГПА подвергаются воздействию внешних факторов и управляющих команд. Влияние внешних воздействий обычно может проявляться, например, для турбоагрегата, в разбросе плотности и состава компонентов топливного или перекачиваемого газа, давлений на входе в камеры сгорания (турбокомпрессоры), геометрических параметров конструкции (действие разноразмерности в пределах установленных допусков), гидравлических характеристик маслосистем, магистралей и газовых трактов и т.д.

Степень влияния отказов элементов на работоспособность всей системы в целом выражают с помощью структурной схемы надежности. Статистика отказов является до настоящего времени основным источником информации для суждения о надежности изделия. Это сигнал обратной связи, дающий представление (с большим запозданием) о том, насколько конструкция, технология, условия эксплуатации и технология проведения ремонтных операций обеспечивают желаемые показатели надежности [6].

1.4 Анализ причин возникновения неисправностей ГПА

Лопатки осевого компрессора выходят из строя по следующим причинам:

- динамические напряжения из-за усилий со стороны потока циклового воздуха и центробежных сил (от массы), действующих на всех режимах работы ГТД;
- низкая конструктивная надежность лопаточного аппарата;
- плохое состояние поверхности, нарушение посадки лопаток;

					<i>Исследование критериев надежности ГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

- нарушение технологии изготовления.

Разрушение лопаток приводит к нарушению устойчивой работы ОК и всего агрегата в целом. Очень редко, но случаются разрушения пазов лопаток с их выбросом в проточную часть, что приводит к крупнейшим поломкам.

Обычно разрушение лопаток начинается с образования усталостных трещин, возникающие в основном на выходных кромках и реже на входных. Признаками разрушения металлических деталей компрессора при оценке технического состояния лопаточного аппарата являются вкрапления, риски, задиры, обломы. Отклонения от технологии изготовления приводят к нарушению частотных характеристик лопаток ротора, статора, а, следовательно, к расширению диапазона резонансных режимов лопаток, что может служить причиной образования трещин. К образованию трещин также может приводить срыв потока с появлением на концах лопаток вихрей, из-за которых возникают колебания лопаток, причем формы колебаний могут быть изгибно-крутильными или пластинчатыми в зависимости от частот резонансных колебаний. В связи с этим при оценке состояния лопаток в качестве диагностического параметра рассматривается не только максимальное напряжение, но и амплитуда напряжений.

Основные причины, влияющие на разброс напряжения в пределах проточной части ОК, носят конструктивно-производственный и эксплуатационный характер.

К конструктивно-производственным относятся случайные отклонения в геометрии профиля, в технологии изготовления, регулирования, к эксплуатационным – неравномерность воздушного потока при отклонениях рабочих режимов, различная наработка отдельных лопаток, а, следовательно, и их разный износ. Очень часто разрушения лопаток происходят вследствие эрозионного износа, причем чем он больше, тем больше концентрация пыли. На износ также влияет взаимное расположение направляющих и рабочих лопаток ротора и статора и характер механических примесей. Причем больше

всего этому виду износа подвержены входная и выходная кромка, верхняя часть рабочих лопаток и лопатки направляющего аппарата.

Разрушение лопаток ОК связано с высоким уровнем динамических нагрузок, вызванных потоками циклового воздуха и неустойчивостью работы ОК.

При постоянной частоте вращения и неустойчивой работе наблюдается уменьшение расхода циклового воздуха и увеличение степени повышения давления. Причинами возникновения неустойчивости работы компрессора являются следующие эксплуатационные факторы:

- повышение сопротивления всасывающего тракта вследствие загрязнения фильтров;
- эрозионный износ лопаток, трещины и обрыв направляющих и рабочих лопаток, что ухудшает КПД компрессора неудовлетворительное состояние проточной части из-за загрязнения лопаточного аппарата, т. е. увеличение сопротивления.

Потеря устойчивости, помпаж проявляются в повышении температуры перед турбиной, уменьшении частоты вращения, повышении расхода топливного газа, а также в повышении уровня вибрации ротора турбокомпрессора и всего агрегата.

Неисправности дисков турбин возникают из-за неправильной их сборки, низкого качества поковок и механической обработки, коррозии поверхности, плохого контроля диска после его изготовления и из-за перегрева во время работы.

Состояние диска и лопаток турбины связано с воздействием высоких температур, вызывающих прогары и коробление в корпусе турбин, трещины в дисках ротора турбины, трещины и обрыв рабочих и сопловых лопаток, что связано с изменением политропического коэффициента полезного действия турбины и площади соплового аппарата. К основным неисправностям относятся также рост утечек в газоздушном тракте высокого давления вследствие разрушения лабиринтных уплотнений, а также загрязнения

					<i>Исследование критериев надежности ГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

газовоздушного тракта и изменения его геометрии, что связано с изменением гидравлического сопротивления [7].

Основные неисправности камеры сгорания, встречающиеся в эксплуатации:

- трещины и прогар жаровых труб термического происхождения вследствие нагарообразования на стенах труб и рабочих форсунок, что связано с неполным сгоранием топлива, характеризующимся, и вызывает значительную неравномерность температурного поля перед турбиной высокого давления;
- загрязнение фильтров и закоксованность горелок, сказывающееся на уменьшении расхода топливного газа и изменении температуры рабочего тела после камеры сгорания.

Разрушения в камере сгорания могут явиться причиной вторичных разрушений лопаток и дисков турбины.

Подшипники опор ротора могут выйти из строя, если использовался материал с дефектами, нарушались технологии изготовления и монтажа детали и узлов опор, условие работы подшипника, происходил срыв масляного клина или наблюдалась хотя бы кратковременная неподача масла в опору, все указанные причины приводят к усталостным режимам.

Одними из основных причин выхода из строя подшипников опор являются изменение зазоров и посадок и неподача масла. Зазор изменяется вследствие температурных перепадов при пуске двигателя в условиях низких температур, проворачивания колец на валу или корпусе из-за нарушений технологии сборки. Передние и задние подшипники, как правило, разрушаются при работе турбины длительное время в условиях недостаточной подачи масла. Разрушение средней опоры приводит к смещению ротора в осевом направлении, выбору зазора между деталями ротора и корпуса, в результате чего происходит интенсивное изнашивание деталей ротора и корпуса и возникает резкое торможение ротора из-за задевания его лопаток за лопатки направляющего аппарата с последующим помпажем и заклиниванием

					<i>Исследование критериев надежности ГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

ротора. Ротор ГТУ может подвергаться повреждениям при работе на критических режимах вследствие возникновения высокого уровня вибрации при резонансах. Это может привести к появлению трещин на силовых стойках элементов корпуса, одностороннему износу опор, разрушению сепараторов подшипников, деформации вала, заклиниванию ротора и др.

Ухудшение состояния регенератора связано с повышением сопротивления тракта низкого давления, а также с ростом утечек рабочего тела через неплотности теплообменных поверхностей.

Работоспособность нагнетателя определяется устойчивостью работы, надежностью уплотнения «масло-газ», упорного подшипника, состоянием проточной части. Аэродинамические нагрузки, возникающие при неустойчивой работе, передаются на элементы рабочего колеса и опорные подшипники, вызывая их разрушение, что обуславливает увеличение момента сопротивления, рост уровня вибрации ротора силовой турбины. Разрушение подшипников характеризуется ростом температуры смазки подшипника.

Неисправности в системах КИП и А, смазки, регулирование, охлаждение, подача топливного газа также являются причинами аварийных ситуаций и отказа оборудования.

Основной дефект ротора ТВД – повышенное торцевое биение, приводящее к неуравновешенности ротора, а, следовательно, к повышенной вибрации. Этот дефект возникает главным образом на роторах, имевших его раньше и отремонтированных на заводе. Таким образом, вторичное появление торцевого биения объясняется неудовлетворительной технологией восстановительных работ. Первоначальное торцевое биение возникает в результате действия переменных сил при задевании лопаток [7].

В процессе длительной эксплуатации происходит постепенное ухудшение физических и механических свойств материала, нарушение соединений отдельных узлов и деталей, рост статических, динамических, термических напряжений в элементах агрегатов. Возникают процессы старения, износа, коробления, растрескивания материалов. Отдельные узлы и

					<i>Исследование критериев надежности ГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

детали приходят в неисправное состояние. Хотя в целом агрегат продолжает сохранять работоспособность, такое состояние определяется как постепенный отказ. Возникновение постепенных отказов связано с длительностью работы агрегатов и проявляется в ухудшении технических показателей этих агрегатов.

Отрицательные последствия постепенных отказов заключаются в снижении мощностей и КПД ГПА, увеличении затрат на восстановление его работоспособности, создании предпосылок для появления аварийных ситуаций. Для ГПА наибольшую опасность представляют внезапные отказы, в результате которых разрушается механическая часть агрегата и теряется его работоспособность. Возникает необходимость аварийной остановки ГПА для уменьшения последствий разрушений и для безопасности персонала КС.

К наиболее напряженным элементам агрегатов относятся: ОК, турбина, нагнетатель и камера сгорания. Их детали работают в условиях действия высоких статических, динамических и тепловых нагрузок и определяют надежность механической части агрегатов в целом. Надежность ОК определяется главным образом надежностью лопаточного аппарата. Основную нагрузку на лопаточный аппарат ОК создают динамические усилия со стороны потока циклового воздуха и центробежные силы от собственного веса, которые действуют постоянно при всех режимах работы ГПА.

Надежность турбины определяется работоспособностью диска ТВД и аппарата лопаток, которые подвержены действию различных нагрузок. Наиболее неблагоприятным по температуре режимом для диска ТВД является пусковой. В момент пуска возникают повышенные термические напряжения, которые в сочетании с напряжениями от центробежных сил могут значительно ухудшить состояние узла посадки диска на вал и привести к перегрузке штифтов.

Наиболее опасный режим для лопаток турбины – аварийная остановка агрегата, когда отключается камера сгорания и резко снижается температура потока. При этом вследствие значительной неравномерности температурного

поля возникают высокие напряжения растяжения, складывающиеся с напряжением от центробежных сил.

Надежность нагнетателя определяется работоспособностью колеса, уплотнения «масло-газ» и упорного подшипника. Колеса нагнетателей при работе нагружены центробежными силами собственного веса и силами аэродинамического характера, влияние которых зависит от объемной производительности. При малых расходах и высоких степенях сжатия возможна неустойчивая работа нагнетателя, при которой на колесо со стороны потока газа действуют значительные переменные усилия. Происходит резкое колебание давления и расхода газа. Неустойчивая работа нагнетателя, т. е. помпажный режим, может возникнуть из-за увеличения сопротивления на входе или выходе из нагнетателя и т. д.

Работоспособность торцевого уплотнения зависит от перепада давления и сжатия пружины, частоты и температуры масла, вибрации ротора.

Работоспособность камеры сгорания оказывает существенное влияние на надежность ГПА, так как повреждение ее элементов приводит к вынужденным остановкам, а неудовлетворительная организация горения снижает долговечность лопаток турбины. Основные элементы камеры сгорания (жаровая труба, экран, смеситель, фронтное устройство и пламеперекидной патрубков) работают при высоких температурах и подвержены влиянию пульсаций потока продуктов сгорания.

К важному фактору, определяющему работоспособность ГПА, относится уровень вибрации опорных систем ОК и турбины. Вибрация подшипников нагнетателя не является показательной характеристикой действующих усилий, поскольку корпус имеет несоизмеримо более высокую жесткость и массу по сравнению с ротором, и поэтому изменение вибрационного состояния ротора практически не меняет уровень вибрации его подшипников [8].

2 СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ

Система технического обслуживания и ремонта (ТОиР) оборудования контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) и телемеханики (ТМ) линейной части магистрального трубопровода (ЛЧМТ) состоит из совокупности взаимосвязанных средств, документации и мероприятий, которые обеспечивают надежную и безопасную эксплуатацию оборудования КИПиА и ТМ, поддерживают и восстанавливают его работоспособность и снижают эксплуатационные затраты.

Система ТОиР предназначена для поддержания уровня надежной и безопасной эксплуатации объектов КИПиА и ТМ ЛЧМТ, установленного межгосударственными и национальными стандартами.

Система ТОиР включает:

- плановое ТО с непрерывным круглосуточным контролем (оперативное обслуживание);
- плановое ТО с периодическим контролем;
- текущий ремонт (ТР плановый и неплановый);
- плановый капитальный ремонт (КР);
- поверку (калибровку) средства измерений (СИ).

ТОиР КИПиА и ТМ проводят в соответствии с НТД, инструкциями по эксплуатации (ИЭ) и руководством по эксплуатации (РЭ) [9].

ТО и контроль технического состояния оборудования (КТСО) КИПиА и ТМ проводятся непосредственно в местах их нахождения. ТР и КР КИПиА и ТМ в зависимости от сложности необходимых работ выполняется на местах их нахождения, а также в условиях ремонтных баз или ремонтных организаций.

					<i>Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным</i> <i>Система технического обслуживания и ремонта оборудования</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Тян В. Д.						
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А. В.					32	104
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ81</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						

2.1 Цель и задачи технического обслуживания и ремонта

ТОиР проводят с целью поддержания оборудования в работоспособном и исправном состоянии на протяжении всего срока эксплуатации, обеспечивая при этом бесперебойную работу объектов МТ.

Основными задачами ТОиР являются:

- КТСО, обнаружение и устранение дефектов и неисправностей в начальной стадии их возникновения (нахождение предельного состояния оборудования, дальнейшая эксплуатация которого становится невозможной без проведения восстановительного ремонта или замены);
- проверка соответствия оборудования требованиям технической документации;
- предупреждение и ликвидация последствий воздействия на оборудование неблагоприятных климатических, производственных и других условий;
- сбор и обобщение информации о техническом состоянии оборудования и его надежности при эксплуатации;
- разработка мероприятий по совершенствованию форм и методов ТОиР [9].

2.2 Основные формы технического обслуживания оборудования

На сегодняшний день известны четыре основных формы технического обслуживания (ТО) оборудования. Каждый из подходов имеет свои достоинства и недостатки.

1. *Обслуживание до отказа;*

					<i>Система технического обслуживания и ремонта оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

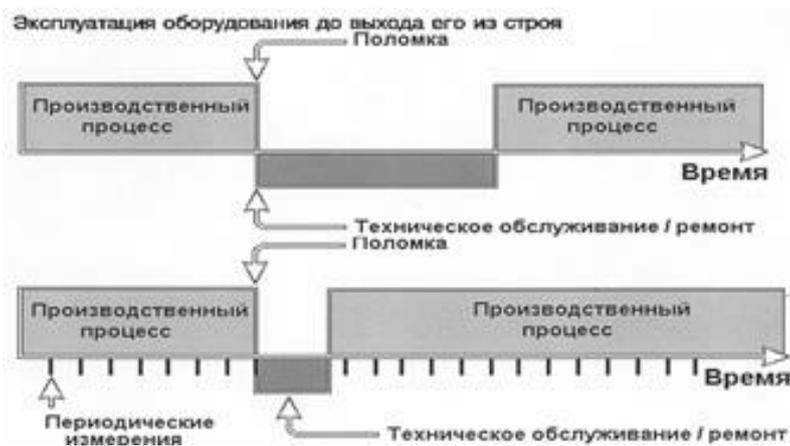


Рисунок 2.1 – Обслуживание до отказа

Достоинства:

- не предъявляются высокие требования к обслуживающему персоналу;
- межремонтный интервал оборудования может быть выше по сравнению с планово-предупредительным ремонтом (ППР).

Недостатки:

- невозможность планирования сроков ремонтов;
- велика вероятность возникновения обширных разрушений и длительного ремонта;
- необходимость большого количества материально-производственных частей.

2. Система планово-предупредительных ремонтов (ППР);



Рисунок 2.2 – Система планово-предупредительных ремонтов

Достоинства:

- может быть использовано для периодически работающего оборудования.

Недостатки:

- может произойти раньше или позже фактически необходимого;
- может быть причиной ухудшения работы (дефекты изготовления и монтажа).

3. *Техническое обслуживание по фактическому состоянию (ТО по ФС);*

Достоинства:

- увеличение производительности за счет исключения аварийных ситуаций и необоснованных простоев оборудования;
- планирование ремонтных работ позволяет существенно экономить средства и время;
- постоянный мониторинг.

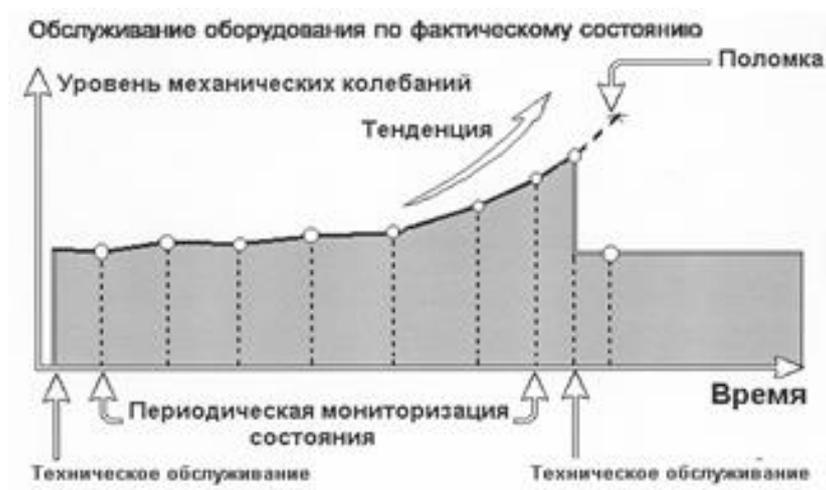


Рисунок 2.3 – ТО по фактическому состоянию

Трудности:

- высокая квалификация персонала (как эксплуатационного, так и вибродиагностов);
- согласованное взаимодействие различных служб (эксплуатация, ремонтников, группа вибродиагностов).

4. Проактивное (предотвращающее).

Достоинства:

- все достоинства обслуживания ТО по фактическому состоянию;
- устранения причин, а не следствий;
- максимальная эффективность.

Трудности:

- еще более высокая квалификация персонала по сравнению с ТО по фактическому состоянию.

2.3 Переход к эксплуатации по фактическому состоянию

Традиционная система технического обслуживания и ремонта газотурбинной техники, основанная на выполнении заданного объема работ по техническому обслуживанию и ремонту через фиксированные интервалы наработки или календарного времени, применяют более 30 лет. За это время произошли принципиальные изменения в конструкции ГПА и условиях их эксплуатации, в результате чего система перестала в полной мере удовлетворять возросшим требованиям по обеспечению безопасности, технико-экономической эффективности эксплуатации газоперекачивающих агрегатов. Назрела необходимость в качественной перестройке системы на основе внедрения прогрессивных методов технического обслуживания и ремонта [11].

Теоретические исследования и опыт эксплуатации ГПА в нашей стране и в зарубежных компаниях показывает, что наиболее эффективной и перспективной является система технического обслуживания и ремонта

					<i>Система технического обслуживания и ремонта оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

газоперекачивающей техники по состоянию, основанная на широком применении методов технического обслуживания и ремонта по состоянию в сочетании с использованием в ограниченных пределах методов технического обслуживания и ремонта по наработке. Некоторая условность названия системы оправдана его целенаправленностью.

Система технического обслуживания и ремонта по состоянию является, так же, как и традиционная, планово-предупредительной. Принцип предупреждения отказов реализуется: при проектировании и изготовлении – путем создания конструкции повышенной живучести и обеспечения высокого уровня эксплуатационной технологичности; при эксплуатации – путем назначения упреждающих допусков на контролируемые параметры технического состояния.

Упреждающий допуск – это совокупность значений параметров, заключенных между предельным и предотказным уровнями параметра допуска.

Принцип обеспечения соответствия процесса технической эксплуатации процессу изменения технического состояния объекта реализуется наиболее полно при применении системы технического обслуживания и ремонта ГПА по состоянию. При этой системе заданное управление процессом технической эксплуатации осуществляется по наблюдаемым техническим состояниям объектов.

Особенности системы технического обслуживания и ремонта по состоянию по сравнению с традиционной системой приводят к изменению составляющих ее элементов: газотурбинных агрегатов, средств технического обслуживания и ремонта, инженерно-технического состава, программы технического обслуживания и ремонта объектов. Применительно к ГПА относится реализация принципов повышенной живучести, повышении эксплуатационной технологичности и прежде всего контролепригодности. Средства технического обслуживания и ремонта должны быть дополнены необходимыми средствами технического диагностирования. В

					<i>Система технического обслуживания и ремонта оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

эксплуатационных и ремонтных предприятиях расширяются и создаются лаборатории технической диагностики. Предъявляются более высокие требования к инженерно-техническому составу, в который должны входить квалифицированные специалисты по техническому диагностированию. Наиболее существенное изменение претерпевает программа технического обслуживания за счет существенного расширения объемов применения методов технического обслуживания и ремонта объектов по состоянию [12].

Система технического обслуживания и ремонта по состоянию является гибкой и динамичной. Методы и режимы технического обслуживания и ремонта, применяемые к одному и тому же типу объектов, могут быть изменены в зависимости от роста средней наработки объектов, проведения конструктивных доработок, создания новых методов и средств технического диагностирования и т.п. Применяемые методы могут отличаться в различных эксплуатационных предприятиях в зависимости от технической оснащенности последних, объема производства и квалификации инженерно-технического состава.

Эффективность системы технического обслуживания и ремонта в соответствии с ее местом в газотранспортной системе определяется по влиянию на эффективность процесса технической эксплуатации газоперекачивающих агрегатов. В связи с этим особую актуальность приобретают вопросы методического обеспечения решения задач анализа эффективности процесса технической эксплуатации газотурбинных агрегатов, в том числе: организации информационного обеспечения; расчета показателей эффективности процесса технической эксплуатации; анализа влияния организационных и технических факторов по совершенствованию системы технического обслуживания и ремонта на эффективность процесса технической эксплуатации; определение рациональной последовательности внедрения мероприятий по повышению эффективности системы технического обслуживания и ремонта газоперекачивающих агрегатов.

Решение указанных задач осуществляется отдельно для каждого типа газоперекачивающего агрегата в масштабе эксплуатационного предприятия и

					<i>Система технического обслуживания и ремонта оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

основывается на использовании статистической информации, содержащейся в учетно-отчетной документации эксплуатирующего предприятия. Анализ эффективности процесса технической эксплуатации на различных организационных уровнях производится в соответствии со структурой процесса технической эксплуатации, учитывающей особенности условий эксплуатации газоперекачивающих агрегатов.

Анализ вынужденных и аварийных остановок, снижение экономичности, эффективности газотурбинных газоперекачивающих агрегатов на КС и возрастающий объем эксплуатационных затрат, связанных со специальными, нетиповыми ремонтами при этом, снижают технико-экономические показатели транспорта газа.

Опыт эксплуатации свидетельствует, что на отмеченные обстоятельства оказывают значительное влияние дефекты оборудования, зарождающиеся на ранней стадии. Обнаружение таких дефектов в настоящее время в условиях эксплуатации затруднительно.

Анализ объема показателей по контролю за состоянием и работой агрегатов с помощью штатных КИП и А для современных агрегатов показывает их недостаточное оснащение средствами контроля для глубокого диагностического состояния агрегатов в условиях эксплуатации.

Хорошо разработанное оборудование, сконструированное, изготовленное, превосходно выдержавшее испытание по сдаче его в эксплуатацию и эксплуатируемое согласно действующим регламентам и инструкциям, не должно выйти из строя во время эксплуатации. Тем не менее, опыт эксплуатации показывает, что поломки оборудования, его выхода из строя нельзя избежать.

При контроле над режимом работы и состоянием агрегата часто невозможно установить надвигающийся отказ на ранней стадии, связанный с зарождением неисправностей. Приборы контроля для технического обследования состояния и режимов работы в ряде случаев могут установить лишь, что произошел отказ.

Управление качеством – это совокупность способов воздействия на объект, при которых обеспечивается его нахождение в требуемом состоянии. При этом контролируется заранее установленный комплексный показатель эксплуатационной эффективности объекта, что позволяет делать процесс управления целенаправленным.

Эффективность системы ТОиР определяется уровнем функциональных показателей эксплуатационной пригодности согласно технических условий на данное оборудование, достижимым на производстве.

В процессе эксплуатации техническое состояние оборудования непрерывно изменяется. Опыт эксплуатации показывает, что при одной и той же наработке оборудование может иметь различное техническое состояние, определяющее его неисправность и неработоспособность. Неисправное состояние характеризуется несоответствием любого параметра (признака) требованиям нормативно-технической документации. Неработоспособное состояние означает несоответствие требованиям, установленным нормативно-технической документации только тех параметров оборудования, которые обеспечивают выполнение заданной функции.

Таким образом, замена деталей, узлов оборудования после отработки ресурса при наличии высоких требований к их безотказности приводит к значительному недоиспользованию индивидуальных ресурсов оборудования. С этой целью необходимо выявить потребность отдельного оборудования в техническом обслуживании и ремонте, что можно сделать с помощью диагностирования.

Для организации работ по техническому обслуживанию оборудования необходимо прежде всего разработать стратегию, представляющую собой систему правил управления техническим состоянием оборудования в процессе технического обслуживания, ремонта. При этом следует различать стратегию по наработке и по состоянию. При техническом обслуживании оборудования по наработке перечень и периодичность выполнения операций определяется

					<i>Система технического обслуживания и ремонта оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

значением наработки оборудования с начала эксплуатации или после капитального (среднего) ремонта. Во время ремонта оборудования по наработке на объем разборки и дефектации его составных частей назначается единым для всего парка однотипного оборудования в зависимости от наработки. При техническом обслуживании по состоянию перечень и периодичность выполнения операций определяется фактическим техническим состоянием оборудования в момент начала технического обслуживания. Во время ремонта оборудования по техническому состоянию перечень операций, включая разборку, чистку, определяется по результатам диагностирования оборудования в момент начала ремонта, а также по данным о надежности его.

В качестве характерного признака стратегии технического обслуживания и ремонта оборудования целесообразно принять соответствующую информацию о техническом состоянии по различным показателям, включающим функциональные показатели, показатели, характеризующие эксплуатационную пригодность. На базе анализа полученной информации уточняется периодичность и объем регламентируемых работ при ремонте оборудования. Эту информацию можно квалифицировать по различным признакам: по времени получения и использования – на априорную, т.е., прогнозную основанную на опыте эксплуатации оборудования до настоящего периода и апостериорную, т.е. действительную, основанную на опыте эксплуатации рассматриваемого периода [13].

В зависимости от источника получения информации различают информацию о совокупности однотипного оборудования и об отдельном единичном оборудовании. Исходные общие положения в дальнейшем развиваются для формирования и совершенствования комплексных методических и организационных структур технического обслуживания и ремонта энерготехнологического оборудования, ГГПА газонефтяной промышленности.

Для реализации стратегии управления эксплуатацией по фактическому состоянию необходимо:

- выполнить количественный анализ показателей надежности ГПА;

					<i>Система технического обслуживания и ремонта оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

- оценить тяжесть последствий отказов и способы их устранения;
- разработать методику контроля рабочего процесса ГПА в целях перехода к эксплуатации по фактическому состоянию;
- разработать рекомендации по внедрению созданной методики в практику эксплуатации ГПА.

2.3.1 Оптимизация программы обслуживания оборудования на основе методологии RCM

Оптимизация программы планово-предупредительного обслуживания оборудования и обеспечение надежной его работы является актуальной проблемой для предприятий нефтегазового сегмента [11].

На первый взгляд существует простое решение — планово-предупредительное обслуживание (ППР), направленное на предупреждение отказов. Существуют регламенты, разработанные производителями оборудования, исполнение которых должно вести нас к цели. Однако на этом пути мы сталкиваемся с препятствиями.

Во-первых, это бюджетные ограничения, которые диктуют нам пределы реализации ППР. Тотальный ППР стоит очень дорого, а затраты на его проведение включаются в себестоимость продукции. Во-вторых, показатели надежности, которые мы фиксируем постфактум, возбуждают сомнения, что затраты на ППР дали эффект. А если эффект и достигнут, то возникает вопрос, насколько оправданы затраты на его достижение.

Таким образом, в рыночных условиях обеспечение надежности неразрывно связано с контролем и оптимизацией связанных с ней затрат [14]. Неоправданно дорогостоящая надежность также неприемлема, как и потери из-за недостаточной надежности.

Поиск путей решения данной проблемы привел к методологии RCM (Reliability Centered Maintenance – Техническое обслуживание, ориентированное на надежность). Задача состоит в применении RCM на давно работающем предприятии, на котором полностью определен состав и

					<i>Система технического обслуживания и ремонта оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

технические характеристики оборудования и где уже существуют устоявшиеся программы обслуживания. RCM позволит проанализировать и пересмотреть программы ТО с целью повышения надежности [15].

RCM представляет собой процесс выработки и принятия решений, направленных на выявление подходящих и эффективных требований к системе и операциям предупредительного ТО, отвечающих последствиям выявляемых отказов в части их влияния на безопасность, техническую эффективность и экономичность эксплуатации изделия и вызывающих указанные отказы механизмов его деградации. Конечным результатом применения RCM является определение необходимости тех или иных действий по предупредительному ТО, изменений конструкции изделия или иных действий по повышению его эффективности.

RCM повышает эффективность ТО и предусматривает механизм управления им с высокими уровнями контроля и квалификации. К числу потенциальных выгод применения RCM относятся:

- 1) возможность повышения надежности системы за счет применения более инициализированных операций ТО;
- 2) возможность снижения общих затрат на ТО посредством более эффективного их планирования;
- 3) выпуск полностью документированной аудиторской отчетности;
- 4) возможность внедрения в будущем с относительно малыми усилиями процесса анализа и ревизии политики управления отказами;
- 5) персонал, руководящий системой ТО, получают инструмент управления, обеспечивающий должный контроль и управление ею;
- 6) персонал обслуживающих организаций лучше понимает стоящие перед ним цели, задачи и причины, по которым он обязан выполнять те или иные требуемые работы по ТО [16].

Методология RCM основана на нескольких принципах:

1. Ранжирование оборудования. Критерии для ранжирования — влияние на безопасность, роль в технологическом процессе, затраты на

					<i>Система технического обслуживания и ремонта оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

устранение отказов и ликвидацию последствий аварий. Таким образом, выделяется критичное оборудование.

2. Ранжирование отказов критичного оборудования. Инструмент ранжирования — анализ видов, последствий и критичности отказов.

3. Выбор эффективной работы по предупреждению каждого отказа. При этом работа является эффективной, если она соответствует механизму отказа, ее выполнение приводит к снижению вероятности отказа, а затраты на нее оправданы последствиями, к которым может привести отказ.

В числе таких работ выделяют:

а) периодические воздействия:

- работы по состоянию,
- плановая замена элементов оборудования,
- плановое восстановление характеристик оборудования,
- проверки на скрытый отказ;

б) неперiodические воздействия:

- изменения конструкции оборудования,
- изменения правил обслуживания и ремонта,
- улучшение условий эксплуатации,
- повышение квалификации персонала,
- работы по устранению отказа.

4. Формирование программы работ как совокупности работ по предупреждению каждого отказа.

Наглядно классическая методология RCM иллюстрируется диаграммой принятия решений (рис. 2.4).

					<i>Система технического обслуживания и ремонта оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

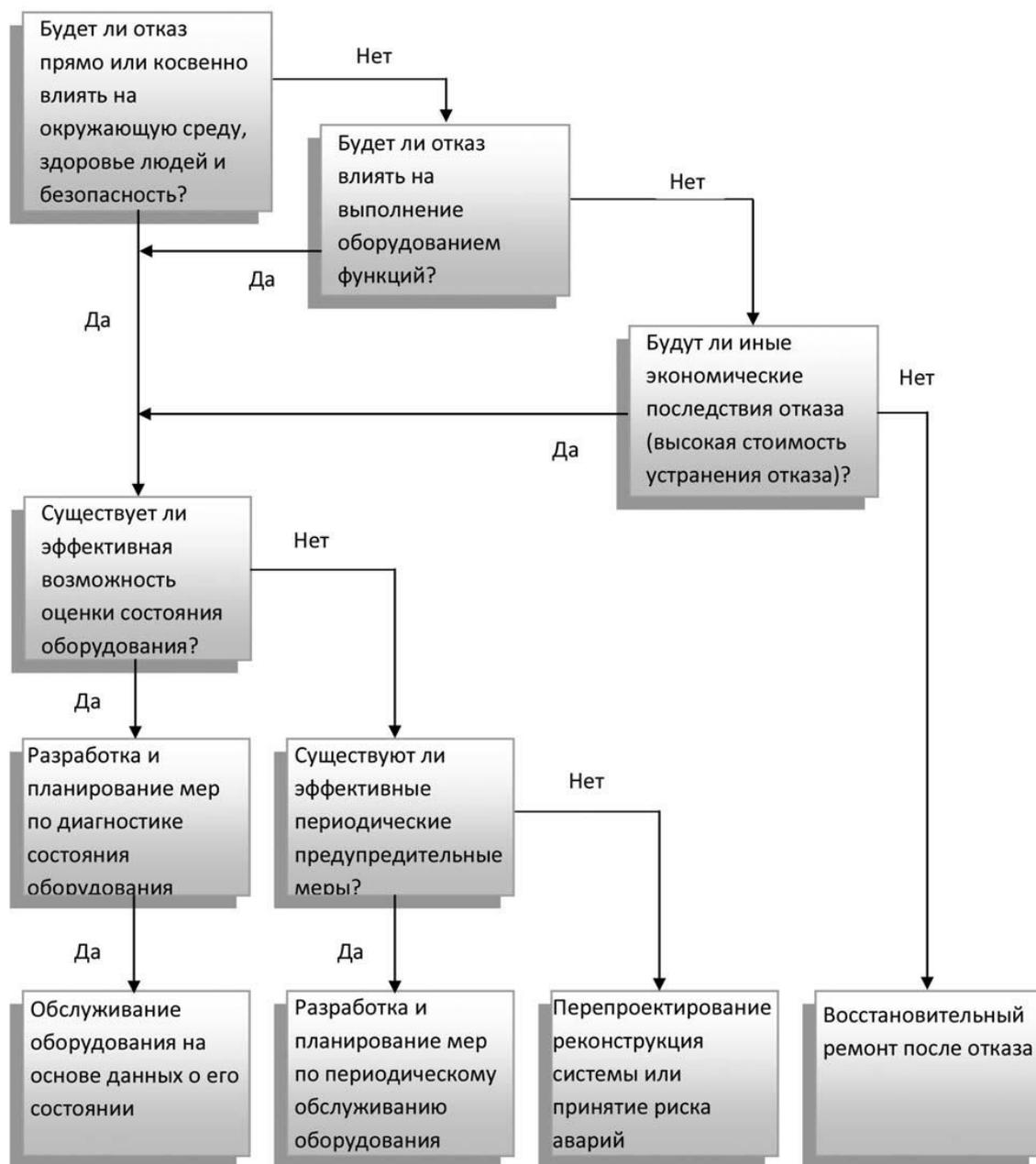


Рисунок 2.4 – Упрощенная диаграмма принятия решений согласно RCM

Цель проведения оптимизации программы обслуживания:

- повышения надежности оборудования,
- установление оптимального состава работ по ТО изделия;
- выявление возможных конструктивных доработок изделия;
- выявление ненужных, неэффективных работ по ТО;
- снижения трудозатрат на содержание оборудования.

Оптимизация программы предупредительного обслуживания проводится поэтапно:

1) сформировать полную базу данных по эксплуатируемому оборудованию с паспортными характеристиками, данными наработки, техническими параметрами, находящимися под контролем, каталогами запчастей, ремонтной и эксплуатационной документацией;

2) сформировать список плановых предупредительных работ, проводимых на оборудовании, с указанием исполнителей, периодичности, требуемых запчастей, поставщиков запчастей, трудоемкости, затрат на их выполнение;

3) сбор статистики по зарегистрированным дефектам (отказам) и работам по их устранению, включая затраты и время на выполнение этих работ;

4) по принципу Парето выделить часть оборудования, на котором будет проводиться оптимизация программы обслуживания;

5) удалить из программы дублирующие работы, направленные на предупреждение одного и того же дефекта, а также работы, проведение которых не влияет на предупреждение каких-либо дефектов (отказов), даже если эти работы рекомендует поставщик оборудования; дополнить программу предупредительными работами, соответствующими вновь зарегистрированным дефектам;

6) выявить работы, которые оказались неэффективными (не приводили к снижению вероятности отказа), по ним выполнили углубленный анализ корневых причин дефектов (отказов) и на этой основе провели разовые изменения: заменили работу на эффективную, изменили характеристики работы.

					<i>Система технического обслуживания и ремонта оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

2.3.2 Непрерывное совершенствование RCM

RCM-анализ достигает поставленных целей только при условии дальнейшего совершенствования построенных на его основе систем ТО. Поэтому настоящий стандарт содержит также указания по непрерывному совершенствованию указанных систем. Четыре главных этапа цикла создания и развития систем ТО иллюстрирует схема на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – Цикл непрерывного совершенствования надежно-ориентированной системы ТО

Установленные первоначально условия и режимы эксплуатации и допущения, принятые при RCM-анализе, не являются догмой и могут корректироваться на протяжении сроков службы изделий. Они должны регулярно пересматриваться с учетом изменений конфигурации изделий или предъявленных к ним эксплуатационных требований. Изменения условий и режимов эксплуатации могут повлечь за собой внесение изменений в состав или периодичность выполнения задач ТО.

Первоначально составленное расписание ТО изделия должно периодически пересматриваться с учетом информации, полученной в ходе внедрения и реализации системы ТО, построенной на основе RCM-анализа, и требований по ее доработкам.

Любые модификации системы, отдельные изменения состава ремонтных работ или конфигурации обслуживаемых изделий должны становиться предметом RCM-анализа. Такой анализ может не завершаться изменениями системы ТО, но любые изменения функциональных элементов изделия должны отражаться в документах, устанавливающих условия и режимы эксплуатации и содержащих анализ возможных его отказов. Вместе с тем значительные доработки изделия или изменения условий и режимов его эксплуатации могут потребовать создания принципиально новой системы ТО [10].

Сбор информации в процессе эксплуатации и ее использование

Первоначальная программа ТО развивается по мере ее пересмотра эксплуатирующими организациями на основе опыта проведения ТО и получения данных об отказах изделий, наблюдаемых в эксплуатации. Для проведения доработок системы ТО на протяжении сроков службы изделий эксплуатирующие организации должны быть способны собирать следующие данные:

- даты возникновения отказов и наработки (время эксплуатации) изделий до каждого отказа;
- причины каждого отказа;
- продолжительности всех видов ТО;
- эффективность проверок;
- ведения об утилизации;
- все виды эксплуатационных расходов.

Мониторинг технического состояния отдельных составных частей также дает информацию о скорости их старения и износа и позволяет установить требования к поддержке эксплуатации изделий. Опыт эксплуатации изделий может быть использован впоследствии для совершенствования программы ТО на основе изучения фактической эффективности включенных в нее задач, правильности выбора периодичности их выполнения и сопоставления стоимости выполнения каждой задачи с оцененными значениями возможного ущерба от предотвращенных с ее помощью отказов.

Данные, собираемые системой управления ТО, существующей в организации, или непосредственно обслуживающим персоналом, обеспечивают обратные связи, необходимые для повышения эффективности системы ТО, разработанной на основе RCM-анализа. Эта информация должна содержать данные, подтверждающие правильность выбора периодичности отдельных задач, и детальные сведения о техническом состоянии изделий, полученные в процессе его мониторинга, планово-предупредительных ремонтов и замен, поиска и обнаружения скрытых отказов. Важно, чтобы структура и содержание системы управления ТО были выбраны надлежащим образом и обеспечивали сбор необходимых данных для RCM-анализа будущих изделий [10].

2.3.3.4 TRIM – инструмент для проведения оптимизации

Описанный выше алгоритм было бы невозможно реализовать без достоверных и полных данных по оборудованию, выполняемым работам, возникающим дефектам. Критически важной в данном случае является надежная информационная связь «единица оборудования — работа — дефект». Обеспечить эту связь при децентрализованном сборе данных и централизованном анализе и при условии большого количества оборудования возможно только в информационной системе.

В связи с этим на предприятии необходимо внедрение информационной системы управления техническим обслуживанием и

					<i>Система технического обслуживания и ремонта оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

ремонтами оборудования (ИСУ ТОиР). Эта система была создана на основе специализированного программного обеспечения TRIM разработки НПП «СпецТек».

Помимо возможности реализовать указанный выше алгоритм оптимизации программы работ, с внедрением ИСУ ТОиР получаем ряд других полезных возможностей:

- единая кодировка оборудования в базе данных;
- автоматизированное ведение паспортов и формуляров с выводом на печать;
- автоматизированное объемно-календарное планирование работ;
- удаленный контроль статуса выполнения работ через индикацию в электронном плане-графике;
- единые нормативы на выполнение работ;
- единые шаблоны работ на обслуживание однотипного оборудования и отчетов об их выполнении;
- доступность ремонтной и эксплуатационной документации в электронном виде непосредственно в местах ее использования;
- электронные журналы работ, дефектов, технических параметров;
- определение в один клик времени простоя единицы оборудования;
- выявление в один клик неустранимых дефектов;
- быстрое определение 20 % оборудования, дающего 80 % дефектов (анализ Парето);
- быстрое определение 20 % оборудования, дающего 80 % затрат на ТОиР;
- хранение 100 % истории работ на оборудовании;

Данные о дефектах, используемые при оптимизации программы работ, должны быть унифицированными, иметь одинаковую структуру. Порядок действий всех специалистов, задействованных в регистрации дефектов, должен быть организованным и систематизированным для возможности

					<i>Система технического обслуживания и ремонта оборудования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

получения достоверных результатов анализа. Такая систематическая процедура реализована в ИСУ ТОиР.

Для надежной и однозначной привязки дефекта к оборудованию используется уникальный идентификатор единицы оборудования. Удобство и наглядность выбора оборудования, к которому привязывается дефект, обеспечивается использованием мыши в древовидной структуре оборудования.

Для классификации обнаруженного дефекта используются унифицированные справочники видов и причин дефектов, выбор варианта классификации из выпадающего списка. Все поля реквизитов регистрируемого дефекта единообразны и заранее определены:

- код оборудования (берется автоматически из базы данных);
- дата обнаружения дефекта (выбирается из календаря);
- категория дефекта (выбирается из справочника);
- метод обнаружения (выбирается из справочника);
- текстовое описание дефекта (вводится вручную в специальное поле);
- вид дефекта (выбирается из справочника);
- группа дефектов (выбирается из справочника);
- последствия дефекта (выбирается из справочника).

Зарегистрированный дефект получает уникальный идентификатор, благодаря чему становится возможной систематизация и поиск дефектов по коду оборудования или отказавшего узла, виду дефекта. После регистрации дефекта соответствующий специалист производит проверку и анализ информации о дефекте и планирует мероприятия и сроки его устранения [17].

3. КРИТЕРИИ И ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ВОССТАНАВЛИВАЕМЫХ ОБЪЕКТОВ

3.1 Единичные показатели надежности восстанавливаемых объектов

Модели, в которых объект может находиться в следующих четырех состояниях: работа под нагрузкой, простой в резерве, планово-предупредительный ремонт и вынужденный простой (аварийный ремонт) [18]. Комплексные показатели характеризуют несколько свойств, составляющих надежность объекта.

Система трубопроводного транспорта нефти и газа (СТТНГ) является по своей сути восстанавливаемым объектом, т. к. есть возможность ее ремонта.

В качестве типичных свойств надежности данной системы представляют интерес – безотказность и ремонтпригодность.

Процесс функционирования СТТНГ можно описать как последовательность чередующихся интервалов работоспособности ξ_i и простоя η_i во времени (рис. 3.1),

где: ξ_i – наработка между отказами;

η_i – время ремонта.

Если ξ_i и η_i взаимно независимы, то процесс функционирования и восстановления объекта называется альтернирующим процессом восстановления. Альтернирующий процесс описывает объект, который находится только в двух состояниях: работоспособном и состоянии отказа, и поэтому принимает только два значения: 1, если элемент работоспособен, и 0, если неработоспособен.

					<i>Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Тян В. Д.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А. В.</i>				52	104
<i>Консульт.</i>					<i>Критерии и показатели надежности восстанавливаемых объектов</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					

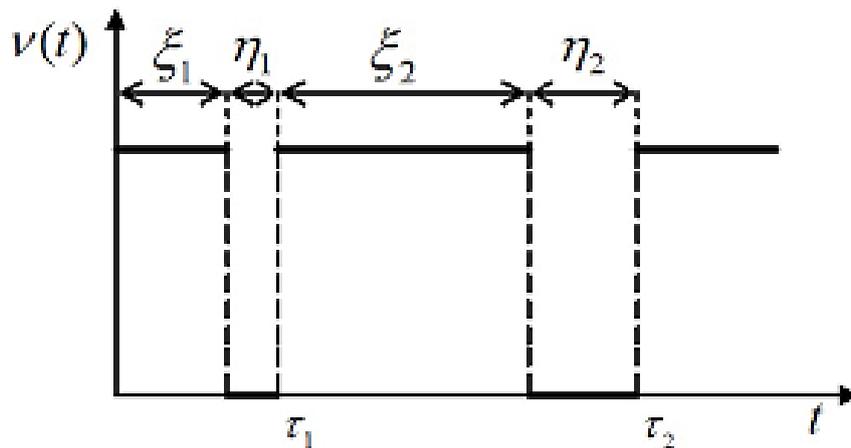


Рисунок 3.1 – Пояснение к функционированию восстанавливаемой системы

Альтернирующий процесс $v(t)$ характеризуется последовательностью случайных величин $\xi_1, \eta_1, \xi_2, \eta_2, \dots$

Процедура восстановления объекта разбивается на этапы, характеризующимися следующими моментами времени:

- t_0 – момент отказа;
- t_1 – обнаружение отказа;
- t_{2v} – локализация отказа;
- t_3 – начало ремонта;
- t_4 – окончание ремонта;
- t_5 – включение элемента после проверок.

В каждом из промежутков времени $[t_i, t_{i+1}]$ выполняется определенная работа.

Наиболее важными характеристиками процесса $v(t)$ функционирования объекта являются те, которые определяют случайное число отказов объекта в каком-то интервале времени.

Единичные показатели надежности

К числу показателей надежности восстанавливаемого объекта относятся, прежде всего, характеристики случайных величин ξ и η , такие, как

средняя наработка на отказ M_{ξ} , среднее время восстановления работоспособного состояния M_{η} .

Средняя наработка на отказ

Среднее значение, или математическое ожидание наработок между отказами имеет следующий вид:

$$M_{\xi} = T_H = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N t_{\xi i}, \quad (3.1)$$

где T_H – наработка;

$t_{\xi i}$ – время работы объекта после i отказов;

N – число отказов за период наблюдения.

Средняя наработка на отказ является характеристикой безотказности восстанавливаемого объекта.

Среднее время восстановления работоспособного состояния объекта

Среднее время, или математическое ожидание восстановления определяется как среднее время вынужденного нерегламентированного простоя в период отыскания и устранения отказа.

Это время вычисляется непосредственно по статистическим данным по формуле:

$$M_{\eta} = T_B = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N t_{\eta i}, \quad (3.2)$$

где $t_{\eta i}$ – время отыскания и устранения i -го отказа.

Среднее время восстановления работоспособного состояния является характеристикой ремонтпригодности восстанавливаемого объекта.

3.2 Комплексные показатели надежности восстанавливаемых объектов

Наряду с показателями, характеризующими единичные свойства объекта, существуют комплексные показатели, которые характеризуют несколько свойств надежности объекта.

К комплексным показателям надежности восстанавливаемых объектов относятся коэффициент готовности, коэффициент вынужденного простоя и коэффициент технического использования [21].

Коэффициент готовности

Коэффициент готовности объекта K_r частично характеризует свойства безотказности и ремонтпригодности объекта.

Данный показатель надежности восстанавливаемого объекта представляет собой вероятность того, что объект окажется работоспособным в произвольный момент времени, за исключением запланированных периодов времени, когда не предусмотрено использование объекта по назначению.

Коэффициент готовности определяется отношением средней наработки (математического ожидания) на отказ объекта к сумме средней наработки на отказ и среднего времени (математического ожидания) восстановления. Средняя наработка на отказ – это среднее значение времени пребывания объекта в работоспособном состоянии, т. е. среднее значение наработки объекта между отказами. Формула, определяющая коэффициент готовности, имеет следующий вид:

$$K_r = \frac{T_H}{T_H + T_B} \quad (3.3)$$

где T_H – средняя наработка (математическое ожидание) на отказ;

T_B – среднее время (математическое ожидание) восстановления.

Средняя наработка на отказ (среднее значение или математическое ожидание наработки между отказами) определяется формулой:

$$T_H = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N t_i, \quad (3.4)$$

где N – число отказов за период времени наблюдения за объектом;

t_i – время работы объекта после i отказов.

Среднее время (математическое ожидание) восстановления определяется следующей формулой:

$$T_B = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N t_{Bi}, \quad (6.5)$$

где t_{bi} – время отыскания и устранения i -го отказа.

Коэффициент вынужденного простоя

Коэффициент вынужденного простоя объекта или аварийного состояния (аварийный ремонт) объекта K_{Π} связан с коэффициентом готовности следующим выражением:

$$K_{\Pi} = 1 - K_{Г} = \frac{T_{В}}{T_{Н} + T_{В}} \quad (3.5)$$

Данный коэффициент более чувствителен к изменениям отношения $T_{Н}$: $T_{В}$, чем $T_{Г}$. Коэффициент вынужденного простоя представляет собой вероятность того, что объект будет находиться в неплановом ремонте. Иногда этим коэффициентом удобнее пользоваться, чем коэффициентом готовности.

Коэффициент технического использования

Коэффициент технического использования объекта $K_{ТИ}$ характеризует те же свойства объекта, что и коэффициент готовности, но дополнительно учитывает простой в резерве и пребывание объекта в планово-предупредительном ремонте. Коэффициент технического использования определяется как отношение среднего времени (математического ожидания) наработки объекта за период наблюдения (время пребывания объекта в работоспособном состоянии) к сумме этой наработки и времени всего простоя за этот же период, и имеет следующий вид [22]:

$$K_{ТИ} = \frac{T_{Н}}{T_{Н} + T_{В} + T_{пр} + T_{рез}} \quad (3.6)$$

где $T_{Н}$ – средняя наработка (математическое ожидание) наотказ (наработка между отказами – работа под нагрузкой);

$T_{В}$ – среднее время (математическое ожидание) восстановления;

$T_{пр}$ – среднее время (математическое ожидание) планово-предупредительного ремонта;

$T_{рез}$ – среднее время (математическое ожидание) простоя в резерве.

3.3. Исследование надежности восстанавливаемых объектов посредством приведения их к эквивалентным невосстанавливаемым

Определение закона функции распределения случайной величины наработки до наступления отказа элемента или системы для невосстанавливаемого объекта позволяет осуществлять прогноз. Поэтому для оценки надежности восстанавливаемых объектов также желательно иметь возможность строить функцию надежности $P(t)$. Определив функцию надежности для восстанавливаемого объекта также можно осуществлять прогноз.

Для данной цели используем один из способов представления сложной системы в виде совокупности простых систем, посредством определенных допущений. Применим к полученной «эквивалентной системе» законы расчета для простых систем.

Представим систему функционирование восстанавливаемого объекта в виде совокупности двух следующих систем, каждая из которых характеризуется своим потоком случайных величин – потоком отказов и восстановлений:

- система наработки на отказ;
- система восстановления работоспособного состояния объекта.

В качестве характеристик надежности для первой системы используем интенсивность отказов $\lambda(t)$, а для второй системы – интенсивность восстановления $\mu(t)$. Интенсивность отказов характеризует безотказность, в то время, как интенсивность восстановления характеризует ремонтпригодность восстанавливаемой системы. Оба показателя надежности являются функциями, зависящими от времени, что позволяет делать прогноз во времени.

Для определения закона характеристик случайных величин $f(t)$, $\lambda(t)$, $\mu(t)$, $F(t)$, $P(t)$ используем выбор из основных законов распределения случайных величин.

Как правило, для сооружений и оборудования трубопроводного транспорта нефти и газа время восстановления существенно меньше средней наработки на отказ. В этом случае, временем восстановления можно пренебречь, и считать восстановление системы мгновенным, как это показано на рис. 3.2 [19].

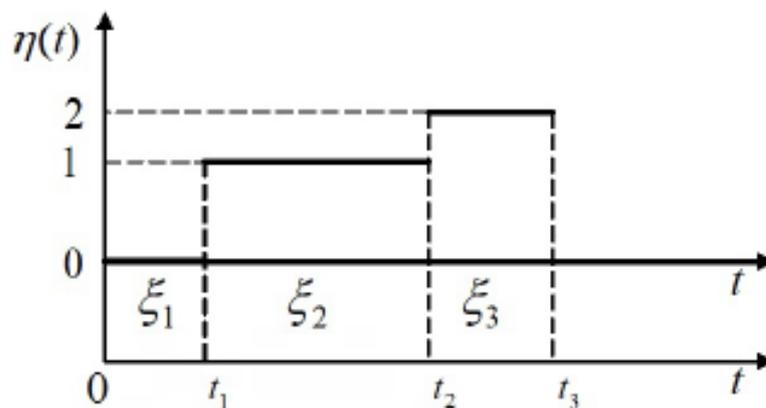


Рисунок 3.2. Пояснение к описанию функционирования восстанавливаемой системы с учетом принятых допущений

4. АНАЛИЗ МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГПА

4.1 Методы неразрушающего контроля технического состояния ГПА

В настоящее время для диагностики газоперекачивающих агрегатов практикуется в основном пять групп методов неразрушающего контроля текущего технического состояния сложной технической системы [1].

1. Динамические методы – контроль вибраций, шумов, ПДК вредных выбросов, путевого контроль текущих параметров (параметрическая диагностика).

2. Контроль загрязнений – метод определения присутствия продуктов износа в смазке, который соотносится качественно и количественно со степенью изнашивания того или иного элемента в парах трения.

3. Дефектоскопия – совокупность методов неразрушающего контроля, предназначенных для обнаружения и предупреждения появления дефектов или определенного типа разрушений таких как: нарушение сплошности и однородности материала и изделия, испытания на герметичность, контроль за скоростью коррозии, эмиссией волны от нагрузки, определение запахов и т.д. (большая часть этих методов используется при определении повреждений элементов машин после разборки в процессе ремонта).

4. Анализ тенденций – это прогнозирование развития обнаруженного дефекта (или неисправности) во времени с целью предупреждения возникновения критических ситуаций.

					<i>Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Тян В. Д.				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А. В.					<i>Листов</i>
<i>Консульт.</i>							104
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.					59
					<i>Анализ методов неразрушающего технического состояния ГПА</i>		<i>НИ ТПУ гр. 2БМ81</i>

5. Анализ предпосылок – задачи «генеза», предупреждение появления возможных нежелательных событий в соответствии с разработанным деревом отказов, на основании «прецедентов», изучения технической и ремонтной документации, опыта эксплуатации.

Первые три метода можно отнести к активному (оперативному) контролю, остальные – к пассивному. Наилучшим образом задачи диагностики решаются при комплексном использовании различных методов.

Из методов активного контроля текущего технического состояния системы, в период нахождения агрегата в рабочем состоянии наиболее важны: динамический (вибрационная и параметрическая диагностика) и контроль загрязнений.

4.1.1 Вибрационная диагностика

При работе ГПА все его детали, узлы и агрегаты совершают вынужденные и резонансные колебания, которые зависят от величины и характера возмущающих сил, упругомассовых характеристик элементов конструкции, на которые, в свою очередь, влияет ряд конструктивных, технологических и эксплуатационных факторов. В общем случае вынужденные колебания систем ГПА имеют в основном механическое и аэродинамическое происхождение. К источникам колебаний механического происхождения относятся: неуравновешенные силы процесса, обусловленные силами трения (качения или скольжения) и взаимодействие элементов конструкции через упругие связи. Источники колебаний аэродинамического происхождения – переменные силы возмущающего потока газа в проточной части агрегата вследствие пульсации потока, неравномерность потока в радиальном и осевом направлениях, переменные импульсы, создаваемые вращающимися лопатками ротора, неравномерность сгорания топлива, вибрация трубопроводов и т.д.

При исследовании вибраций в широком диапазоне датчик посылает сигналы, образованные всеми составляющими спектра колебаний, которые

					<i>Анализ методов неразрушающего технического состояния ГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

воспринимаются прибором, регистрирующим не только частоты следования сигналов, но и модуляции амплитуд. Это дает возможность не только с большой степенью точности установить наличие развивающегося дефекта или неисправности, но и проследить интенсивность его развития за определенный период времени. Чтобы установить элемент, подвергающийся износу, нужно выделить сигналы колебаний, полученных от каждого компонента агрегата. Таким образом, каждая деталь вибрирует на определенной дискретной частоте, с амплитудой, изменяющейся в зависимости от интенсивности развития дефекта. Будучи отображенной на виброграмме, эта амплитуда образует пик, выходящий за пределы «белого шума» (спектральный анализ в виде огибающей) или отдельные всплески (в случае линейчатого отображения спектра). Если эти пики или всплески с течением времени в последующих спектрах имеют тенденцию к возрастанию, то это означает, что дефект продолжает развиваться [19].

4.1.2 Параметрическая диагностика

Одним из основных направлений технической диагностики ГПА является метод параметрической диагностики, как наиболее перспективный и имеющий значительный опыт использования в авиационной и других отраслях промышленности. Основой метода параметрической диагностики является определение изменения параметров технического состояния агрегата или его отдельных элементов по изменению его технологических и топливно-энергетических показателей – мощности, производительности, КПД привода и компрессора в процессе эксплуатации.

Как видно из табл., неисправности проточных частей ГПА проявляются в изменении давления воздуха за ОК (P_2), температуры рабочего тела перед ТВД (T_3), эффективного к.п.д. ГТУ (η_e), частоты вращения вала ТВД ($n_{в.д}$), расхода воздуха через ОК (G_k), к.п.д. нагнетателя (η_e), степени сжатия газа в нагнетателе (ϵ_n), разности температур на входе и выходе нагнетателя (ΔT), давления ($P_{2н}$) и температуры ($T_{2н}$) на выходе нагнетателя, частоты вращения

					<i>Анализ методов неразрушающего технического состояния ГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

вала нагнетателя (n_H), а также изменении уровня акустического шума и вибрации [20].

Таблица 4.1 – Вид, основные причины и характер проявления неисправностей

Вид неисправности	Основные эксплуатационные причины возникновения неисправности	Характер проявления неисправности
Изменение проходной площади соплового аппарата турбины высокого давления	Коробления обоймы, деформация, обрыв лопаток	$P_2 \downarrow, T_3 \uparrow, n_{в,д} \downarrow,$ $G_k \downarrow, \eta_e \downarrow,$
Увеличение радиальных зазоров компрессора	Вибрация ротора, перекося, расцентровка ротора, дефекты подшипников	$P_2 \downarrow, T_3 \uparrow, n_{в,д} \downarrow,$ $G_k \downarrow, \eta_e \downarrow,$
Увеличение радиальных зазоров турбины	Вибрация ротора, перекося, расцентровка ротора, дефекты подшипников, коробления обоймы	$P_2 \downarrow, T_3 \uparrow, n_{в,д} \downarrow,$ $G_k \downarrow, \eta_e \downarrow,$
Увеличение радиальных зазоров в концевых уплотнениях	Вибрация ротора, перекося, расцентровка ротора, дефекты подшипников	$P_2 \uparrow, T_3 \uparrow, n_{в,д} \uparrow,$ $G_k \uparrow, \eta_e \downarrow,$
Негерметичность воздушного тракта регенератора	Температурные деформации при пусках, остановках ГПА	$P_2 \downarrow, T_3 \uparrow, n_{в,д} \uparrow,$ $G_k \uparrow, \eta_e \downarrow,$
Увеличение гидравлического сопротивления входного тракта	Обледенение, пылевые отложения, эрозия	$P_2 \uparrow, T_3 \uparrow, n_{в,д} \uparrow,$ $G_k \downarrow, \eta_e \downarrow,$
Увеличение гидравлического сопротивления тракта высокого давления	Пылевые отложения, эрозия	$P_2 \uparrow, T_3 \uparrow, n_{в,д} \downarrow,$ $G_k \downarrow, \eta_e \downarrow,$
Увеличение гидравлического сопротивления выходного тракта ГТУ	Деформация, отложения	$P_2 \uparrow, T_3 \uparrow, n_{в,д} \uparrow,$ $G_k \uparrow, \eta_e \downarrow,$
Загрязнение проточной части компрессора	Уменьшение эффективности очистки воздуха, невыполнение периодических очисток	$P_2 \downarrow, T_3 \uparrow, n_{в,д} \downarrow,$ $G_k \downarrow, \eta_e \downarrow,$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Эрозия нагнетателя	Уменьшение эффективности очистки газа	$\eta_n \downarrow, \varepsilon_n \downarrow,$
Увеличение зазора в уплотнении нагнетателя	Вибрация, осевой сдвиг	$\eta_n \downarrow, \Delta T,$
Уменьшение запаса устойчивой работы компрессора	Уменьшение проходной площади ТВД, увеличение сопротивления входного тракта, ускоренный износ, повышенный износ лопаток	$P_2 \downarrow \uparrow, T_3 \uparrow \downarrow, n_{в.д} \downarrow \uparrow,$ $G_k \downarrow \uparrow, \text{шум} \uparrow,$ вибрация \uparrow
Уменьшение запаса устойчивой работы нагнетателя	Уменьшение массового расхода, увеличение степени сжатия при $n = \text{const}$	$P_{2н} \downarrow \uparrow, T_{2н} \uparrow \downarrow, n_n \downarrow \uparrow,$ шум \uparrow , вибрация \uparrow

4.1.3 Трибодиагностика

При вполне удовлетворительном техническом состоянии агрегата и его опорных узлов необходимо иметь сведения об интенсивности и характере износа поверхностей трения. В этом случае требуется диагностирование состояния узлов трения на основе анализа смазочного масла. Метод диагностирования технического состояния деталей компрессора, омываемых маслом, по содержанию в нем продуктов износа характеризует высокая достоверность оценки. Его применение основывается на допущении, что при взаимном перемещении контактирующих поверхностей деталей происходит их износ и перенос субмикроскопических частиц износа потоком масла. Подвижный контакт между металлическими деталями любой механической системы всегда сопровождается износом, который является причиной последующего увеличения количества частиц износа. При вполне удовлетворительном техническом состоянии агрегата и его опорных узлов необходимо иметь сведения об интенсивности и характере износа поверхностей трения. В этом случае требуется диагностирование состояния узлов трения на основе анализа смазочного масла.

Трибодиагностику, условно, можно разделить на две части – бортовую и лабораторную. Бортовая трибодиагностика необходима для предупреждения о дефекте узлов трения во время работы двигателя за небольшой период времени до возникновения опасности их разрушения, т.е. является средством контроля состояния. Лабораторная диагностика предназначена для долгосрочного прогнозирования дефекта и определения его местоположения в двигателе. В качестве бортовых средств трибодиагностики, в основном, используются магнитные пробки, сигнализаторы стружки в масле и фильтры-сигнализаторы. В последнее время все большее применение находят автоматизированные системы предупреждения аварийного износа, основанные на различных физических принципах [19].



Рисунок 4.1 – Отложение стружки на магнитной пробке

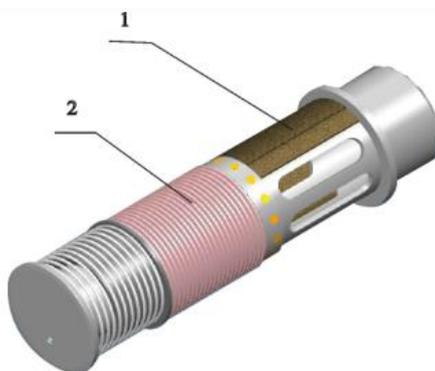


Рисунок 4.2 – Вставка фильтра-сигнализатора

1 – сетка; 2 – секции

При лабораторной трибодиагностике проводится спектральный анализ проб масла, феррографический анализ, гранулометрический анализ, а также определение марки материала продуктов износа – стружки. В процессе спектрального анализа определяются концентрации в масле металлов, из которых состоят частицы износа. Как правило, определяется содержание железа, меди, реже серебра. Современные приборы для спектрального анализа позволяют контролировать более 20 элементов. При феррографическом анализе определяются размеры, форма и количество крупных частиц в масле, по которым можно составить картину характера повреждения трущихся поверхностей. При гранулометрическом анализе определяется общая загрязненность масла любыми частицами с определением их размеров и количества, и соответствие нормируемому классу чистоты масла по ГОСТ 17216 – 2001.

4.2 Анализ методов диагностики ГПА

Оценка вклада каждого из методов в изучение текущего состояния компрессорной установки (рисунок 4.3) ведет к тому, что большая часть дефектов и неисправностей, примерно 60%, может быть установлена методами вибродиагностики, пригодными для обнаружения дефектов практически во всех элементах агрегата; около 20% неисправностей компрессора и примерно половина опасных режимов работы проточной части нагнетателя (или осевого компрессора) обнаруживается только анализом термогазодинамических параметров (параметрическая диагностика), примерно 20% неисправностей элементов компрессора, обнаруженных методами вибродиагностики можно подтвердить анализом термогазодинамических параметров машины и около 20% неисправностей (в основном для пар трения) можно зарегистрировать по изменению температуры, состава, уровню загрязнений смазочного масла.

					<i>Анализ методов неразрушающего технического состояния ГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65



Рисунок 4.3 – Распределение методов активного контроля в общем объеме задач технической диагностики ГПА

Кроме того, достоверность диагноза о состоянии проточной части компрессора, поставленного при использовании методов вибродиагностики, может быть подтверждена или опровергнута результатами анализа термогазодинамических параметров.

4.3 Мониторинг состояния ГПА с использованием контрольных карт Шухарта

При эксплуатации ГПА на магистральных газопроводах штатной системой автоматики измеряются все параметры необходимые для контроля за работой отдельных узлов и агрегата в целом. Параметры могут изменяться в установленных пределах, и их отклонение за допустимые пределы является признаком развития неисправности.

В параметрической диагностике используются приведенные величины, называемые диагностическими признаками, характеризующими техническое состояние отдельных узлов ГПА. Для оценки технического состояния агрегата в целом используются интегральные коэффициенты технического состояния.

Коэффициенты технического состояния определяются расчетным путем по совокупности исходных параметров. Значения КТС изменяются в узких пределах $0 \div 1$. При этом погрешность расчета может стать причиной снижения точности диагностирования. На рисунке 4.4 приведена характеристика КТС по мощности одного из ГПА на КС.

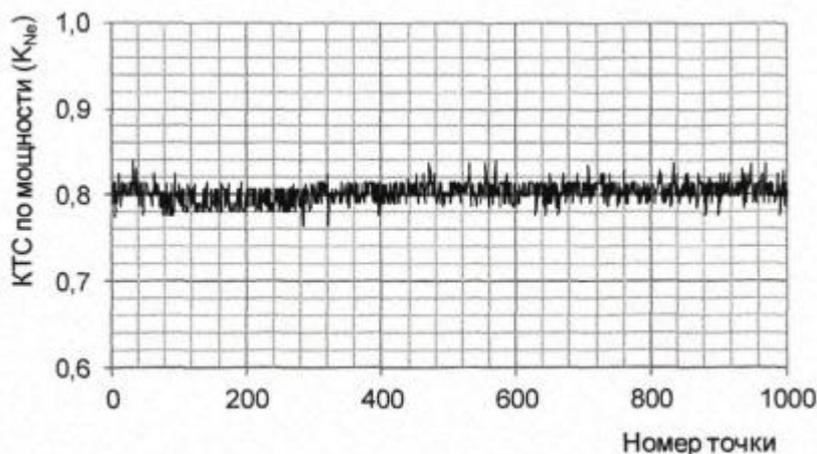


Рисунок 4.4 – Характеристика КТС по мощности ГПА

КТС определялся по параметрам [22], измеряемым штатной системой автоматики и выводимым в цеховую систему мониторинга, интервал времени между измерениями составлял 1 мин, количество точек – 1000 значений.

Вариабельность параметров КТС относительного среднего значения составляет $\pm 0,04$ и обусловлена погрешностью средств измерений и пульсацией потока газа искажающего показания приборов.

Для получения точных результатов требуется проведение серии измерений с последующим усреднением, однако усреднение по интервалам не позволяет свести к минимуму погрешности. При реализации функций контроля показателей эффективности ГПА в АСУТП на КС требуются гибкие программы математической обработки информации [23].

Предлагается использовать корректирующие коэффициенты, при этом коррекция по решающему правилу состоит в расчете фактического значения коэффициента А:

$$\frac{\Delta \eta_{\tau}}{\bar{\eta}_{\tau}} / \frac{\Delta N_c}{\bar{N}_c} = A \pm m, \quad (4.1)$$

где m – отклонение от теоретического значения А за счет всех остальных видов погрешностей. Затем производится сравнение величины А с теоретическими табличными данными, выбирается теоретическое значение А и осуществляется его коррекция по формуле (4.1). Данный подход позволяет

учесть систематические погрешности, однако именно несистемные причины, как правило, приводят к вариабельности результатов.

Скачкообразное снижение КТС по мощности может быть сигналом о появлении дефектов в проточной части ГТУ, чего можно не сразу заметить из-за случайных погрешностей.

Для снижения вариабельности процессов путем исключения отклонений, связанных с несистемными причинами, применяются контрольные карты Шухарта [24]. Рассмотрим применение контрольных карт для анализа данных изменения коэффициента технического состояния по мощности ГПА. Контрольные карты Шухарта применимы для трендов параметров, имеющих нормальное распределение. Поэтому прежде чем рассматривать метод, произведем проверку вида распределения рассматриваемой величины.

Таблица 4.1 – Интервальный ряд распределения по уровню КТС по мощности

Номер п/п	$K_{\text{не}}$	Число измерений
1	До 0,78	16
2	0,78-0,79	86
3	0,79-0,8	262
4	0,8-0,81	328
5	0,81-0,82	236
6	0,82-0,83	60
7	0,83 и более	12
Итого		1000

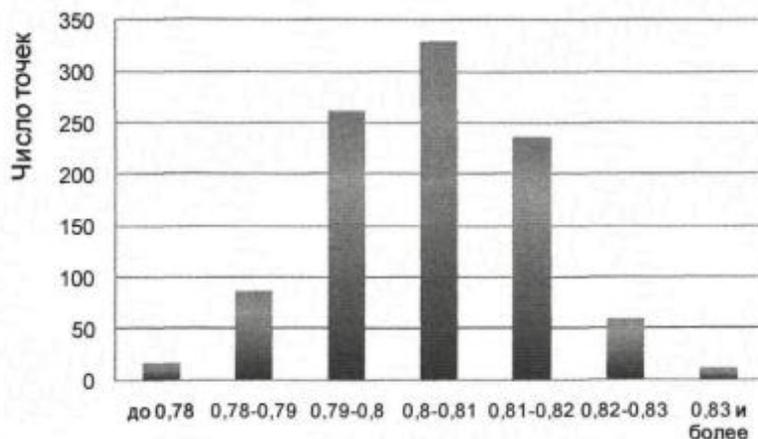


Рисунок 4.5 – Гистограмма распределения фактических частот распределения значений КТС по мощности

Предполагая, что распределение КТС по мощности (рисунок 4.5) является нормальным, рассчитаем теоретические частоты распределения. Результаты расчета приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет теоретических частот распределения

Х – середина интервала	$f_{\text{факт}}$	$X' = \frac{X - A}{i}$	$X' \cdot f_{\text{факт}}$	$(X')^2 \cdot f_{\text{факт}}$	$t = \frac{X - \bar{X}}{\sigma}$	$f(t)$	$f_{\text{теор}} = K \cdot f(t)$	Окр. теор. частоты
0,775	16	-3	-48	144	-2,5185	0,02	14,54	15
0,785	86	-2	-172	344	-1,6501	0,10	88,83	89
0,795	262	-1	-262	262	-0,7816	0,29	255,33	255
0,805	328	0	0	0	0,0868	0,40	345,24	346
0,815	236	1	236	236	0,9553	0,25	219,58	220
0,825	60	2	120	240	1,8237	0,08	65,69	66
0,835	12	3	48	108	2,6922	0,01	9,24	9
Итого	1000		-90	1334				1000

В таблице 4.2 плотность нормального распределения определялась по формуле:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\bar{x})^2}{2\sigma^2}}$$

После подстановки $t = \frac{(x-\bar{x})}{\sigma}$ функция плотности нормального распределения принимает вид:

$$f(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{t^2}{2}}$$

Рассчитаем среднее значение признака методом моментов, где центр $A=0,805$, а величина интервала $i=0,01$.

$$m_1 = \frac{\sum X'f}{\sum f} = \frac{-90}{1000} = -0,09;$$

$$m_2 = \frac{\sum (X')^2 f}{\sum f} = \frac{1334}{1000} = 1,334$$

Определим среднее значение и дисперсию: $X = A + i \cdot m_1 = 0,804$,

$$\sigma = i \sqrt{m_2 - m_1^2} = 0,0115.$$

Поправочный коэффициент:

					Анализ методов неразрушающего технического состояния ГПА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$K = \frac{i \sum f}{\sigma} = 868,4$$

На рисунке 4.6 приведено теоретическое распределение, полученное по данным таблицы 4.2

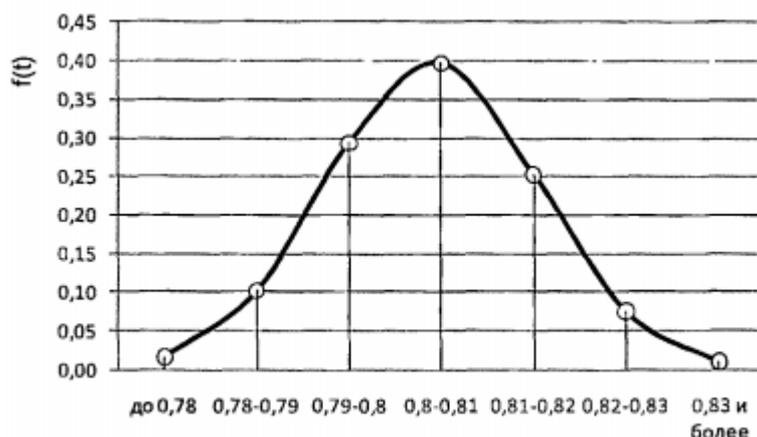


Рисунок 4.6 – График теоретических частот распределения

Проверка соответствия фактического ряда распределения теоретическому распределению производится с помощью критерия согласия χ^2 Пирсона по формуле:

$$\chi_{\text{расч}}^2 = \sum \frac{(f_{\text{факт}} - f_{\text{теор}})^2}{f_{\text{теор}}}$$

Получим: $\chi_{\text{расч}}^2 = 4,01 < \chi_{\text{теор}}^2 = 9,5$ при уровне значимости α

$= 0,05$, следовательно, распределение является нормальным. Таким образом, установлено, что вариабельность тренда параметров КТС по мощности подчиняется нормальному закону распределения, и для таких данных может быть применен метод контрольных карт Шухарта.

При использовании контрольных карт применяют следующие понятия. Контрольные границы – коридор, внутри которого лежат значения при стабильном состоянии процесса. Контрольные границы рассчитываются по формулам, жестко привязанным к типу карты. Эти границы вычисляются по данным о процессе и никак не связаны с допусками:

- CL – центральная линия (обычно среднее значение или медиана по некоторому объему данных);

- LCL – нижняя контрольная граница;
- UCL – верхняя контрольная граница.

Признаки особой изменчивости сигнализируют о нарушении стабильности (управляемости) процесса, которые определяют правило Шухарта (выход точек за границы):

- выход точек за верхнюю или нижнюю границы контрольной карты;
- 7 или более точек подряд лежат по одну сторону от средней линии;
- более 6 точек монотонно возрастают или убывают.

Суть метода заключается в следующем. Если взята выборка предполагаемой нормальной независимой случайной переменной со средним μ_x и дисперсией σ_x^2 и проведены вычисления \bar{X} , то \bar{X} наносится на график, если измерения сделаны в равные промежутки времени, то:

$$X_t = \mu_x + \varepsilon_t$$

где ε_t – стохастическая переменная величина, называемая «белым шумом», имеющая среднее равное нулю и дисперсию σ_x^2 . Нулевая гипотеза состоит в постоянстве среднего значения во времени. Для выбранного значения уровня значимости α (обычно $\alpha = 0,0027$, так, что $1-\alpha = 0,9973$) рассчитывают верхний и нижний контрольные пределы, используя $\sigma_{\bar{X}}$ или ее оценку, и наносят на карту по обе стороны от известного и оцененного значения μ_x . Когда выборочное среднее выходит за контрольные пределы, можно заключить, что процесс находится «вне контроля». При этом выбор α очень важен, от ширины диапазона будет зависеть появление сигнала «вне контроля». Объем выборки обычно принимается равным $n=5$.

Второй статистической характеристикой, которая сопутствует графику \bar{X} , является размах R выборки X . Арифметическое среднее значение размаха R может использоваться как оценка выборочной дисперсии, а арифметическое среднее величины \bar{X} может служить оценкой μ_x .

Произведем анализ характеристики КТС по мощности, для этого выберем интервал экспериментальных значений для анализа. На рисунке 4.4 контрольная карта для КТС по мощности.

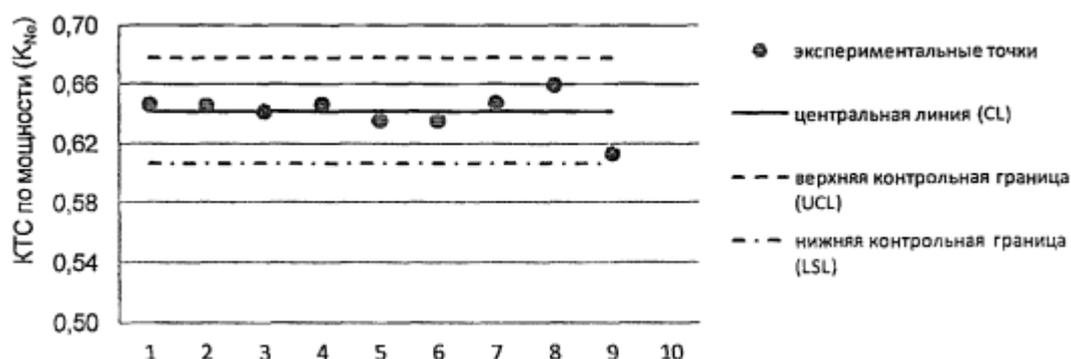


Рисунок 4.7 – Контрольная карта для КТС по мощности (контрольные границы установлены для $\pm 3\sigma$)

Контрольные границы на карте Шухарта (рисунок 4.7) находятся на расстоянии $\pm 3\sigma$, при этом изменчивость экспериментальных значений внутри служит мерой случайных вариаций. Границы $\pm 3\sigma$ указывают, что не менее 99,7% значений зависимости попадут в этот интервал при условии, что процесс является управляемым, т.е. техническая система ГПА является исправной. При этом есть риск, равный 0,3%, что контролируемая точка выйдет за пределы контролируемых границ.

Иногда на контролируемой карте наносят границы еще и на расстоянии $\pm 2\sigma$, тогда любой выход контролируемого значения будет говорить о ситуации возможного выхода процесса и состояния статистической управляемости. При сужении контролируемых границ до $\pm 2\sigma$, получим выход экспериментальной точки номер 9 за нижнюю контролируемую границу LSL, представленную на рисунке 4.8.

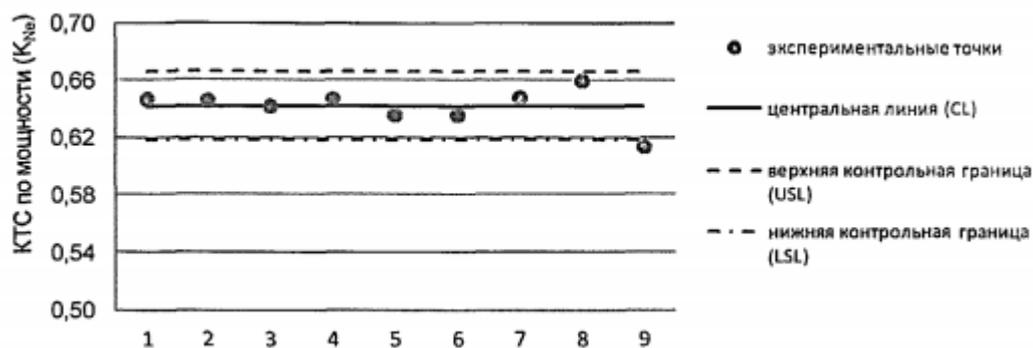


Рисунок 4.8 – Контрольная карта для КТС по мощности (контрольные границы установлены для $\pm 2\sigma$)

Из рисунка 4.8 виден выход экспериментальной точки номер 9 за пределы нижней установленной границы (LSL) для $\pm 2\sigma$.

В данном случае это является предупреждением и может служить индикатором возникновения возможной неисправности — появление утечки газа высокого давления, загрязнение проточной части и др. Причиной может быть также поломка или разрегулировка датчика, или вторичного прибора, контролирующего исходный параметр, входящий в расчет КТС.

При отсутствии неисправности экспериментальная точка должна вернуться в границы установленного диапазона. Для установления границ необходимо, чтобы процесс был статистически управляемым, т.е. режим работы ГПА должен быть уставившимся.

При использовании контрольных карт Шухарта различают ошибки первого и второго рода. Ошибки первого рода возникают, когда контролируемое значение случайно выскакивает за установленные границы, причиной могут стать пульсации газового потока.

При изменении режимов работы ГПА увеличивается вариабельность контролируемых параметров делая процесс статистически неуправляемым и тогда появляются ошибки второго рода. Основное назначение контрольных карт Шухарта – это учет ошибок первого рода, равных 0,3% в пределах границ установленного диапазона $\pm 3\sigma$. Сосредотачивать внимание на ошибках

второго рода не имеет смысла, а лучше уделить внимание улучшению качества самого управления.

Рассмотрим контрольные карты Шухарта средних (\bar{X}) и размахов (R) или выборочных стандартных отклонений (s) для количественных данных характеристик КТС. Такие карты имеют преимущества с точки зрения содержания диагностической информации, что лучше, чем простое утверждение «да-нет».

В ГОСТ Р 50779.42–99 «Статистические методы. Контрольные карты Шухарта.» приведены формулы контрольных границ и коэффициенты для соответствующих карт.

На рисунке 4.9 приведена контрольная карта для зависимости K_{Ne} , на которой представлены параметры R. Для расчета контрольных пределов UCL, LCL, наносимых на карту, используются специально подготовленные таблицы (4.3, 4.4) при $\alpha = 0,0027$.

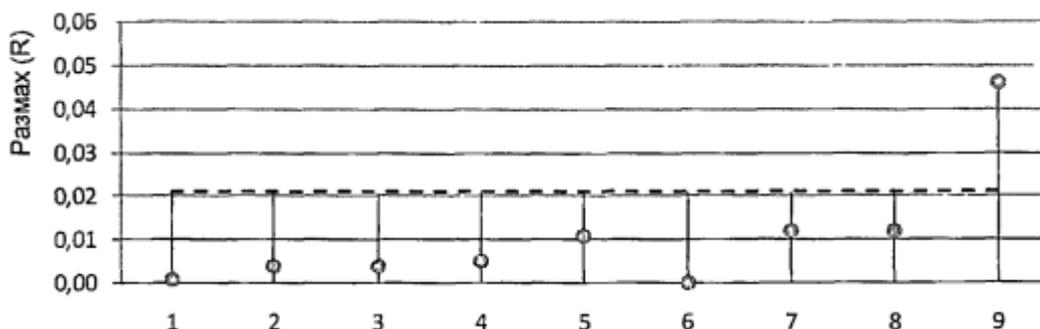


Рисунок 4.9 – Контрольная карта R для K_{Ne} , (нижний контрольный предел не показан)

Из контрольной карты R следует выход точки №9 за контрольный предел, что свидетельствует о развитии неисправности в проточной части газоперекачивающего агрегата. Из рисунка 4.9 также следует, что контрольная карта R является более информативной по сравнению с контрольной картой σ .

5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

5.1 Диагностика состояния подшипникового узла при стратегии обслуживания по фактическому состоянию

Разработанная математическая модель обоснования применения стратегии обслуживания ГТУ по их фактическому состоянию с использованием обоснованных диагностических параметров позволяет оценивать предотказное состояние радиального зазора подшипника, величину упреждающего допуска на диагностический параметр при различной периодичности диагностирования τ и заданном уровне безотказности.

На основании обобщенной математической модели, устанавливающей для монотонного случайного процесса $\delta(t)$ с заданными моментом проведения первой проверки t_1 , предельным значением параметра δ_{Π} связь с периодичностью диагностирования τ , наименьшее допустимое предотказовое значение параметра $\delta_{\text{Д}}$ определяем из выражения (5.1):

$$\delta_{\text{Д}} = \frac{\delta_{\Pi}(\sigma_{\text{а}} + \sigma_{\text{в}} t_1) - (m_{\text{в}} \sigma_{\text{а}} + m_{\text{а}} \sigma_{\text{в}}) \tau}{\sigma_{\text{а}} + \sigma_{\text{в}} t_1 + \sigma_{\text{в}} \tau} \quad (5.1)$$

$$\Delta \delta = \delta_{\Pi} - \delta_{\text{Д}} = \frac{[(\delta_{\Pi} - m_{\text{а}}) \sigma_{\text{в}} + m_{\text{в}} \sigma_{\text{а}}] \tau}{\sigma_{\text{а}} + \sigma_{\text{в}} t_1 + \sigma_{\text{в}} \tau} \quad (5.2)$$

где $m_{\text{а}}$ и $m_{\text{в}}$ – коэффициенты аппроксимации математического ожидания скорости изменения параметра δ , $\sigma_{\text{а}}$ и $\sigma_{\text{в}}$ – коэффициенты аппроксимации среднего квадратического отклонения параметра δ для нормального закона распределения с плотностью:

$$f(\delta, t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma_{\delta}(t)} \cdot e^{-\frac{(\delta - m_{\delta}(t))^2}{2(\sigma_{\delta}(t))^2}} = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot (\sigma_{\text{а}} + \sigma_{\text{в}} t)} \cdot e^{-\frac{(\eta - m_{\text{а}} - m_{\text{в}} t)^2}{2(\sigma_{\text{а}} + \sigma_{\text{в}} t)^2}} \quad (5.3)$$

					<i>Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тян В. Д.			<i>Расчетная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А. В.					75	104
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ81</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрин А. В.						

Для проведения расчетов по выражению (5.3) использованы таблицы функции Лапласа для нормального закона распределения нормированной случайной величины.

Функция $F(x)$ случайной величины x с параметрами m_x и δ_x выражается через функцию распределения $\Phi(U)$ случайной величины U с параметрами $m_x = 0$ и $\delta_x = 1$. [3]:

$$F(x) = \Phi(U) = \Phi\left(\frac{x-m_x}{\delta_x}\right) \quad (5.4)$$

Выражение для определения вероятности безотказной работы в этом случае принимает вид:

$$\bar{F}(\delta, t) = \Phi\left(\frac{\delta - m_a - m_b t}{\sqrt{\sigma_a^2 + \sigma_b^2 t^2}}\right) \quad (5)$$

Для выявления предотказового состояния подшипников используется принцип назначения упреждающих допусков на диагностические параметры. При этом под упреждающим допуском $\Delta\delta$ понимается совокупность значений параметров, заключенных между предельными $\delta_{\text{п}}$ и допустимым предотказовым $\delta_{\text{д}}$ значениями параметра $\Delta\delta = \delta_{\text{п}} - \delta_{\text{д}}$. Выход параметра за предельный уровень $\delta_{\text{п}}$ означает отказ. Величина упреждающего допуска создает запас работоспособности изделия, обеспечивающий при периодическом контроле с профилактическими (восстановительными) работами безотказную работу до очередной проверки.

Значение упреждающего допуска зависит от периодичности контроля параметров $\tau = t_2 - t_1$: чем больше время наработки объекта между очередными проверками, тем больше должна быть и величина упреждающего допуска. Кроме того упреждающий допуск связан с периодичностью контроля таким образом, чтобы при наработке t , находящейся в пределах $t_{i+1} < \tau < t_i$, параметр δ после пересечения δ^* до момента контроля t_{i+1} не пересек границу δ^{**} с вероятностью, представляющей собой заданный уровень безотказной работы за наработку $\Delta t = \tau$.

Из этого следует, что момент первой проверки t_1 должен определяться из условия заданного уровня безотказной работы $\bar{F}(t_1)$:

$$t_1 = \frac{\delta_{п} - m_a - U_{1-\varepsilon} \sigma_a}{m_B + U_{1-\varepsilon} \sigma_B} \quad (5.6)$$

где $U_{1-\varepsilon}$ – квантиль нормального распределения, соответствующая вероятности $\bar{F}(t_1)$.

Результаты расчета момента первой проверки t по выражению (5.6) для различных значений средней наработки T за срок службы ГТД при $U_{1-\varepsilon} = 2,9$ приведены в таблице 1.

Таблица 5.1 – Результаты расчета момента первой проверки, t_1 ($U_{1-\varepsilon} = 2,9$)

Общая наработка T_0 , час/мес	m_B , мм/мес	σ_B , мм/мес	t_1 , мес.
10000/13,9	0,000576	0,000192	7,062147
10500/14,6	0,000549	0,000183	7,415254
11000/15,3	0,000524	0,000175	7,768362
11500/16,0	0,000501	0,000167	8,121469
12000/16,7	0,00048	0,00016	8,474576
12500/17,4	0,000461	0,000154	8,827684
13000/18,1	0,000443	0,000148	9,180791
13500/18,8	0,000427	0,000142	9,533898
14000/19,4	0,000411	0,000137	9,887006
14500/20,1	0,000397	0,000132	10,24011

Из формулы (6) и таблицы 5.1 следует, что момент первой проверки для конкретного изделия при прочих равных условиях непосредственно зависит от принимаемой вероятности безотказной работы $\bar{F}(t_1)$. При выборе величины этого параметра необходимо руководствоваться следующими соображениями.

Распределение параметра для нового изделия (при $t \neq 0$) практически находится в области значений достаточно удаленных от границы области упреждающих допусков. При этом заданная допустимая вероятность отказа должна быть максимальной, что соответствует максимальному значению

вероятности безотказной работы за время t_1 (близкой к единице) и квантили $(U_{1-\varepsilon})$.

Кроме того, очередные проверки (например, в момент времени t_2) выполняются на подшипниках, распределение параметров, которых уже отличаются от таковых для новых изделий. Поэтому дальнейшую периодичность контроля с профилактическими восстановлениями параметра целесообразно выполнять за время $t_2 < t_1$.

При принятии допустимой вероятности отказа подшипника до момента времени t_2 , с учетом периодичности проверок τ , следует иметь в виду, что вероятность безотказной работы для момента времени $t_2 = t_1 + \tau_1$ должна быть также достаточна для его практического использования в работе (например, не менее 0,90 - 0,95).

В рассматриваемой обобщенной модели начальное значение зазора подшипника является случайной величиной, что неизбежно требует привлечения дополнительной исходной информации. Поэтому ограничимся наиболее часто встречающимся на практике случаем детерминированного значения начального параметра δ_0 , при котором $\sigma_a = 0$. В этом случае формулы (5.1) и (5.5) принимают вид:

$$\delta_D = \frac{\delta_0 t_1 + m_a \tau}{t_1 + \tau} \quad (5.7)$$

$$F(t, \delta) = \Phi \left(\frac{\delta_D - m_a - m_b t}{\sigma_b t} \right) \quad (5.8)$$

Рассмотрим применение полученной математической модели к определению параметров стратегии обслуживания по состоянию с использованием характеристик надежности подшипникового узла двигателя НК-12СТ.

Подшипники качения имеют нормированные зазоры: номинальный (начальный) в среднем $\delta_n = 0,002$ мм, и предельно допустимый $\delta_{пр} = 0,01$ мм,

которые определяет срок службы T двигателя на данном технологическом процессе.

Принимаем расчетный срок службы ГТУ по наработке $T = 13500$ ч или 18,8 мес., скорость изнашивания подшипника происходит по нормальному закону с параметрами:

$$m_a = 0,002 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_a = \frac{0,002}{3} = 0,00067$$

$$\sigma_b = \frac{0,00048}{3} = 0,000142$$

$$m_b = \frac{\delta_{\text{п}} - \delta_{\text{д}}}{\bar{T}} = \frac{0,01 - 0,002}{13500} = \frac{0,008}{18,8} = 0,000427$$

Среднеквадратическое отклонение скорости изнашивания подшипника σ_b определено (пессимистическая оценка) из правил “трех сигм” для нормального закона.

Исходя из изложенных выше условий примем $\bar{F}(t_1) = 0,998$, $U_{1-\varepsilon} = 2,9$. Подставляя принятые значения в формулу (6) получим:

$$t_1 = \frac{0,01 - 0,002}{0,000427 - 2,9 \cdot 0,000142} = 9,5 \text{ мес.}$$

Округляя до стандартных периодичностей в сторону уменьшения, получим $t_1=6$ мес. Наименьшее предотказовое значение параметра $\delta_{\text{д}}$ в соответствии с формулой (7) будет:

$$\delta_{\text{д}} = \frac{0,00001152 + 2,87 * 10^{-7} \tau}{0,001152 + \tau}$$

Определим вероятность отказа подшипника и его вероятность безотказной работы за время $t_2 = t_1 + \tau$, используя формулу (5.8):

$$F(t_2) = 1 - \Phi\left(\frac{0,008 - 0,000427 * t_2}{0,000142 * t_2}\right) \quad (5.9)$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

Вычисленные по формуле (5.9) предотказовые значения параметра δ_d при различных периодичностях τ контроля параметра, а также вычисленные по формуле (10) вероятности отказа для различных значений t_2 приведены в табл. 2. Здесь же приведены величины упреждающих допусков $\Delta\delta$, вероятности безотказной работы $\bar{F}(t_2)$ и вероятности отказа $F(t_2)$.

Таблица 5.2 – Параметры обслуживания подшипникового узла ГТД по состоянию

τ , мес.	t_2 , мес.	δ_d , мм	$\Delta\delta$, мм	$F(t_2)$	$\bar{F}(t_2)$	Примечание
0	6	0,01	0	0	1	$\delta_n = 0,01$ мм $\bar{F}(t_1) = 0,998$ $t_1 = 6$ мес. $T = 18,8$ мес.
2	8	0,0084158	0,0015842	0,00003	0,99997	
4	10	0,0073554	0,0026446	0,00433	0,99567	
6	12	0,0065957	0,0034043	0,04575	0,95425	
8	14	0,0060248	0,0039752	0,15444	0,84556	
10	16	0,0055801	0,0044199	0,47944	0,52056	

При обслуживании ГТД по состоянию с учетом данных диагностирования значительно увеличивается срок службы и использование его ресурса. Оценка эффективности применения системы обслуживания по состоянию в сравнении с планово-предупредительной системой показывает, что при $\bar{T} = 18,8$ мес., $t_2 = t_1 + \tau = 12$ мес. одинаковая вероятность отказа равная $F(t) = 0,04575$ возникает в данном случае при $t = 8,25$ мес.

При планово-предупредительной стратегии обслуживания по наработке вероятность отказа двигателя со средним сроком службы $\bar{T} = 18,8$ мес. и средним квадратическим отклонением $\sigma = \frac{18,8}{3} = 6,27$ мес. определяется по формуле:

$$F(t) = \Phi\left(\frac{t-\bar{T}}{\sigma}\right) \quad (5.10)$$

Расчеты показывают, что вероятность отказа $F(t) = 0,04575$ возникает в данном случае при $t = 8,25$ мес., т.е. на 3,75 мес. раньше. Это говорит о том, что при обслуживании по состоянию расчетное значение использования ресурса подшипника ГТД увеличивается на 45,5 %.

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

В данной главе рассматривается модель, когда на предприятии в эксплуатации находятся газоперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом типа ГТК-10-4, наработка которого составляет более 20 лет, в результате чего вышел из строя нагнетатель 370-18-1.

По той причине, рассмотрим замену старого нагнетателя на новый, с аналогичными показателями.

Так как на объекте находятся резервные ГПА бесперебойная перекачка газа не прекращается. Поэтому время на остановку агрегата, вышедшего из строя учитываться в данной работе не будет.

Таблица 6.1 – Нормы времени на замену нагнетателя

№ п/п	Наименование операций	Продолжительность работ, часов	Состав бригады, человек
1	Оформление документов для допуска к проведению работ по замене нагнетателя	11	2
2	Демонтаж нагнетателя	27,5	6
3	Монтаж нагнетателя	27,5	6
4	Пуск в работу ГПА	1	6
5	Пусконаладочные работы	24	8
	Продолжительность работ	90,4	-

					<i>Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тян В. Д.			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А. В.					81	104
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ81</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						

Таблица 6.2 – График проведения работ

Наименование операции	Всего часов	Дни							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Оформление документов	11								
Демонтаж нагнетателя	27,5								
Монтаж нагнетателя	27,5								
Пуск в работу ГПА	1								
Пусконаладочные работы	24								

6.2 Расчет сметной стоимости, осуществляемый ресурсным методом

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется последующим элементом:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- прочие расходы.

Для выполнения поставленной задачи рассчитаем затраты на горюче-смазочные материалы, материалы, оплату труда специалистов отдела ИТР, оплату труда рабочих за время проведения работ, накладные расходы и сметную прибыль предприятия.

Таблица 6.3 – Затраты на горюче-смазочные материалы

Наименование техники	Марка техники	Кол-во, ед.	Расход топлива, л/км		Потребность, л		Цена за единицу, руб.	Стоимость ГСМ, руб.
			АИ-92	Диз-топливо	АИ-92	Диз-топливо		
Автокран	Groovert530e	1		37		800	43	34400,0
Вахтовая машина	Урал 42112	1		31		108,5	43	4665,5

Наименование техники	Марка техники	Кол-во, ед.	Расход топлива, л/км		Потребность, л		Цена за единицу, руб.	Стоимость ГСМ, руб.
			АИ-92	Диз-топливо	АИ-92	Диз-топливо		
Тягач	HINO SS	1		40		123,5	43	5310,5
Автомобиль	УАЗ Патриот	2	20		70		41	2870,0
Итого затрат на топливо:								47246,0

Таблица 6.4 – Затраты на материалы

Оборудование		
Наименование	Количество	Стоимость, руб
Нагнетатель 370-18-1	1 шт.	30000000,0

6.3 Расчет амортизации оборудования

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Норма амортизации согласно данному документу для оборудования газоперерабатывающих заводов составляет 10%. Расчет амортизации оборудования представлен в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./сут.
Нагнетатель 370-18-1	1	30000000	10	8 219,2

6.4 Расчет заработной платы

При расчете заработной платы необходимо учитывать затраты на страховые взносы составляющие 30% от фонда оплаты труда, а также на страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве. Тариф для расчета затрат на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляет 0,2. Результаты расчета заработной платы представлены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Затраты на оплату труда рабочих за время проведения работ

№	Количество	Должность	Затраты времени, час	Часовая тарифная ставка, руб	Районный коэффициент	Северная надбавка	Сумма з/п, руб
1	1	Начальник отдела	35	259,5	1,8	1,8	29427,3
2	1	Инженер 1 категории	35	192,5	1,8	1,8	21829,5
3	6	Слесарь по ремонту технологических установок 6 разряда	50	149,2	1,8	1,8	145022,4
4	1	Крановщик 6 разряда	4	134,5	1,8	1,8	1743,1
5	4	Водитель	2	119,2	1,8	1,8	3089,67
Итого: 201 111,97							
Страховые взносы в государственный внебюджетный фонд: 60 333,6							
Страховые взносы на страхование от несчастных случаев и травматизма: 40 222,4							
Итого: 301 667,97							

Общая смета на замену нагнетателя на газоперекачивающем агрегате представлена в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Смета замены нагнетателя на газоперекачивающем агрегате

№	Статьи затрат	Сумма затрат, руб
1	Спецоборудование	30000000
2	Затраты на горюче-смазочные материалы	47246
3	Оплата труда	201111,97
	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	60 333,6
4	Страховые взносы на страхование от несчастных случаев и травматизма	40 222,4
6	Прочие расходы	400
7	Итого собственных затрат	30349314
10	НДС 20%	6069862,8
11	Всего стоимость договора	36419176,8

На проведение мероприятия по замене нагнетателя газоперекачивающего потребуется 36419176,8 руб. Учитывая, что данное капиталовложение обеспечит стабильную и бесперебойную работу производства на ближайшие 25-30 лет, проект является выгодным для производств со старой технической базой.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

В данном разделе рассматривается деятельность сменного инженера с точки зрения безопасности жизнедеятельности. Продолжительность рабочего дня сменного инженера, в соответствии со штатным расписанием на КС, составляет 11 часов. В соответствии с должностными инструкциями сменный инженер должен постоянно находиться на главном щите управления (ГЩУ).

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

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по эксплуатации ГПА компрессорной станции проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с

					<i>Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тян В. Д.			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А. В.					86	104
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ81</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрин А.В.						

медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междуменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах 77 учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др. Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РФ ст. 137. В 113 случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

Требования к рабочему персоналу согласно правилам безопасности, в нефтяной и газовой промышленности:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

– к работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью;

– рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения охране труда и промышленной безопасности, проверки знаний, проведения производственного инструктажа и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

Требования к ОПО и рабочим местам:

– на рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;

– освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается;

– потенциально опасные места (зоны) объектов добычи, подготовки и транспорта нефти и газа (например, открытые емкости, трансмиссии) должны быть надежно ограждены, в том числе временными ограждающими устройствами;

– производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску;

– на участках и в цехах ОПО должны иметься санитарно-бытовые помещения для работающих, занятых непосредственно на производстве, спроектированные в зависимости от групп производственных процессов.

7.2 Производственная безопасность

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата в таблице 1.

Таблица 1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [25]
Превышение уровня вибраций	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования [26]
Отклонение показателей микроклимата		+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [27]
Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	СНиП 23-05-2010 Естественное и искусственное освещение [28]
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны			+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [29]
Движущиеся машины и механизмы	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы [30]
Электрический ток		+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность [31]
Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [32]

7.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны 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.

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

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

Превышение уровней шума

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

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

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

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

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

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

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

Сменный персонал может находиться на ГЩУ в течение всей рабочей смены без СИЗ органов слуха [25].

Превышение уровней вибрации

Для ГЩУ в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 вибрация соответствует 3 категории типа «в» - технологическая вибрация, воздействующая на оператора на рабочих местах стационарных машин или передающиеся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. На ГЩУ вибрация не превышает предельно допустимые величины нормируемых параметров вибрации рабочих мест при длительности вибрационного воздействия 8 ч [26].

Используемые средства и методы защиты от вибрации:

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

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

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

- центровка роторов;
- балансировка роторов.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Для освещения зданий используются искусственные и естественные источники света.

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

Искусственное освещение осуществляется в помещениях лампами накаливания и люминесцентными лампами.

Напряжение питания рабочего освещения во всех основных производственных помещениях осуществляется от двух независимых источников питания, на одном из которых постоянно будет напряжение. Кроме того, в помещениях предусмотрено аварийное освещение от аккумуляторной батареи [27].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

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 [28].

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе возможно при неблагоприятных погодных условиях (слишком низкая/высокая температура воздуха, дождь, снег, сильный ветер и т.п.).

Так как ремонт резервуара может проводиться как в теплый период времени года, так и в холодный, то рассмотрим требования к организации

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

работ на открытой территории в зимний и летний период года. Работы ведутся от минус 45°С до плюс 40°С.

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;

- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены СИЗ, а именно специальной теплой одеждой, обувью, средствами защиты рук, средствами защиты головы, лица и глаз. Работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении.

Работающие на открытой территории в летний период года должны иметь свободный доступ к устройствам питьевого водоснабжения [29].

7.2.2 Анализ опасные производственных факторов

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении при проведении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинных газоперекачивающих агрегатов, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

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

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

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [30].

Электрический ток, повышенное значение напряжения

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

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

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

- компьютер;
- пульт управления;
- шкафы управления.

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

Защитное заземление или зануление, в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81, должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

В соответствии с правилами устройства электроустановок выполнена защита электрооборудования, электропроводки (в том числе заземления) от механических воздействий, проникновения растворителей. При этом все ограждающие и закрывающие устройства обладают в соответствии с местными условиями достаточной механической прочностью. Устройства, предназначенные для защиты проводов и кабелей от механических повреждений, по возможности должны быть введены в машины, аппараты и приборы.

Источниками энергии на КС являются:

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

Исключение возникновения опасных ситуаций при полном или частичном прекращении энергоснабжения достигается аварийных дизельных генераторов или передвижных автоматических электростанций. Станционная автоматика, осуществляет автоматическое переключать источники электроснабжения [31].

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

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

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды;

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

неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала.

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

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

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми [32].

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

7.3 Экологическая безопасность

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата.

Атмосфера

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96

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

Природоохранные мероприятия:

1) Для уменьшения выбросов окислов азота соблюдается оптимальный режим горения в камере сгорания, а также контролируется скорость прохождения через зону горения. Для уменьшения локальных нарушений микроклимата тепло должно рассеиваться в слоях атмосферы, удалённых от поверхности земли с помощью дымовых труб.

2) Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.

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, с оборудованным герметичным бордюром, который позволит предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки.

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

В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

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. Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом [33].

7.4 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 КС возможно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций:

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

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо:

- строгое соблюдение технологического процесса;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

- 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.

Для ликвидации пожаров на территории КС имеется пожарная часть.

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

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

При всех возникших ЧС персонал, не участвующий в ликвидации последствий должен эвакуироваться согласно утвержденному плану. Эвакуация людей в соответствии с планом эвакуации при чрезвычайных ситуациях происходит согласно СНиП 21-01-02 [34] через ближайший безопасный, с точки зрения места возникновения пожара, лестничный пролет на улицу. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение персонала КС действиям во время чрезвычайных ситуаций.

Выводы по разделу

Таким образом, вопрос социальной ответственности является очень важным и актуальным при производстве работ по обслуживанию и ремонту газоперекачивающего. Так как в нем рассматриваются такие важные аспекты, как система обеспечения безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, а также обеспечение защиты окружающей среды от вредных воздействий.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		99

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассмотрены технические решения по увеличению надежности ГТД в процессе его эксплуатации.

В ходе выполнения работы были решены следующие задачи:

- Проведен анализ неисправностей основных узлов ГТУ, возникающих в процессе эксплуатации, которыми являются неисправности лопаток компрессора, рабочих колес турбин, камер сгорания, подшипников опор ротора.

- Предложен метод перехода формы ТО с планово-предупредительно на ТО по фактическому состоянию с помощью оптимизации программы обслуживания на основе методологии RCM. В результате внедрения данной методологии обслуживания оборудования удалось получить:

- Снижение количества дефектов
- Сокращение расходов на обслуживающий персонал
- Выявление работ, которые оказались неэффективными (не приводили к снижению вероятности отказа)

- Опыт эксплуатации показал, что ухудшение показателей надежности ГПА может быть вызвано, неисправностью агрегата в целом или отдельных его узлов, деталей.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тян В. Д.			<i>Заключение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А. В.					100	104
Консульт.						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ81</i>		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Marcin Adamowicz, Grzegorz Zywica ADAMOWICZ. Advanced gas turbines health monitoring system. 2018– № 4
2. Акимов В.А., Фалеев М.И. Надежность технических систем и техногенный риск. — М.: Деловой экспресс, 2002. — 367 с.
3. Микаэлян Э.А. Эксплуатация газотурбинных газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций газопроводов. -М.: Недра, 1994. - 304с.
4. Антонова Е.Г., Иванов И.А., Степанов О.А., Чекардовский М.Н. Мониторинг силовых агрегатов на компрессорных станциях— СПб.: Недра, 1998. —216 с.
5. Газоперекачивающие агрегаты и обслуживание компрессорных станций / Мороз А.П., Мальцуров И.И, Арустамов К.Г., Короткое В.И. и др. — М.: Недра, 1979. — 229 с.
6. Седых З.С. Эксплуатация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом. М.: Недра. 1990. - 203 с.
7. Байков, И.Р. Повышение эффективности использования оборудования в нефтяной отрасли/ И.Р. Байков, М.И. Кузнецова, СВ. Китаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. -№2. - 2013- С 18-20
8. Семенов А.С. Комплексный анализ работоспособности газоперекачивающих агрегатов на основе прогноза остаточного ресурса. Тюмень – 2004.
9. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы

					<i>Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тян В. Д.			<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А. В.					101	104
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.				<i>НИ ТПУ гр. 2БМ81</i>		

10. ГОСТ Р 27.606-2013 Надежность в технике (ССНТ). Управление надежностью. Техническое обслуживание, ориентированное на безотказность
11. Бушуев А.Б., Бабин А.Ю., Теплоухов Г.Н. Обеспечение надежности
12. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов РД 03-418-01. Научно-техническое управление и ГУП НТЦ «Промышленная безопасность» при участии отраслевых правлений Госгортехнадзора России.
13. Микаэлян Э.А. Эксплуатация газотурбинных газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций газопроводов. – М.: Недра, 1994. – 304 с.
14. Nowlan F. S., Heap H. F. Reliability-centered Maintenance. – San Francisco: Dolby Access Press, 1978. – 466 p.
15. Moubray J. Reliability-centered Maintenance. Second Edition. – NY: Industrial Press Inc, 1997. – 426 p.
16. Герцбах И. Б., Кордонский Х. Б. Модели отказов / Под ред. Б. В. Гнеденко. – М.: Советское радио, 1966. – 165 с.
17. Иорш В. И., Крюков И. Э., Антоненко И. Н. Международные стандарты в области управления физическими активами // Вестник качества. 2012. – № 4. – С. 27 – 34.
18. Сухарев М.Г. Математическая теория надежности и её инженерные приложения: Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 61 с.
19. Толстов А.Г. Элементы надежности и технической диагностики: Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 210 с.
20. Кунина П.С, Павленко П.П.. Диагностика газоперекачивающих агрегатов с центробежными нагнетателями. Ростов-на-Дону, изд-во РГУ, 2001. - 362 с.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

21. Ревзин Б. С. Газоперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом: Учебное пособие 2-е изд., Екатеринбург: ГОУ УГТУ-УПИ, 2002. 269 с.
22. СТО Газпром 2-3.5-113-2007. Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем.- Москва, 2007. — 54 с.
23. Тихонов, А.Д. Повышение точности определения показателей эффективности ГПА/ А.Д. Тихонов, В.Г. Дубинский, Ю. С. Чарный// Газовая промышленность. -№ 10.-1986.-С.29-30.
24. Химмельбау, Д. Обнаружение и диагностика неполадок в химических и нефтехимических процессах/ Д. Химмельбау: Пер. с англ. - Л.: Химия, 1983.-352 с.
25. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования
27. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
28. СНиП 23-05-2010 Естественное и искусственное освещение.
29. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1)
30. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.
31. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность.
32. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		103

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

34. СНиП 21-01-02 Пожарная безопасность зданий и сооружений

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		104

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Chapter A

Social responsibility: safety aspects relating to the specific requirements of gas compressor units

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Тян Вадим Денхакович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Рудаченко Александр Валентинович	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП;

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Поздеева Галина Петровна	к.ф.н.		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Разработка мероприятий по снижению эксплуатационных рисков оборудования компрессорной станции с газотурбинным</i>		
Разраб.	Тян В. Д.						
Руковод.	Рудаченко А. В.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						
					Лит.	Лист	Листов
						1	14
					<i>Список литературы</i>		
					<i>НИ ТПУ гр. 2БМ81</i>		

Social responsibility

Introduction

The compressor station of the main gas pipeline is a complex of engineering structures providing the main technological processes - transportation, purification, gas cooling.

This section discusses the activities of a shift engineer in terms of life safety. The working day of a shift engineer, in accordance with the staffing at the compressor station, is 11 hours. In accordance with the job descriptions, the shift engineer must always be in the main control panel.

The most important task in carrying out work to increase the operational reliability of a gas turbine gas pumping unit is to comply with the rules and requirements of industrial and environmental safety.

1 Legal and organizational security issues

The gas pumping unit operation of the compressor station is carried out by persons working on a rotational schedule. This type of work is regulated by the Labor Code of the Russian Federation. The shift method is a special form of the labor process outside the place of permanent residence of workers when their daily return to the permanent residence cannot be ensured.

Work performed on a rotational basis may not involve workers under the age of eighteen, pregnant women and women with children under the age of three, as well as persons who have contraindications to work on a rotational basis for medical reasons issued in accordance with established by Federal laws and other regulatory legal acts of the Russian Federation.

A shift is considered a general period, including the time of work completion at the facility and the time of inter-shift rest. The duration of the shift should not exceed one month. Working hours and rest periods within the 77 accounting period are regulated by the shift work schedule, which is approved by the employer.

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		2

Workers on a rotational basis are provided with allowances and wage coefficients, as well as social packages (pension fund, medical insurance, payment of sanatorium treatment, payment of children's camps, etc.).

The legislation of the Russian Federation regulates relations between the organization and employees relating to remuneration, work schedule, social relations, especially the regulation of labor of women, children, people with disabilities, etc. The duration of a working day should not exceed 40 hours per week. For workers working in places classified as harmful working conditions of degrees 3 and 4 - no more than 36 hours.

The organization is required to provide annual leaves of 28 calendar days. For workers employed in work with dangerous or harmful conditions, an additional vacation is provided.

An employee should be provided with a break during the working day, not more than two hours and not less than 30 minutes, which is not included in working hours.

The organization pays wages to employees. It is possible to withhold wages in cases provided for in the labor code of the Russian Federation, article 137. In the event of a wages delay for more than 15 days, the employee has the right to suspend work by notifying the employer in writing.

Requirements for working personnel in accordance with safety rules in the oil and gas industry:

- people at least 18 years of age who have undergone a medical examination and have no health contraindications are allowed to work at oil and gas facilities;
- employees of the main professions are allowed to work independently after training in labor protection and industrial safety, testing knowledge, conducting industrial briefing and if there is a certificate giving access to a certain type of work.

Requirements for hazardous production facilities and jobs are:

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		3

- at workplaces, as well as in places where it is possible that a person may be exposed to harmful and (or) dangerous production factors, warning signs and inscriptions should be placed;
- the illumination of workplaces should be uniform and exclude the occurrence of the glare of lighting devices on workers. Work in unlit places is not permitted;
- potentially dangerous places (zones) of oil, gas production and preparation facilities (for example, open tanks) must be reliably fenced, including with temporary enclosing devices;
- work in places where there is or may be an increased production hazard should be carried out through work-permits;
- at the sites and workshops of hazardous production facilities there should be sanitary facilities for workers employed directly in the production, designed depending on the groups of production processes.

2. Process safety management

The basic production elements forming dangerous and harmful factors when improving the operational reliability of a gas turbine and pumping unit are presented in Table 1.

Table 1. The main elements of the production process that form dangerous and harmful factors when performing work to improve the operational reliability of a gas turbine pumping unit

Factors (GOST 12.0.003-2015)	Work stages			Standardized documents
	development	manufacturing	exploitation	
Exceeding levels and other adverse noise characteristics	+	+	+	GOST 12.1.003–2014. Occupational safety standards system. Noise. General requirements safety [1].
Excessive Vibration	+	+	+	GOST 12.1.012-2004 Occupational safety standards system. Vibration safety. General requirements [2].

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
						4
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Factors (GOST 12.0.003-2015)	Work stages			Standardized documents
	development	manufacturing	exploitation	
Climate deviation		+	+	SanPiN 2.2.4.548–96. Hygienic requirements for the microclimate of industrial premises [3].
Low illumination of the working area		+	+	SNiP 23-05-2010 Natural and artificial lighting [4].
Increased dust and gas contamination of the working area			+	GOST 12.1.005-88 Occupational safety standards system [5].
Moving cars and mechanisms	+	+	+	GOST 12.0.003-2015 Occupational safety standards system. Health and safety hazards [6].
Electricity		+	+	GOST 12.1.019-2017 Occupational safety standards system. Electrical safety [7].
Pressure equipment and pipelines	+	+	+	GOST 12.2.003-91 Occupational safety standards system [8].

2.1 Harmful production factors

Let's consider harmful production factors that act or can affect the human body when increasing the operational reliability of a gas turbine and pumping unit, as well as the normative values of these factors and measures aimed at reducing or eliminating these factors.

The deviation of microclimate indicators in the open air, the working zone on human health is significantly affected by the microclimatic conditions of the working environment, which are the sum of the ambient temperature, its humidity, speed and radiation from heated objects.

Working in the open air should be provided in winter with work wear and safety footwear with high thermal resistance, as well as face masks. When working with restricted movement, work wear and safety footwear specifically heated should be used.

Workers should be trained in frostbite protection and providing first aid.

Noise level increase

Allowed noise level is 80 dBA. It is forbidden to stay for a short time in an area with sound pressure levels exceeding 135 dBA.

Collective methods of protection against noise include:

- improvement of repair technology and timely maintenance of equipment;
- the use of sound insulation (soundproof casing);
- use of sound absorption means.

It is also necessary to use rational work and rest schedule of workers.

To create normal working conditions for duty personnel, the control is placed in panel boards.

Noise sources in a gas-pumping unit with a gas-turbine drive are a compressor, turbine exhaust, the body of a gas-turbine unit and a combustion chamber, a supercharger with attached pipelines and other auxiliary equipment of a gas-turbine unit and a compressor station.

The noise in the main control panel created by the control systems of the workshop, the operation of personal computers does not exceed the standard noise levels.

Shift personnel may remain in the main control panel throughout the entire shift without personal protective equipment for hearing organs [25].

Vibration level increase

For the main control panel, in accordance with SP 2.2.4 / 2.1.8.566-96, vibration corresponds to the 3rd category of type “B”- technological vibration that affects the operator at the workplaces of stationary machines or is transmitted to workplaces that do not have vibration sources. In the main control panel, the vibration does not exceed the maximum permissible values of the normalized vibration parameters of workplaces with duration of vibration exposure of 8 hours [26].

Applied methods of protection against vibration are:

- the main control building is located separately and is not connected with the facilities of the gas turbine unit.

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

The setpoint values that determine the vibration level warning and alarm signal are displayed on the main control panel using software tools. The absolute values decrease with an increase in the service life of the unit, as the technical condition of the unit and auxiliary equipment deteriorates.

To ensure vibration-safe working conditions during assembly and installation of the unit:

- rotor centering;
- rotor balancing.

Low illumination of the working area

Artificial and natural light sources are used to illuminate buildings

Natural lighting on the main control panel is created by natural light sources through window openings providing sufficient illumination in the room during daylight hours.

Artificial lighting is carried out indoors by incandescent and fluorescent lamps.

The power supply voltage for working lighting in all main production facilities is carried out from two independent power sources, one of which will constantly have voltage. In addition, the premises provide emergency lighting from the battery [27].

Increased dust and gas contamination of the working area

Air monitoring should be carried out in the breathing zone under typical production conditions by means of a gas analyzer or a miner's lamp. The content of harmful substances in the air of the working area should not exceed the maximum permissible concentrations (MPC).

When working in places where the concentration of harmful substances in the air can exceed the maximum permissible concentrations, workers should be provided with appropriate respirators.

Reducing the adverse effects of dust and gas pollution is achieved through regular ventilation of the working area [28].

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

Deviation of microclimate indicators in open air

Deviation of microclimate indicators in the open air is possible under adverse weather conditions (too low / high air temperature, rain, snow, strong wind, etc.).

Since the repair of the tank can be carried out both in the warm season and in the cold season, the requirements for the organization of work in the open area in the winter and summer season are considered. Work is carried out at temperatures from minus 45 ° C to plus 40 ° C.

A constant deviation of weather conditions at the workplace from normal parameters leads to overheating or hypothermia of the human body and the associated negative consequences:

- in overheating - to excessive sweating, increased heart rate and breathing, severe weakness, dizziness, the appearance of convulsions, and in severe cases - the occurrence of heat stroke;

- in hypothermia - colds, chronic inflammation of the joints, muscles, etc.

Workers in an open area in the winter season should be provided with personal protective equipment, namely, special warm clothing, shoes, hand protection, head, face and eye protection. Work should be organized in such a way that workers can periodically be in a warm room.

Workers in an open area during the summer season should have free access to drinking water supply devices [29].

2.2 Hazardous production factors

Let's consider hazardous production factors that act or can affect the human body when carrying out work to increase the operational reliability of gas turbine and pumping units, as well as the normative values of these factors and measures aimed at reducing or eliminating these factors.

Moving machinery and equipment machinery

The speed of vehicles on the construction site and near the places of work should not exceed 10 km / h in straight sections and 5 km / h in turns.

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

Moving parts of production equipment, which are a possible source of injury risk, must be enclosed or positioned so that it is impossible to touch the worker or other means (for example, two-handed operation) are used to prevent injury.

It is also necessary to observe safety precautions when operating equipment, machines and mechanisms, and their operation should be performed only by persons authorized to do so [30].

Electric current, increased voltage values

According to GOST 12.1.019-79 by the hazards of electric shock to personnel, the main control panel refers to rooms with major hazard:

- increased humidity (more than 75%) or high temperature (above 35 °C);
- the possibility of simultaneous contact of a person with the metal structures of the building connected to the ground, mechanisms on the one hand and the metal case of the equipment on the other hand;
- current-conducting floors.

To power the production equipment of the main control panel, a voltage of 220 V is applied. Electricity power using equipment on the main control panel are:

- a computer;
- a control console;
- control cabinets.

To protect service personnel from electric shock, from the action of an electric arc, etc., all electrical installations must be secured with protective equipment, as well as with first aid equipment in accordance with the application rules and testing of protective equipment used in electrical installations.

Protective grounding or neutral wire earthing, in accordance with GOST 12.1.030-81, must protect people from electric shock when touching metal non-conductive parts that may be energized as a result of damage to the insulation.

In accordance with the rules of electrical installations, electrical equipment, electrical wiring (including grounding) were protected from mechanical influences, solvent penetration. At the same time, all enclosing and closing devices have sufficient mechanical strength in accordance with local conditions. Devices

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

designed to protect wires and cables from mechanical damage should, whenever possible, be introduced into machines, apparatus and devices.

The energy sources at the compressor station are:

- high-voltage substations of energy systems located in the area of the compressor station;
- small power plants for their own needs, the drive of the electric generator is one of the gas pumping units;
- emergency batteries used in the event of an accident.

The elimination of dangerous situations during a complete or partial interruption of power supply is achieved by emergency diesel generators or mobile automatic power plants. Station automation, automatically switches power sources [31].

Pressure equipment and pipelines

If safety rules are not observed during the manufacture, installation and operation of equipment operating under high pressure, there is an increased hazard.

The reasons for the destruction or depressurization of high-pressure systems can be: external mechanical stresses, aging of the systems (decrease in mechanical strength); violation of the technological mode; design errors; a change in the state of the medium being sealed; malfunctions in instrumentation, control and safety devices; staff errors.

The rules for the design and safe operation of pressure equipment apply to:

- pipelines operated under pressure of steam or gas over 0.07 MPa;
- cylinders intended for transporting and storing compressed, liquefied and dissolved gases under pressure above 0.07 MPa;
- tanks and barrels for transporting and storing liquefied gases, the vapor pressure of which at temperatures up to 50 ° C exceeds a pressure of 0.07 MPa;
- tanks and vessels for transporting or storing compressed, liquefied gases, liquids and bulk solids in which pressure above 0.07 MPa is created periodically.

The main requirement for the design of equipment operating under high pressure is the reliability of safety during operation and the possibility of inspection

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

and repair. Special requirements apply to welds. They should be available for control during manufacture, installation and operation, located outside the supports of the vessels. Welds are made only butt [32].

Responsibility for the good condition and safe operation of the vessels should be assigned to the specialist supervising the personnel serving the vessels (compressor head, section head, senior section master, etc.).

3. Environmental safety

Let's consider the impact of harmful factors on the environment and environmental measures when increasing the operational reliability of a gas turbine and pumping unit.

Atmosphere

Negative impacts are natural gas emissions, incineration of industrial waste, exhaust gases of a gas turbine plant, dust and toxic gases from used machinery and equipment.

Environmental protection measures:

1) To reduce emissions of nitrogen oxides, the optimum combustion efficiency is observed, and the rate of passage through the combustion zone is also controlled. To reduce local disturbances in the microclimate, heat should be dissipated in the atmosphere layers removed from the earth's surface by chimneys.

2) The entire transport fleet should be maintained in good condition, constant monitoring due to the requirements for the emissions level of nitrogen oxides and carbon monoxide in the exhaust gas and engine regulation should be performed.

Hydrosphere

The negative impact on the hydrosphere is pollution by sewage and garbage.

Environmental protection measures:

1) Compliance with the agreed locations and boundaries of sites located at a standardized distance from water bodies and streams in order to prevent water pollution;

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

2) Tanks with spent fuels and lubricants should be temporarily stored in a designated area on metal pallets, equipped with an airtight border, which will prevent from spilling off the stored amount of waste fuels and lubricants.

3) Maintenance, repair, refueling of equipment is carried out at specially equipped sites.

In the event of an emergency related to the spillage of fuels and lubricants, the spilled areas are cleaned immediately with sand. The resulting waste should be stored in a separate container.

Lithosphere

The negative impact on the lithosphere is the soil contamination with industrial waste.

Environmental protection measures:

1) Due to the administrative order the person is appointed for the collection, temporary storage and organization of timely removal of waste resulting from the work.

2) The site should be constantly monitored for the condition of working containers and containers with waste.

3) The places for temporary storage and accumulation of waste must comply with safety requirements, sanitary and hygienic standards and the above instructions. Waste collection and storage sites should be equipped with carbon dioxide fire extinguishers, boxes with sand, a shovel, felt or asbestos [33].

4 Safety in emergency situations

Emergency is an outwardly unexpected, suddenly occurring situation, which is characterized by a sharp change in the established process, which has a significant negative impact on the livelihoods of people and the environment.

The following emergencies may occur at the compressor station:

- gas pipeline rupture and gas leak in the territory of the compressor station or connection unit;
- fire at the compressor station;

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

- fire at processing units;
- fire in the engine compartment;
- fire in the supercharger compartment.

To prevent emergencies, it is necessary to perform:

- strict adherence to the process;
- strict adherence to safety regulations, instructions, standards for fire protection and industrial sanitary;
- prevention of explosive concentrations;
- timely preventive measures and maintaining the reliable operation of equipment;
- control the correct actions of personnel, to check the level of knowledge and improve the personnel qualifications.

To eliminate fires on the territory of the compressor station there is a fire department.

At each production site, in a prominent place, a sign is posted indicating the surname, name, patronymic and position of the person responsible for fire safety.

The production area and facilities should not be contaminated with flammable and combustible liquids, as well as garbage and industrial waste.

In case of all emergencies, personnel not involved in the elimination of consequences should be evacuated in accordance with the approved plan. According to SNiP 21-01-02 [34], people are evacuated in accordance with the emergency evacuation plan through the nearest safe staircase to the street. In addition, in order to reduce the consequences of an accident, systematic training of compressor station personnel in emergency situations should be organized.

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Conclusion

Thus, the issue of social responsibility is very important and relevant when performing maintenance and repair work at a gas pumping station. Since it addresses such important aspects as the system for ensuring the safety of life and health of workers in the course of labor activity, as well as ensuring the protection of the environment from harmful influences.

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14