

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

**Направление подготовки** (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

**ООП** «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

**Отделение школы** Отделение нефтегазового дела

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

Тема работы
<b>Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС – 90ГП компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»</b>

УДК 621.452.3:622.691.5

**Студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Абушахманов Вадим Ильдарович		

**Руководитель:**

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжанкина Т.Г.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в

	профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
<b>ПК(У)-6</b>	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

**Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)**  
**Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**  
**Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»**  
**Уровень образования бакалавриат**  
**Отделение нефтегазового дела**

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      \_\_\_\_\_ (Дата)      Чухарева Н.В.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

**В форме:**

бакалаврской работы

**Студенту:**

Группа	ФИО
2Б91	Абушахманов Вадим Ильдарович

**Тема работы:**

<b>Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС – 90ГП компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.02.2023 г. № 38-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2023 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Исследовать техническое решение по модернизации системы смазки и суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ██████████ компрессорного цеха линейной компрессорной станции ██████████ магистрального газопровода «Сила Сибири»;
---------------------------------	--

	<p>Характеристика системы смазки и суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ██████:</p> <p>Давление суфлирования – █████ МПа;</p> <p>Номинальный диаметр трубопровода суфлирования маслобака – █████ мм;</p> <p>Рабочая температура в трубопроводе суфлирования маслобака – █████ °С;</p> <p>Радиус кривизны осевой линии отвода – █████ мм;</p> <p>Нагрузка на подшипник скольжения приводного вала ротора газогенератора – █████ кгс;</p> <p>Средняя температура масла в подшипниковом узле коробки приводов – █████ °С;</p> <p>Скорость вращения приводного вала ротора газогенератора – █████ об/мин;</p> <p>Длина линии всасывающего маслопровода – █████ м;</p> <p>Длина линии нагнетательного маслопровода – █████ м;</p> <p>Толщина стенки маслопровода – █████ м;</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аналитический обзор, используемых для перекачки природного газа, газотурбинных технологий;</li> <li>2. Выполнение анализа нормативно-технической базы, в области проектирования, сооружения и эксплуатации системы смазки и суфлирования газотурбинных двигателей, применяемых для перекачки природного газа в составе компрессорных станции;</li> <li>3. Исследование технического решения по модернизации системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ██████ компрессорной цеха на компрессорной станции;</li> <li>4. Расчет эксплуатационных характеристик отдельных систем и узлов системы смазки и суфлирования газотурбинного двигателя типа ██████</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<p>Типичная принципиальная схема линейной компрессорной станции;</p> <p>Технологическая схема линейной компрессорной станции ██████»;</p> <p>Типичная принципиальная схема ██████;</p> <p>Типичная принципиальная схема ██████;</p> <p>Технологическая схема системы смазки и суфлирования ██████;</p> <p>Блок- схемы основных направлений работы системы суфлирования ГТД ██████ до модернизации;</p> <p>Блок – схема работы системы суфлирования маслобака ГТД ██████ после модернизации;</p> <p>- Рисунки;</p> <p>- Таблицы.</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжанкина Татьяна Гавриловна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	07.02.2023 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Абушахманов Вадим Ильдарович		07.02.2023 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б91	Абушахманов Вадим Ильдарович

<b>Школа</b>	ИШПР	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделения нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p><b>Введение:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</li> </ul>	<p><i>Объект исследования: модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС – 90ГП – 2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции на одном из объектов Силы Сибири.</i></p> <p><i>Область применения: газоперекачивающие агрегаты, устанавливаемые на линейных компрессорных станциях.</i></p> <p><i>Рабочей зоной при производстве работ является ангарное помещение газоперекачивающего агрегата.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От24.04.2020);</li> <li>2. Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда»;</li> </ol>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных вредных и опасных факторов</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению их воздействия</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень шума;</li> <li>– Повышенный уровень общей вибрации;</li> <li>– Отсутствие или недостаток искусственного освещения;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышение запыленности и загазованности рабочей зоны;</li> <li>– Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>– Производственные факторы, связанные с электрическим током;</li> <li>– Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением;</li> <li>– Пожаровзрывобезопасность;</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b></p>	<p><b>Воздействие на биосферу:</b> загрязнение почвы и водных объектов производственными отходами;</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение;</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнение водоемов сточными водами и мусором;</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> загрязнение воздуха выхлопными газами ГТУ, выбросами пыли и токсичных газов из используемых машин, выбросами природного газа;</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Пожар на территории КС;</li> <li>– Пожар на технологических установках;</li> <li>– Пожар в отсеке двигателя;</li> <li>– Пожар в отсеке нагнетания;</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.02.2023 г.
--	---------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.			

**Задание принял к исполнению студент:**



Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Абушахманов Вадим Ильдарович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б91	Абушахманов Вадим Ильдарович

<b>Школа</b>	ИШПР	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - Материально-технические ресурсы: 28000
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате -20 % надбавки за профессиональное мастерство -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения работ по врезке отвода в магистральный газопровод с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.
2. Планирование и формирование бюджета научного исследования	Определение структуры работы. Расчёт трудоемкости выполнения работ. Подсчет бюджетного исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования	Расчёт показателей финансовой эффективности, ресурсоэффективности и эффективности исполнения.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 07.02.2023

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		07.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Абушахманов Вадим Ильдарович		07.02.2023

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)**  
**Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**  
**Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»**  
**Уровень образования бакалавриат**  
**Отделение нефтегазового дела**  
**Период выполнения** осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

**Форма представления работы:**

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	Введение	5
28.02.2023	Обзор литературы	10
15.03.2023	Общая характеристика объекта исследования	5
18.03.2023	Исследование технического решения по доработке системы суфлирования маслобака ГТД типа ██████████	5
27.03.2023	Гидравлический расчет маслопровода	10
07.04.2023	Расчет на прочность трубопровода суфлирования маслобака ГТД типа ██████████	5
14.04.2023	Расчет на прочность валика привода центробежного суфлера ██████████	15
05.05.2023	Расчет подшипников приводного вала ротора газогенератора при подаче смазки под давлением	10
04.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2023	Социальная ответственность	10
25.05.2023	Заключение	5
01.06.2023	Презентация	10
	Итого	100

**Составил преподаватель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023

**Согласовано:**

<b>Руководитель ООП</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 165 с., 51 рис., 25 табл., 56 источник, 2 прил.

**Ключевые слова:** газ, компримирование, перекачка, суфлирование, смазывание, технологии, оборудование.

**Объектом исследования** является система смазки и суфлирования газотурбинного двигателя типа ██████████.

**Цель работы** – обеспечение нормативных рабочих параметров системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя линейной компрессорной станции.

**Методология проведения работы:** В работе проведены расчеты эксплуатационных характеристик отдельных узлов и систем системы смазки и суфлирования ГТД ██████████ в том числе:

- Гидравлический расчет всасывающего и нагнетательного маслопровода;
- Расчет на прочность трубопровода суфлирования маслобака и его элементов;
- Расчет на прочность приводного валика центробежного суфлера БЦА -94;
- Расчет подшипников скольжения приводного вала ротора газогенератора;

**Основные конструктивные решения:** демонтаж сепаратора масляных паров из состава маслосистемы ГТУ, изготовление и установка крышки на маслобак двигателя.

					Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС - 90ГП -2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Абушахманов.В.И			<i>Реферат</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					13	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2591		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

**Область применения:** объекты компримирование природного газа, оснащенные в качестве привода для центробежных нагнетателей, газотурбинным двигателем [REDACTED].

**Значимость работы:** потенциальная эффективность рассмотренного технического решения связана с возможностью снижения давления суфлирования маслобака газотурбинного двигателя.

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

## Abstract

Final qualifying work 165 pages, 51 pictures., 25 tables., 56 source, 2 appendix.

Keywords: gas, compression, pumping, venting, lubrication, technologies, equipment.

The object of the study is the lubrication and venting system of a gas turbine engine of the [REDACTED] type.

The purpose of the work is to study a technical solution for the modernization of the oil tank venting system of a gas turbine engine of the [REDACTED].

Methodology of the work: In the work, calculations of the operational characteristics of individual components and systems of the lubrication and venting system of the GTD [REDACTED] were carried out, including:

- Hydraulic calculation of the suction and discharge oil lines;
- Calculation of the strength of the oil tank venting pipeline and its elements;
- Calculation of the strength of the drive roller of the centrifugal breather [REDACTED];
- Calculation of the sliding bearings of the drive shaft of the rotor of the gas generator;

The main design solutions: dismantling of the oil vapor separator from the composition of the GTU oil system, manufacturing and installation of the lid on the engine oil tank.

					<i>Модернизация системы суфлирования маслака газотурбинного двигателя типа ПС – 90ГП –2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Абушаханов.В.И</i>			<b>Abstract</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					15	
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>						
						<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2591</i>		

Scope of application: natural gas compression facilities equipped with a [REDACTED] gas turbine engine as a drive for centrifugal superchargers.

Significance of the work: the potential effectiveness of the considered technical solution is associated with the possibility of reducing the pressure of venting the oil tank of a gas turbine engine.

					<i>Abstract</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16



## Определения, сокращения

### Определения:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Газоперекачивающие агрегаты:** это сложные энергетические установки, предназначенные для компримирования природного газа, поступающего на компрессорную станцию по магистральному газопроводу.

**Газотурбинный двигатель:** это воздушный двигатель, в котором воздух сжимается нагнетателем перед сжиганием в нём топлива, а нагнетатель приводится в движение газовой турбиной, использующей энергию нагретых таким образом газов

**Газотурбинные установки:** тепловые машины, в которых тепловая энергия газообразного рабочего тела преобразуется в механическую энергию.

**Регенератор:** теплообменник, в котором передача теплоты осуществляется поочередным соприкосновением горячего и холодного теплоносителей с одними и теми же поверхностями аппарата.

**Компримирование:** технология промышленной обработки и подготовки газа (сжатие), повышение давления газа с помощью компрессора.

**Магистральный газопровод:** трубопровод, предназначенный для транспортирования природного газа из районов добычи к пунктам потребления;

**Надежность:** свойство объекта выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки.

					Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС - 90ГП -2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Абушахманов.В.И			Определения, сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					17	
Консульт.								
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

**Номинальная мощность:** это та, при которой двигатель работает в обычном режиме продолжительное время и не перегревается.

*Сокращения:*

АБТГ — агрегатный блок топливного газа;  
АВО — аппарат воздушного охлаждения;  
АУ – азотная установка;  
ГМТ — газомасляный теплообменник;  
ГПА — газоперекачивающий агрегат;  
ГТД – газотурбинный двигатель;  
ГТУ — газотурбинная установка;  
ГЩУ – главный щит управления;  
ДКУ – дожимная компрессорная установка;  
ЗИП – запасные инструменты и приспособления;  
КВД – компрессор высокого давления;  
КНД – компрессор низкого давления;  
КПД – коэффициент полезного действия;  
КС — компрессорная станция;  
НКТ — насосно-компрессорные трубы;  
ПГУ – парогазовые установки;  
ПН – питательный насос;  
САУ – система автоматического управления;  
СТ – силовая турбина;  
СМП – сепаратор масляных паров;  
ТВД – турбина высокого давления;  
ТНД – турбина низкого давления;  
ТСД – турбина среднего давления;  
УОГ – узел очистки газа;  
УОХГ – узел охлаждения газа;  
ФПШ – фильтр последнего шанса;

					<i>Определения, сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

ЦБН – центробежный нагнетатель;

ЭГ – электрогенератор;

					<i>Определения, сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

## Оглавление

Введение.....	23
1 Использование газотурбинных технологий для перекачки природного газа по магистральным газопроводам.....	25
1.1 Анализ применения современного парка газотурбинных установок в составе газоперекачивающих агрегатов .....	25
1.2 Общая характеристика газотурбинных установок для привода газоперекачивающего агрегата.....	33
1.3 Понятие надежности газотурбинных установок.....	42
1.4 Технологии повышения эффективности газотурбинных установок .....	45
1.4.1 Понятие надежности газотурбинных установок.....	46
1.4.2 Понятие надежности газотурбинных установок.....	53
2 Общая характеристика объекта исследования.....	58
2.1 Общее описание компрессорной станции [REDACTED] магистрального газопровода «Сила Сибири» .....	58
2.2 Состав и функциональное назначение объектов компрессорной станции КС -7а «Атаманская» .....	60
2.3 Общая характеристика компрессорного цеха [REDACTED].....	62
2.4 Устройство и описание систем газотурбинного двигателя [REDACTED] ..	67
2.5 Общая характеристика системы смазки и суфлирования .....	68
2.6 Постановка задачи исследования .....	77
3 Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа [REDACTED] .....	78
3.1 Технологическая схема системы до модернизации.....	78
3.2 Технологические решения при модернизации.....	80
4 Гидравлический расчет маслопровода.....	84
4.1 Гидравлический расчет всасывающего трубопровода маслосистемы .....	85
4.2 Гидравлический расчет нагнетательного трубопровода маслосистемы ....	88

Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС - 90ГП -2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Абушахманов.В.И			<b>Оглавление</b>		
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						20	
					Отделение нефтегазового дела Группа 2591		

5 Расчет на прочность трубопровода суфлирования маслобака ГТД [REDACTED] .....	91
5.1 Расчет на прочность трубы суфлирования маслобака .....	95
5.2 Расчет на прочность отвода трубопровода суфлирования маслобака .....	99
6 Расчет на прочность валика привода центробежного суфлера [REDACTED] .....	101
7 Расчет подшипников приводного вала ротора газогенератора при подаче смазки под давлением .....	103
7.1 Расчет минимальной толщины масляного слоя .....	106
7.2 Расчет минимального давления масла на входе в подшипниковый узел	110
8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	115
8.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	115
8.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	115
8.1.2 Анализ конкурентных технических решений .....	116
8.1.3 SWOT - анализ.....	118
8.2 Планирование научно – исследовательских работ .....	123
8.2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	123
8.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ .....	124
8.2.3 Разработка графика научного исследования .....	125
8.3 Бюджет научно – технического исследования.....	129
8.3.1 Расчет материальных затрат на проведение модернизации .....	129
8.3.2 Основная заработная плата исполнителей работы .....	130
8.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей работы .....	130
8.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды .....	131
8.3.5 Накладные расходы .....	131
8.3.6 Формирование бюджета затрат научно – исследовательской работы.....	132
8.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	132
9 Социальная ответственность .....	136
9.1 Введение.....	136

9.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	137
9.3 Производственная безопасность.....	139
9.3.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	140
9.3.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	145
9.4 Экологическая безопасность.....	151
9.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	154
Заключение .....	157
Список использованных источников .....	159
Приложение А .....	163
Приложение Б.....	165

## Введение

Для того чтобы давление газа, а также его температура находились в необходимом диапазоне в процессе его транспортировки по магистральному газопроводу, по всей его длине на определенном расстоянии друг от друга возводят компрессорные станции, являющейся неотъемлемой частью магистрального газопровода. Стабильная подача газа потребителю определяется, в том числе, бесперебойностью функционирования компрессорных станции. Для бесперебойной работы компрессорной станции в целом, должно быть обеспечено надежное функционирование отдельных систем и узлов компрессорной станции.

Ключевыми узлами любой компрессорной станции являются центробежный нагнетатель и его привод, то есть газотурбинный двигатель. Поэтому важным условие бесперебойной подачи газа потребителю становится надежное функционирование именно газотурбинного двигателя и его отдельных систем. Для достижения данной цели ведется контроль за основными параметрами работы двигателя. Любое отклонение от заданных параметров говорит о возникновении той или иной неисправности.

Возникновение неисправностей в работе газотурбинного двигателя – серьезная проблема, которая может повлечь за собой аварийный останов газоперекачивающего агрегата. Поэтому каждое отдельное отклонение от нормативных значений рабочих параметров газотурбинного двигателя или его отдельных узлов тщательно прорабатывается с целью обнаружения причины, после чего проводятся мероприятия по их ликвидации. Одним из таких мероприятий может быть доработка той или иной системы газотурбинного двигателя.

					<i>Модернизация системы суфлирования масла бака газотурбинного двигателя типа ПС - 90ГП -2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»</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>		<i>Абушахманов.В.И</i>			<i>Введение</i>			
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>						<i>23</i>
<i>Консульт.</i>						<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2591</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>						

Таким образом, написание исследовательской работы, направленной на решение проблемы, связанной с отклонением рабочих параметров одной из систем газотурбинного двигателя, является **актуальной**.

**Целью выпускной квалификационной работы бакалавра** является обеспечение нормативных рабочих параметров системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя линейной компрессорной станции.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие **задачи**:

1. Провести анализ использования газотурбинных технологий для перекачки природного газа по магистральному газопроводу на основе учебных пособий и периодических изданий научной литературы.
2. Рассмотреть существующую технологическую схему системы смазки и суфлирования ГТД [REDACTED].
3. Разработать техническое решение по модернизации системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа [REDACTED] компрессорного цеха линейной компрессорной станции;
4. Произвести расчеты эксплуатационных характеристик отдельных узлов системы смазки и суфлирования газотурбинного двигателя типа [REDACTED].

**Объектом исследования** является система смазки и суфлирования газотурбинного двигателя типа [REDACTED].

**Область применения:** объекты компримирование природного газа, оснащенные в качестве привода для центробежных нагнетателей, газотурбинным двигателем [REDACTED]

**Значимость работы:** потенциальная эффективность рассмотренного технического решения связана с возможностью снижения давления суфлирования маслобака газотурбинного двигателя.



# 1 Использование газотурбинных технологий для перекачки природного газа по магистральным газопроводам

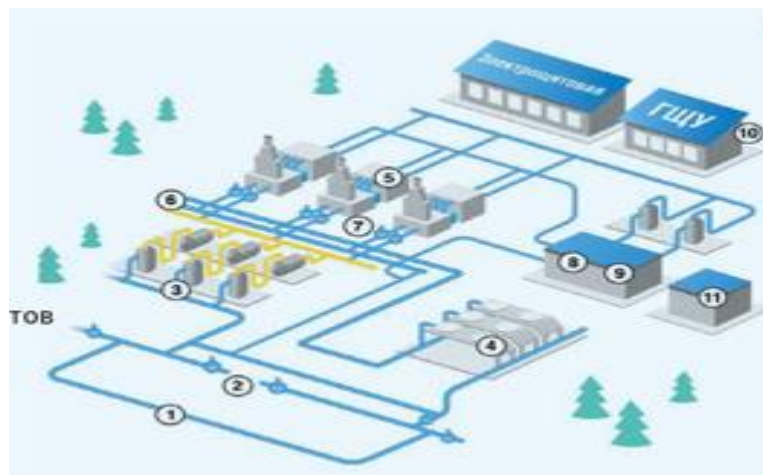
## 1.1 Анализ применения современного парка газотурбинных установок в составе газоперекачивающих агрегатов

На сегодняшний день газотранспортная система Российской Федерации включает в себя газопроводную сеть протяженностью более 170 тысяч километров перекачку газа, по которой осуществляют 254 компрессорные станции суммарной мощностью около 48 тысяч мВт. Более 95 % всех объектов газотранспортной системы РФ эксплуатируются и принадлежат ПАО «Газпром», компании, занимающей лидирующее место не только в России, но и на мировом рынке по объемам перекачиваемого газа.

ПАО «Газпром» осуществляет подачу газа потребителю главным образом по магистральным газопроводам, по ходу движения по которым происходят потери давления, а также снижается температура перекачиваемого продукта. Для того чтобы давление газа, а также его температура находились в необходимом диапазоне по всей длине газопровода на определенном расстоянии друг от друга возводят компрессорные станции (КС), являющейся неотъемлемой частью магистрального газопровода [17].

Как было отмечено выше, газотранспортная сеть страны включает в себя 254 компрессорные станции, на которых в зависимости от числа трубопроводных ниток, может быть, несколько компрессорных цехов в каждом из которых располагается газоперекачивающий агрегат (ГПА).

					Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС - 90ГП -2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Абушахманов В.И			Анализ использования газотурбинных технологий для перекачки природного газа по магистральным газопроводам	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					25	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						



1 – Узел подключения КС к магистральному газопроводу, 2 – Камера запуска и приема очистного устройства, 3 – Установка очистки технического газа, 4 – Установка охлаждения технического газа, 5 – Газоперекачивающие агрегаты, 6 – Технологические трубопроводы обвязки компрессорной станции, 7 – Запорная арматура технологических трубопроводов обвязки агрегатов, 8 – Установка подготовки пускового и топливного газа, 9 – Установка подготовки импульсного газа, 10 – Главный щит управления и системы телемеханики, 11 – Оборудование электрической защиты трубопроводов обвязки КС

Рис.1.1 – Устройство типовой КС ПАО «Газпром» [17]

Газоперекачивающий агрегат предназначен для компримирования природного газа, поступающего из входного коллектора компрессорной станции магистрального газопровода. Агрегат состоит из отдельных сборочных единиц, которые стыкуются непосредственно в будущем месте эксплуатации ГПА. В соответствии с ГОСТ Р 54404-2011 [1] газоперекачивающий агрегат с в обязательном порядке должен включать в свой состав центробежный нагнетатель (ЦБН), осуществляющий компримирование природного газа и привод ЦБН, которые должны быть оснащены системой автоматического управления, а также вспомогательными системами, обеспечивающими нормальное их функционирование.

На сегодняшний день практически крупными компаниями, в том числе ПАО «Газпром» применяется несколько типов приводов нагнетателя газоперекачивающего агрегата:

1. Электропривод
2. Привод от двигателя внутреннего сгорания
3. Газотурбинный привод

Если верить опубликованным данным [2,3] самым распространенным типом привода нагнетателя газоперекачивающего агрегата является газотурбинный. Парк ГПА с газотурбинным приводом на сегодняшний день составляет 80% от общего парка, в то время как электроприводные ГПА составляют не более 18% от общего парка, а привод от двигателей внутреннего сгорания используют около 5% ГПА страны.

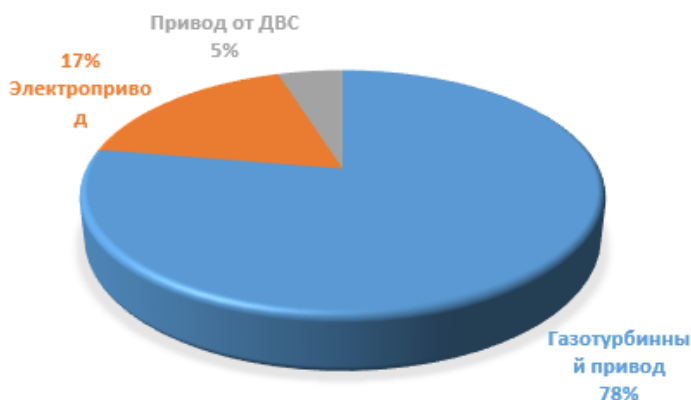


Рис.1.2 – Распределение парка приводов современных ГПА [2,3]

В основе газотурбинного привода ГПА лежит применения газотурбинных установок для привода нагнетателя. Газотурбинные установки отличаются от газотурбинных двигателей тем, что включают в свой состав вспомогательное оборудование [1].

Газотурбинные установки, применяемые в качестве привода нагнетателя природного газа на ГПА, могут быть, согласно [2], разных видов в зависимости от их конструктивных особенностей, заложенных при производстве для первоначальных целей:

- Газотурбинные установки на базе авиационных или судовых двигателей – такие установки были конвертированы из авиационных или судовых двигателей для их дальнейшего использования в качестве привода в

газотранспортной системе.

- Стационарные газотурбинные установки – установки, которые были разработаны специально для применения в газовой промышленности.

Период начала использование конвертированных авиационных газотурбинных двигателей в качестве привода ГПА на территории нашей страны подробно описан Медведевым С.Д и Балякиным В.Б в их совместной научной работе. На основе [3], можно отметить, что широкое распространение тенденция реконструкции наземных газотурбинных установок из авиационных или судовых газотурбинных двигателей получила еще в 70 – е года прошлого столетия. Первым двигателем, изготовленным для газотранспортной системы на территории страны, стал НК – 12 СТ, построенный на базе авиационного двигателя в 1971 году. По прошествии 10 лет с момента введение в эксплуатацию первого газотурбинного двигателя НК – 12 СТ в составе газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-6,3, количество двигателей данного типа, использующихся в газотранспортной системе, выросло до 300. Успешная конвертация авиационного двигателя в наземный НК – 12 СТ дала мощный толчок распространению конвертированных авиационных двигателей для перекачки природного газа. В начале 80 – х годов были конвертированы для нужд ГПА следующие авиационные двигатели НК-8 – 2У (на его базе был построен двигатель НК – 16СТ, имеющий мощность 16 МВт), НК-93 (стал базовым для НК – 38СТ с КПД близкому к 40% и мощностью 16 МВт), НК-25 (основа для двигателя НК – 36СТ мощностью 25 МВт и КПД 36%). Таким образом, именно данный период определил перспективы использования авиационных и судовых двигателей в качестве привода ГПА.

Анализ опубликованных данных [4,6] показывает, что на данный момент ПАО «Газпром» также активно использует данный тип привода для перекачки природного газа по магистральным газопроводам, парк ГПА с данным типом привода составляет 61 % процент от общего парка ГПА.

					<i>Анализ использования газотурбинных технологий для перекачки природного газа по магистральным газопроводам</i>	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рис.1.3 – Распределение общего парка газотурбинного привода ГТУ [4]

Газотурбинные двигатели, конвертированные из авиационных и судовых двигателей, получили широкое распространение благодаря целому ряду преимуществ. Во – первых, стоимость конвертирования авиационного или судового двигателя гораздо меньше, чем разработка нового стационарного, поэтому применение конвертированных ГТД экономически привлекательнее. К тому же стоит добавить, что и стоимость обслуживания таких двигателей значительно ниже, так как зачастую в газотранспортной системе применяются двигатели, исчерпавшие свой ресурс в авиации. Во – вторых, несомненным плюсом таких двигателей является их блочное исполнение, что значительно снижает массу и габариты двигателя, а значит упрощает его установку, замену, обслуживание и ремонт, что особенно актуально в удаленных районах страны. Помимо этого, базовые авиационные двигатели имеют высокую надежность и высокий КПД, благодаря чему хорошо себя показывают в сложных, меняющихся со временем условиях. В – третьих, большинство авиационных двигателей имеют высокую степень автоматизации систем регулирования, управления и контроля, что позволяет практически полностью автоматизировать работу двигателя, а это в свою очередь снижает численный состав обслуживающего персонала.

Применяемые на сегодняшний день в качестве привода центробежного нагнетателя газотурбинные установки, конвертированные из авиационных двигателей, на объектах ПАО «Газпром» можно разбить на несколько групп в зависимости от типа авиационного двигателя, на базе которого они были

разработаны. Как было сказано ранее, одним из ключевых моментов начала развития в отрасли конвертированных двигателей, стало удачное конвертирование авиадвигателей семейства «НК». После этого начались попытки конвертирования других типов авиационных двигателей, вследствие чего на сегодняшний день в газотранспортной системе, а в частности на объектах ПАО «Газпром» применяются ГТУ, конвертированные из различных типов авиационных двигателей. Наиболее распространенными авиадвигателями, на основе которых были построены современные газотурбинные установки, являются двигатели типов ДС-30, ПС -90А и ранее рассмотренные двигатели семейства «НК».

На базе двигателя ДС – 30, разработанного АО «ОДК-Авиадвигатель» в 1963 году для нужд гражданской авиации, были спроектированы газотурбинные двигатели ДС – 30ЭУ -1, ДС – 30ЭУ -2, ДС – 30ЭУ -6. Последние из названных типы двигателей легли в основу производства газотурбинных установок ГТУ -4ПГ и ГТУ – 6ПГ мощностью 4 и 6 МВт соответственно. ГТУ – 4ПГ была разработана с целью использования в качестве привода «ГПА-4ПХГ» на подземных хранилищах газа (ПХГ). ГТУ – 6ПГ используется в составе газотурбинного насосного агрегата ГТНА «Урал – 6000» на дожимной компрессорной станции проекта «Сахалин -2».

Двигатель ПС -90А разработанный чуть позднее в 1980-х годах в Перми для тех же целей, что и двигатель ДС – 30, в 90 – х годах прошлого столетия стал базовым для двигателя ПС – 90ГП -1, применяемого в составе газотурбинных установок ГТУ – 10П и ГТУ – 12П. ГТУ – 12П эксплуатируется в составе газоперекачивающих агрегатов нового поколения ГПА -12 «Урал», номинальная мощность которых 12 МВт. Еще одна газотурбинная установка, созданная на базе ГТУ -12П, ГТУ – 10П нашла свое применение в качестве привода газоперекачивающих агрегатов на дожимных компрессорных станциях и подземных хранилищах газа. Модифицированная версия двигателя ПС – 90ГП -1, получила аббревиатуру ПС – 90ГП -2 и получила применение в

					<i>Анализ использования газотурбинных технологий для перекачки природного газа по магистральным газопроводам</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

составе унифицированного газоперекачивающего агрегата ГПА -16П мощность 16 МВт.

Еще один авиационный двигатель, который был конвертирован с целью использования в составе компрессорных станций – АЛ -31Ф, разработанный ОАО «НПО Сатурн» для привода самолета Су-27. На его базе построен двигатель АЛ-31СТ, вошедший в состав ГТУ АЛ-31СТН. Установка ГТУ АЛ-31СТН широко применяется в качестве привода газоперекачивающих агрегатов мощность 16 МВт на компрессорных станциях ПАО «Газпром».

#### **ГТУ – MS5002E в составе ГПА -32 «Ладога»**

Не смотря на ряд преимуществ конвертированных ГТУ, газотранспортная система страны активно использует для привода ЦБН и другой тип ГТУ – стационарный. В своей статье Е.М Комаров и Ж.М Кокуева [4] заостряют свое внимание на одной из самых высокоэффективных газоперекачивающих установок для компримирования природного газа, разработанной специально для отрасли. Такой установкой является агрегат ГПА – 32 «Ладога» с номинальной мощностью 32 МВт. Проект агрегата был разработан и произведен энергомашиностроительным холдингом «РЭП Холдинг» на объектах Невского завода. Несмотря на самый один из самых высоких КПД в своем классе 36%, агрегат способен сохранять высокую надежность и эксплуатационную готовность на всех этапах использования, работая при этом под высоким давлением до 22 МПа. К тому же «Ладога» имеет низкий уровень вредных выбросов, что позволяет ей соответствовать всем современным экологическим нормам.

Основные технические характеристики газоперекачивающего агрегата ГПА – 32 «Ладога» приведены в таблице 1.1.

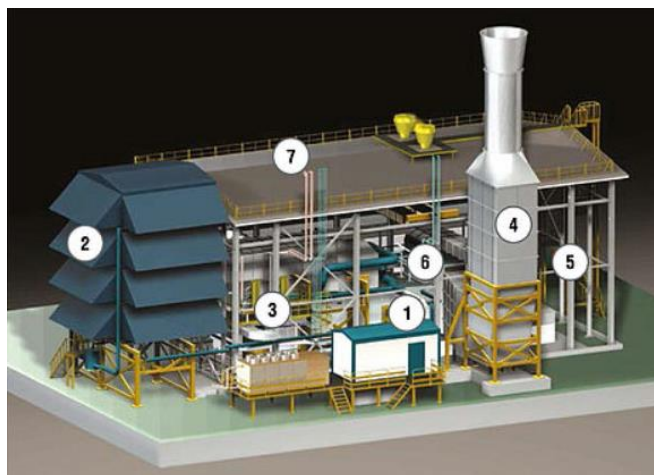
					<i>Анализ использования газотурбинных технологий для перекачки природного газа по магистральным газопроводам</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Таблица 1.1 - Основные технические характеристики газоперекачивающего агрегата ГПА – 32 «Ладога»

Параметр ГПА	Значение параметра
Номинальная мощность, МВт	32
Объемная производительность при нормальных условиях, млн м <sup>3</sup> /сут	78,9
Политропный КПД центробежного нагнетателя, не менее %	80
Эффективный КПД ГТУ при нормальных условиях, не менее %	36
Давление газа на выходе из нагнетателя, МПа	11,86
Степень сжатия	1,4
Номинальная частота вращения ротора турбины ГТУ	5174
Расход топлива, кг/с	1,74

Основными узлами агрегата являются газотурбинная установка ГТУ – MS5002E и центробежный нагнетатель природного газа. Помимо прочего агрегат оборудован вспомогательными системами, среди которых: очистки воздуха, утилизации выхлопных газов, вентиляции, продувки блока ГТУ, вентиляции ангарного укрытия, подачи буферного газа, разделительного и инструментального газа (воздух/азот), подачи топливного газа, маслоснабжения, промывки проточной части осевого компрессора ГТУ, пожаротушения, освещения, видеонаблюдения. Основное и вспомогательное оборудование ГПА – 32 «Ладога» размещено в ангарном укрытии.





1 – ГТУ – MS500E2; 2 – Воздухоочистительное устройство; 3 – Системы вентиляции и охлаждения ГТУ; 4 – Выхлопное устройство; 5 – Центробежный нагнетатель; 6 – САУ;  
7 – Ангарное укрытие;

Рис.1.4 – Схема ГПА – 32 «Ладога» [4]

Агрегат в качестве привода для центробежного нагнетателя оснащен лицензионной итальянской турбиной MS5002E, удовлетворяющей всем критериям к машинам нового поколения. Двухвальная турбина была впервые представлена на рынке еще в начале 70 – х годов прошлого столетия и с тех пор была подвержена ряду модификаций, которые позволили ей удовлетворить спрос на растущие объемы производства и занять одну из лидирующих позиций в отрасли. Впервые в газотранспортной системе страны была установка ГТУ – MS5002E была применена на объектах ПАО «Газпром» в составе газоперекачивающего агрегата ГПА – 32 «Ладога» в роли привода центробежного нагнетателя 400 -21-1С.

## 1.2 Общая характеристика газотурбинных установок для привода ГПА

Газотурбинные установки нашли свое применение в качестве приводов в различных областях промышленности в том числе и в трубопроводном транспорте углеводородов.

					Анализ использования газотурбинных технологий для перекачки природного газа по магистральным газопроводам	Лист 33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

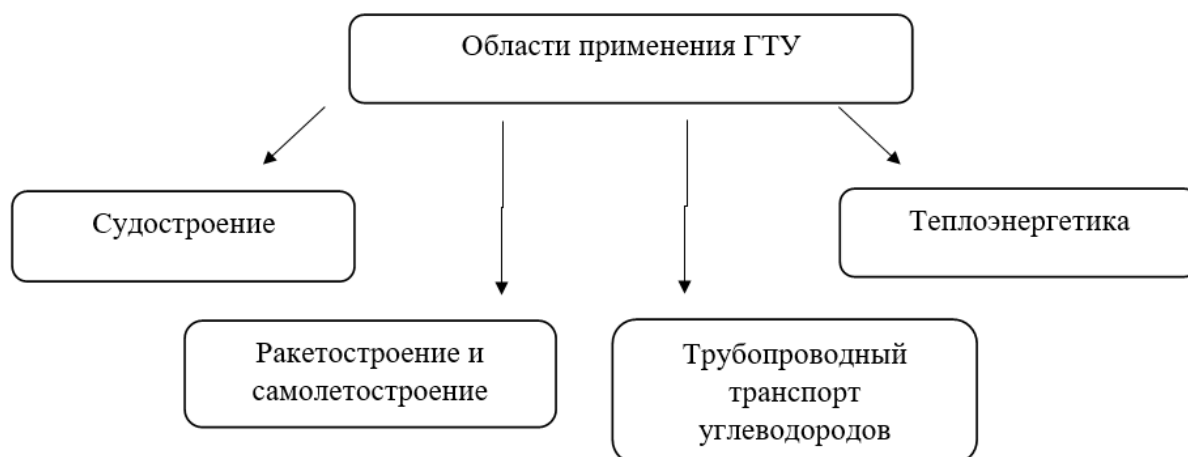


Рис. 1.5 – Области применения ГТУ

Широкое распространение ГТУ получили в том числе благодаря разнообразию топлива, на котором способны нормально функционировать.

Виды топлива, на которых способны работать газотурбинные установки: природный газ, неочищенный газ с высоким содержанием  $H_2S$  (до 7%); пропан; биогаз, газ сточных вод, свалочный газ, попутный газ; жидкое дизельное топливо или керосин. Как известно по магистральным газопроводам транспортируется природный газ, поэтому применение ГТУ становится актуальным в трубопроводном транспорте, ведь в качестве топлива может выступать транспортируемая среда.

Как показал анализ технической документации на сегодняшний день состав ГТУ для привода центробежного нагнетателя не регламентируется однозначно государственными стандартами, состав конкретного типа ГТУ приводится в руководстве по эксплуатации, поставляемом вместе с самой установкой. Рассмотрим состав газотурбинной установки с авиационным типом привода на примере ГТУ – 12П. В соответствие с технической документацией [5] в состав ГТУ – 12П, выступающего в роле привода газоперекачивающего агрегата ГПА -12 «Урал» должны входить:

- газотурбинный двигатель на раме в комплекте с системой автоматического управления и регулирования (САУ);
- трансмиссия;
- входное устройство;

- шкафы датчиков и агрегатов различных систем;
- электрические и трубопроводные системы коммуникаций;

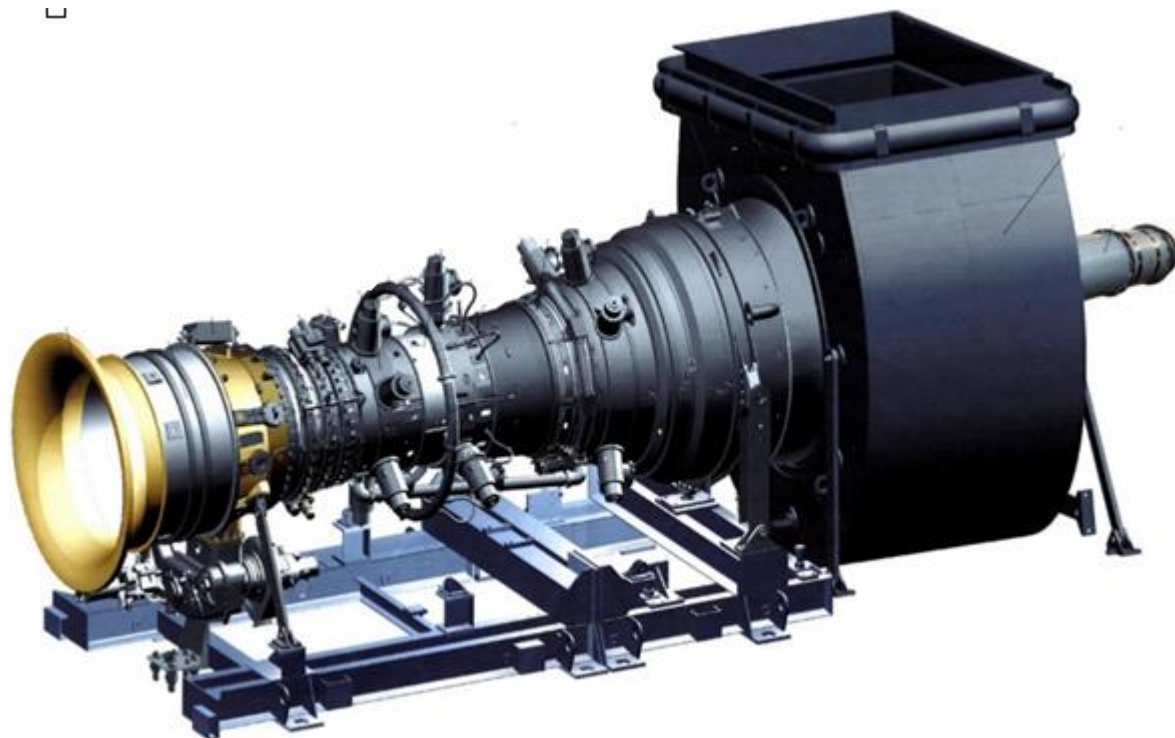
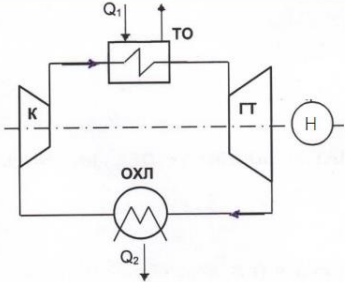


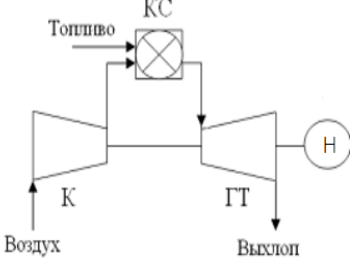
Рис. 1.6 - Газотурбинная установка ГТУ – 12П [5]

В целом классификация ГТУ по различным признакам определена ГОСТ Р 54404-2011 [1]. Так же классификацию рассматривают различные учебные пособия, например [2]. Классификация по признаку конструктивных особенностей ГТУ, заложенных при производстве для первоначальных целей приведена в предыдущем разделе обзора (раздел 1.1), поэтому к ней возвращаться не будем. Для понимания схемы, по которой работает ГТУ очень важно рассмотреть классификацию ГТУ по способу взаимодействия с окружающей средой.

В соответствие с данной классификацией выделяют два вида ГТУ открытого цикла и ГТУ закрытого цикла. Подробно данная классификация затронута в работе [2]. Проанализируем данную работу, составив сводную таблицу (таблица 1.2), в которой будут представлены схемы, преимущества и недостатки каждого из видов.

Таблица 1.2 – Классификация ГТУ по способу взаимодействия с окружающей средой

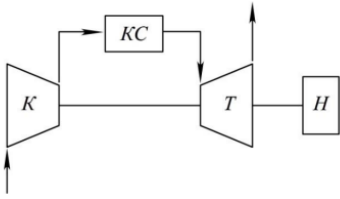
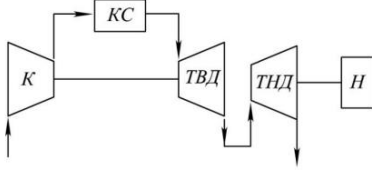
Наименование вида ГТУ	Схема	Преимущества	Недостатки
ГТУ закрытого цикла	 <p>ГТ – газовая турбина; К – компрессор; ТО – теплообменник; ОХЛ – Охладитель; Н – нагнетатель</p>	<p>Низкие требования к чистоте рабочего тела из-за отсутствия прямого контакта топлива и рабочих лопаток турбины; Возможность применять более высокие давления, что уменьшает расход газа;</p>	<p>Температура цикла ограничена условиями эксплуатации теплообменник; Большие габариты котла и теплообменника;</p>

<p>ГТУ открытого цикла</p>	 <p>ГТ – газовая турбина; К – компрессор; Н – нагнетатель</p>	<p>Быстрый прогрев и охлаждение; Отсутствие необходимости и водяного охлаждения; Малые габариты установки и дешевизна, в сравнении с ГТУ замкнутого цикла;</p>	<p>Высокие требования к чистоте рабочего тела;</p>
------------------------------------	--	--	--

Несмотря на очевидные преимущества ГТУ закрытого типа, заключающиеся в их экономичности при работе на переменных режимах, возможности применения более дешевого топлива, они обладают рядом недостатков, которые и ограничили их применение на объектах газотранспортной системы. На данный момент в составе газоперекачивающих агрегатов применяют ГТУ открытого цикла.

Такие газотурбинные установки делятся на два типа одновальные и многовальные. Для того, чтобы подробно разобраться со схемами и принципом работы одновальных и многовальных ГТУ (в частности двухвальных) обратимся еще раз к учебному пособию А. Ю. Конькова и Д. В. Тимошенко [2] и сведем изложенный там материал в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Схемы одновалевых и многовалевых ГТУ

Наименование ГТУ	Схема ГТУ	Преимущества	Недостатки
Одновалевые ГТУ	 <p>КС – камера сгорания; К – компрессор; Т – турбина; Н – нагнетатель;</p>	Простота конструкции и малые габариты;	Единый вал для привода компрессора и нагнетателя, По этой причине регулирование производительности и нагнетателя в широком диапазоне не может быть достигнуто наиболее простым способом – изменением частоты вращения.
Многовалевые (двухвалевые) ГТУ	 <p>КС – камера сгорания; К – компрессор; ТВД – турбина высокого давления; ТНД – турбина низкого давления; Н – нагнетатель;</p>	Компрессор и нагнетатель расположены на разных валах (ТНД и ТВД), поэтому каждая турбина работает при оптимальном	Большие габариты и стоимость в сравнении с одновалевыми ГТУ.

		числе оборотов и нагрузке; Возможность использования менее мощного стартера.	
--	--	--	--

Как показал анализ данного источника главный недостаток одновальных ГТУ вызван конструктивной особенностью — использованием единого вала для осевого компрессора и нагнетателя. Вследствие чего ограничен интервал частоты вращения установки, в котором обеспечивается нормальная работа нагнетателя. Из-за чего актуальным становится использование ГТУ, способной обеспечить работу нагнетателя в различных режимах, не оказывая влияние на работу осевого компрессора. Многовальные ГТУ имеют в своем составе минимум две турбины — турбину низкого давления (ТНД) и турбину высокого давления (ТВД). Наличие нескольких турбин позволяет изменять частоту вращения вала нагнетателя, не оказывая при это влияния на частоту вращения вала компрессора, что в свою очередь позволяет турбине низкого давления передавать нагнетателю практически любую необходимую ему мощность, изменяю частоту вращения независимого вала.

Схему многовальных ГТУ открытого цикла можно считать простейшей схемой установок, использующихся для привода нагнетателя в составе газоперекачивающих агрегатов. Рассмотрим принцип работы установок, данного исполнения.

Воздух, засасывающийся в осевой компрессор, сжимается и поступает в камеру сгорания. Одновременно в камеру сгорания через форсунки вбрасывается топливо, сгорающее в ней при неизменном давлении. Далее

продукты сгорания поступают на лопатки ТНД И ТВД через специальные сопла из камеры сгорания, совместно с нагретым после КС воздухом. В результате преобразования потенциальной энергии топливовоздушной смеси в механическую, турбина низкого давления вращает вал осевого компрессора, турбина высокого давления – вал нагнетателя природного газа.

Справедливо, что для пуска газотурбинного двигателя в работу, требуется привести в действие осевой компрессор, подающий сжатый воздух в камеру сгорания. Для этой цели к ГТУ присоединяют еще один источник энергии – пусковое устройство. При пуске прежде всего включают пусковой двигатель, который начинает раскручивать ротор. При этом компрессор начинает прогонять воздух через камеру сгорания и газовую турбину. Когда расход воздуха достигает необходимого значения, в камеру сгорания подается топливо. После того как газовая турбина начинает вырабатывать мощность, достаточную для самостоятельной работы ГТУ, пусковой двигатель отключается.

На рис.1.7 представлена схема ГТУ с включенным в состав пусковым устройством. Пусковое устройство обычно связывается с валом компрессора через обгонную муфту и редуктор.

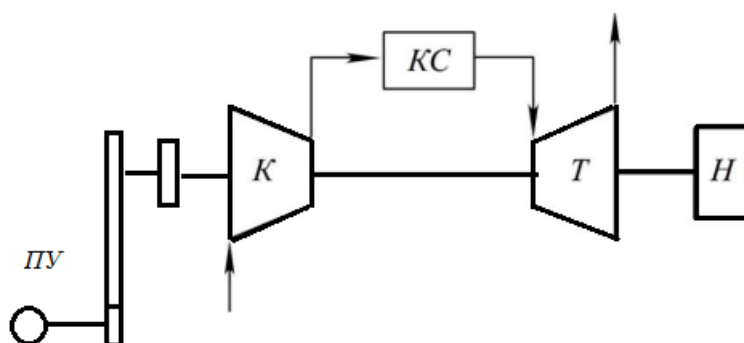


Рис. 1.7 – Упрощенная схема ГТУ с ПУ в составе [18]

Запуск современных газотурбинных двигателей на объектах компримирования природного газа осуществляют чаще всего с помощью электроприводных устройств или при помощи турбодетандеров.

Турбодетандер – расширительная турбина, работающая на природном газе. Главным преимуществом такого вида пускового устройства является



доступность источника энергии – природного газа, выступающего в случае с ГПА перекачиваемой средой. При этом турбодетандеры менее надежны и экономичны в сравнение с электродвигателями. К тому же оснащенность системами автоматизации и управления у электродвигателей выше.

Электродвигатели приводят в работу ГТУ, питаясь от аккумуляторных батарей, в случае применения электродвигателей постоянного тока. А в случае электродвигателей переменного тока от электрической сети. На рис.1.8 представлен один из самых распространенных в отрасли электродвигателей, применяемых для пуска ГПА - СТЭ-18СТ.



Рис. 1.8 – Электростартер СТЭ-18СТ

ПАО «Газпром» стремится к наиболее эффективному использованию природных энергетических ресурсов, один из путей достижения данной цели – снижение объема расходования энергетических ресурсов на объектах общества. Пуск газотурбинного двигателя при помощи турбодетандера – процесс, в результате которого затрачивается относительно большое количество, одного из главных энергоресурсов КС – пускового газа.

В соответствие с данными научной статьи [7], газ, применяемый для пуска ГТУ в составе газоперекачивающий агрегатов, с применением турбодетандера, выделяется в отдельную статью расходов газа на собственные нужды ГПА. Приведенный здесь же расчет [7], показывает стоимость одного запуска газотурбинного двигателя типа АЛ -31 СТ, которая приблизительно

равна 495 руб. В то же время приводится расчет стоимости одного запуска ГТУ с применением системы электрического запуска (СЭЗ), которая составляет 10 руб. Таким образом, запуск ГТУ с применением СЭЗ, экономически выгоднее, с точки зрения затрат энергоресурсов. К тому же запуск турбодетандерами сопровождается выбросом природного газа в атмосферу, в отличие от СЭЗ. Именно поэтому на вновь построенных КС ПАО «Газпром» в качестве пускового устройства ГТУ применяют электродвигатели различных типов, а на станциях с уже установленными в качестве пусковых устройств – турбодетандерами, предлагается установка СЭЗ при модернизации.

### 1.3 Понятие надежности ГТУ

Согласно проведенному литературному обзору [8], одной из важнейших эксплуатационных характеристик газоперекачивающего агрегата является его надежность. В соответствии с ГОСТ 27.002-2015 [9] надежность определяется как свойство объекта выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки. Надежность агрегата в общем случае определяется надежностью его элементов, систем, его обслуживающих, и характером их взаимодействия.

Обращаясь к ГОСТ 27.002-2015 [9], можно выделить следующие свойства объекта, непосредственно влияющие на надежность эксплуатации таких сложных технических систем, как ГТУ. Свойства представлены на рис.1.9

					<i>Анализ использования газотурбинных технологий для перекачки природного газа по магистральным газопроводам</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Рис.1.9 - Основные свойства ГТУ, влияющие на его надежность [9]

Как показывают практические данные, представленные в научно-технической литературе [10], обеспечение надежности ГПА с газотурбинным приводом напрямую определяется решением комплекса научно-технических задач, начиная от этапа проектирования сложного объекта или системы и заканчивая его консервацией и ликвидацией. Поэтому траектории мероприятий по обеспечению надежности всегда связаны с теоретическим и модельным аппаратом, выраженным в математических методах инженерного анализа с использованием различных компьютерных программ на основе теории вероятностей и статистики.

Формирование комплексного подхода в понимании надежности ГПА с газотурбинным приводом прежде всего базируется на библиотеке неисправностей, возникающих в процессах эксплуатации. Согласно данным [11], неисправности классифицируют по ряду признаков, распределяемым по принадлежности к конкретным узлам и элементам двигателя и центробежного нагнетателя, установленного в компрессорном цехе современной линейной компрессорной станции магистрального газопровода.

На рисунке 1.10 выделим виды неисправностей, отнесенные к элементам системы ГТУ.

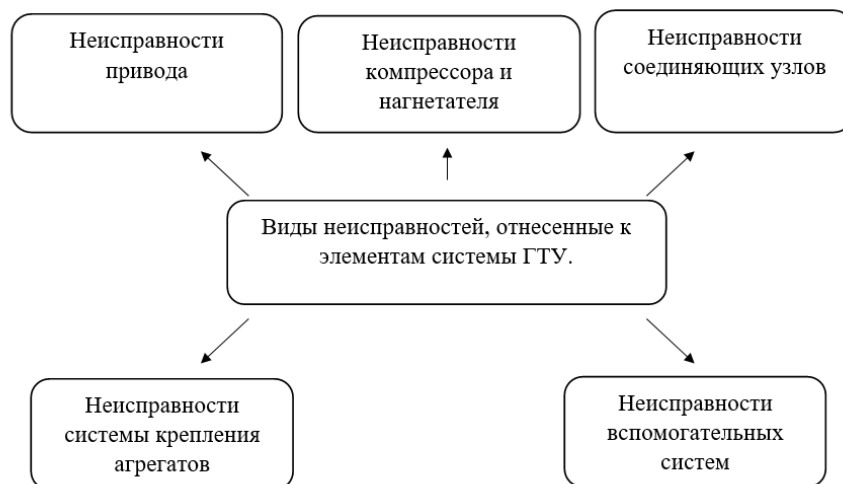


Рис. 1.10 – Виды неисправностей, отнесенных к элементам системы ГТУ [11]

Надежность механической части газотурбинных двигателей определяет исправность элементов, испытывающих наиболее сильные статические, динамические и тепловые нагрузки в процессе эксплуатации. По материалам статьи [12] к таким элементам относят компрессор, турбину и камеру сгорания ГТУ.

Более детально неисправности данных элементов и их причины можно представить в следующем виде (таблица 1.4).

Таблица 4 – Неисправности основных элементов ГТУ

Возможные неисправности основных элементов ГТУ	Причины неисправностей
Задевание лопаток о корпус;	Следствие деформации обоймы корпуса из-за неравномерного температурного состояния;
Поломка элементов крепления диска с нарушением его посадки на ротор;	Результат действия различных нагрузок на диск;

Поломка вала турбины;	Результат роста изгибных напряжений в момент прогрева ГТУ;
Коробление корпуса;	Следствие продолжительной работы под нагрузкой;
Изменение жесткости опорной системы «ротор - подшипник-опора-корпус»;	Коробление корпуса;
Нарушение центровки ротора, изменение зазоров в проточной части;	Износ баббитовой заливки подшипников;

Как показал анализ исследований [12] появление механических дефектов и неисправностей в процессе эксплуатации ГТУ сопровождается повышенным уровнем вибрации, а значит все они могут быть обнаружены на этапе зарождения с помощью мониторинга вибросигналов и спектров. Поэтому актуально применение устройств мониторинга и вибродиагностики на работающем агрегате без его останова.

#### **1.4 Технологии повышения эффективности газотурбинных установок**

Главная цель функционирования ГТУ – выработка механической энергии на роторе нагнетателя природного газа. Механическая энергия, получаемая на выходе установки – это часть энергии, подводимой к ней. Главным показателем эффективности ГТУ служит показатель, показывающий отношений этих энергий, то есть энергии, подводимой к установке и энергии, получаемой на выходе, этот показатель называют коэффициентом полезного

действия (КПД) газотурбинной установки. Ввиду того, что примерно 50 % получаемой энергии расходуется на работу осевого компрессора, справедлив вывод о том, что КПД ГТУ не может превышать 50%. А если учесть потери на трение, гидравлическое сопротивление и тот факт, что немалая часть энергии уходит вместе с продуктами горения в выхлопное устройство ГТУ, получим реальный КПД, действующих ГТУ, который в среднем составляет 28 – 38%.

Класс мощности, МВт	КПД, % (в стационарных условиях)		
	Конвертированные из авиационных ГТУ простого цикла	Стационарные	
		ГТУ простого цикла	ГТУ с регенерацией
2–4	27–28	26–27,5	–
4–8	29–33,5	28–32,5	32–34
10–12,5	31–34,5	29–33	32–35
16–25	34–38	32–35	34,5–36,5

Рис.1.11 – КПД современных приводных ГТУ

В своем научном пособии Чухарева Н.В и Рудаченко А.В [13] рассматривают основные направления повышения эффективности ГТУ, некоторые из них получили практическое применение на объектах газотранспортной системы, а в частности:

1. Утилизация теплоты отработавших газов на безрегенеративных и регенеративных ГТУ;
2. Улучшение термодинамических характеристик ГТУ за счет использования одной из схем сложного цикла, а также применение многовальных схем ГТУ.

#### 1.4.1 Утилизация теплоты отработавших газов ГТУ

Образующаяся в камере сгорания ГТУ теплота – один из важнейших ресурсов установки – рациональное использование которого одна из главных задач при проектировании и эксплуатации ГПА. Несмотря на всю важность получаемой теплоты, большая ее часть безвозвратно уходит через выхлопное устройство вместе с продуктами горения, при этом температура уходящих продуктов достигает 450-500 °С. Конечно, некоторая часть потерь неизбежна,

но при этом составляет около 8 % от общего количества получаемой теплоты, отсюда следует, что наиболее эффективной можно считать ГПА, которая способна обеспечить полезное использование 80 % и более от общего количества вырабатываемой в камере сгорания теплоты. Достижение таких параметров на практике при условии совершенства основных элементов ГТУ, способно повысить эффективный КПД установок до 42 – 45%.

Рациональное использование, теплоты отработавших газов на сегодняшний день чаще всего обеспечивают при помощи утилизационных установок, главная цель применения которых – теплоснабжение помещений непосредственно компрессорной станции, на которой эксплуатируется агрегат, а также близлежащих населенных пунктов.

Конечно, обеспечить при помощи таких устройств полезную утилизацию всей теплоты, не представляется возможным, так как каждый агрегат обладает разнящимися характеристиками и режимами работы, но задача состоит не в полном, а наиболее приближенному к полному применению теплоты отработавших газов.

Стоит отметить, что утилизация теплоты отработавших газов с целью повышения эффективности ГПА обычно проводят в одном из следующих направлений:

- Утилизация тепла отработавших газов на установках, с введенной регенерацией в рабочий цикл
- Утилизация тепла отработавших газов на безрегенеративных ГТУ

На безрегенеративных ГТУ применяю глубокую утилизацию, которая зачастую направлена на отопление объектов КС, получение дополнительной электроэнергии и ее применение на КС и т.д.

На данный момент теплота выхлопных газов находит полезное применение не только для собственных нужд компрессорной станции, но также и для нужд близлежащих населенных пунктов. При этом чаще всего теплота расходуется на отопление помещений. Но такой метод утилизации

теплоты целесообразен лишь при определенном удалении от КС населенного пункта. Оптимальной длиной транзитной сети от КС до потребителя обычно определяют из следующего соображения: затраты на подвод теплоты от КС должны быть хотя бы на незначительную величину меньше, чем затраты на отопление от традиционных объектов теплоснабжения [13].

В соответствии с материалами научной статьи Комарова Е.М., Кокуевой Ж.М [14], с целью повышения эффективности использования энергии отработавших газов ПАО «Газпром» активно ведет работу над созданием высокоэффективных технологий использования тепла отработавших газов для выработки электроэнергии и энергии холода,

Большую часть приводов агрегатов парка компании составляют газотурбинные установки, которыми утилизируется примерно 750 млн ГДж/год, 50 млн ГДж/год идет на нужды теплоснабжения, таким образом общий утилизационный потенциал агрегатов компании составляет около 800 млн ГДж в год, а полезно используется лишь 7% от общего потенциала. Компанией был произведен расчет, по которому энергии утилизируемого количества тепла на КС достаточно для того, чтобы в год вырабатывать 28 млрд кВт·ч электроэнергии.

В научной статье [15] говорится о том, что утилизацию тепла отработавших газов на ГПА чаще всего осуществляют при помощи создания парогазовых установок (ПГУ), работающих по циклу Брайтона – Ренкина. Рассмотрим схему ПГУ утилизирующей тепло по данному циклу:

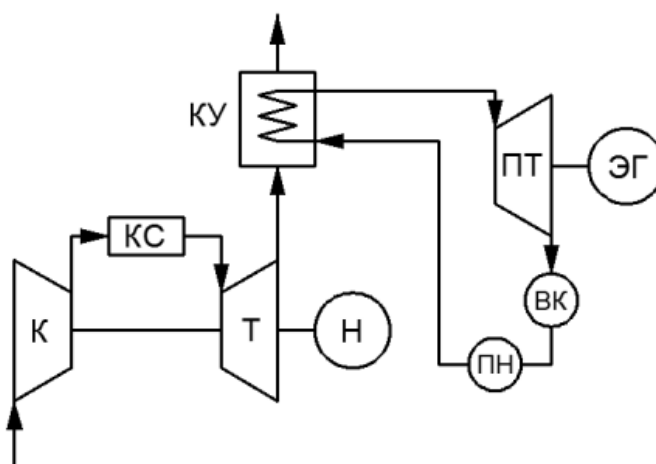




Рис.1.12 – Схема парогазовой установки [15]

Работа ПГУ по данному циклу построена следующим образом:

1. Отработавшие газы после турбины направляются в котел – утилизатор (КУ);
2. В КУ происходит теплообмен воды и продуктов горения, в результате чего на выходе получают пар;
3. Пар, попадая в турбину и расширяясь, совершает работу, которая направлена на привод электрогенератора (ЭГ);
4. После чего в воздушном конденсаторе (ВК), пар конденсируется, и снова подается в КУ под действием питательного насоса (ПН).

Такая установка нашла свое применение на одном из объектов ПАО «Газпром» КС «Чаплыгин» еще в начале 21 века. На КС «Чаплыгин» установлен и успешно эксплуатируется блочно – утилизационный энергокомплекс (БУТЭК) мощность 500 кВт. К недостаткам данной схемы относят невысокий КПД паротурбинной части, обусловленный низкими начальными параметрами пара и недостаточной эффективностью работы конденсатора.

Если говорить о более глубокой утилизации, то основной упор в данном направлении делается на применение технологии пентановых турбин на основе органического цикла Ренкина (ОРЦ – технология). «Пентановая» технология подробно описана в работе Гуляева Н.В. [15] Свое название «пентановой» технология получила по названию веществ, которые выступают в качестве рабочих тел (теплоносителей). Ниже представлена принципиальная схема установки, вырабатывающей электроэнергию, действие которой основано на применение ОРЦ – технологии (рис.1.13).

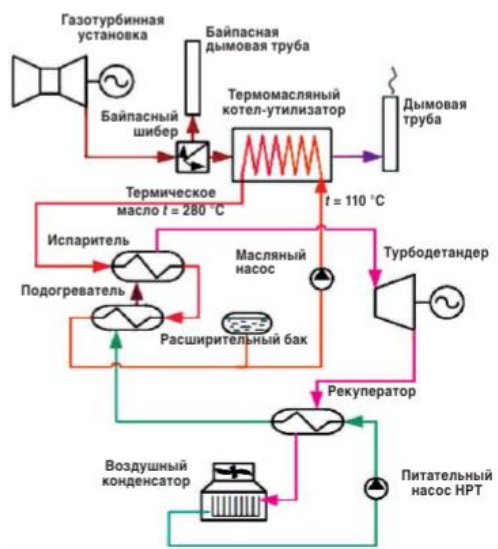


Рис.1.13 – Схема системы утилизации тепла на основе пентановой технологии

Принцип выработки электроэнергии по данной технологии следующий. Выхлопные газы ГТУ поступают в термомасляный котел через переключающий шибер. На выходе из термомасляного котла получаем термическое масло, которое передает свое тепло низкокипящим рабочим телам (НРТ) в подогревателе, далее - в испарителе. Затем в испарителе происходит процесс парообразования. Циклопентан, таким образом, переходит из жидкого в газообразное состояние, после чего направляется в турбодетандер. Задача турбодетандера – расширение газа и обеспечение тем самым вращение синхронного генератора, который и вырабатывает электроэнергию.

КПД ОРЦ - системы, рассчитанный теоретически, составляет порядка 20%. Отметим, что электроэнергия вырабатываемая такой установкой может быть направлена на собственные нужды компрессорного цеха, а также на использование электроприводного центробежного нагнетателя (ЭГПА), работающего параллельно ГТУ.

Преимущества выработки электроэнергии с применением ОРЦ – технологии:

- Повышение КПД ГТУ и снижение количества вредных выбросов в атмосферу за счет стремления к замкнутому циклу

- Установки, вырабатывающие электроэнергию по пентановой технологии, обладают относительно малыми размерами и простым устройством, а также способны обеспечить высокую эффективность на всех режимах работы

- Могут эксплуатироваться автоматически, без постоянного контроля рабочего персонала

Лидирующее место в ПАО «Газпром» занимает проект, связанный с применением ОРЦ на КС, и реализуемый ООО «Научно-технический центр «Микротурбинные технологии» совместно с ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет им. Петра Великого». В рамках данного проекта была разработана установка МТУ-500 ОРЦ мощностью 500 кВт. Установка предназначена для эксплуатации на компрессорных станциях компании в автономном режиме, с целью выработки электроэнергии на собственные нужды. Был проведен расчет, подтвердивший экономическую целесообразность внедрения установки МТУ-500 ОРЦ на одном из объектов общества - КС «Октябрьская» [15].

Утилизация теплоты отработавших газов для ее использования для собственных нужд станции, как было сказано выше, лишь один из возможных вариантов полезной утилизации тепла уходящих газов, который применяем в основном на безрегенеративных ГТУ. Что касается утилизация теплоты отработавших газов на установках с введенной в цикл регенерацией, то здесь обратимся к статье, опубликованной в научной литературе [16]. Согласно которой повышению экономичности установки поспособствует использование тепла отработавших газов для подогрева сжатого воздуха, поступающего в камеру сгорания. Для этого необходимо ввести в цикл ГТУ регенератор, который представляет собой теплообменный аппарат поверхностного типа. В теплообменниках такого типа передача теплоты от одного тела к другому происходит без непосредственного контакта между ними, чаще всего через твердую стенку [14]. На рис.1.14 представлена схема ГТУ с регенерацией теплоты отработавших газов.

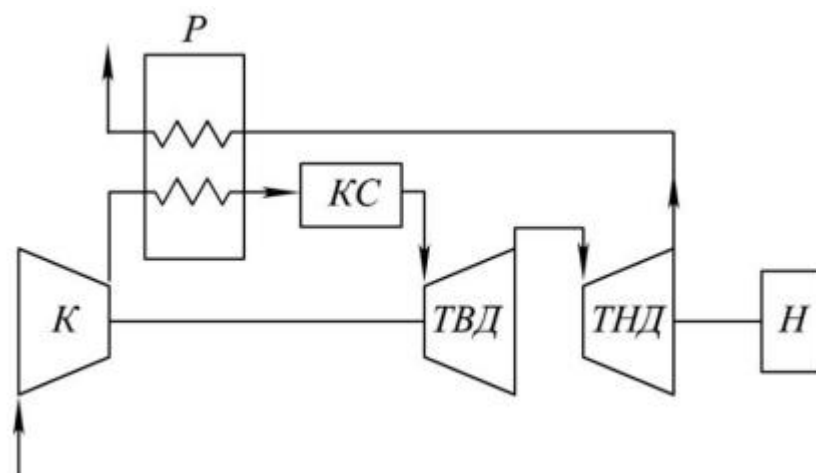


Рис.1.14 – Схема ГТУ с регенерацией теплоты отработавших газов

Цикл газотурбинных установок, работающих по данному циклу, отличается тем, что отработавшие газы после силовой турбины ТНД отбираются и поступают в регенератор Р, в который в то же время поступает сжатый воздух после осевого компрессора. В регенераторе происходит теплообмен сжатого воздуха и горячих газов. В результате этого температура воздуха перед камерой сгорания возрастает примерно до 200°С. Как было отмечено ранее, повышение температуры воздуха, поступающего в камеру сгорания, ведет к повышению экономичности газотурбинной установки в сравнения с безрегенеративными установками. Повышение экономичности – следствие снижения расхода топливного газа подаваемого в камеру сгорания.

Из расчетов приведенных в [16] видно, что расход топлива, при наличии утилизаторов различной мощности, снижается на 0,07 – 0,17 кг/с, что несомненно сильно влияет на общий КПД установки, а точнее на его увеличение. Но здесь же отмечается и отрицательное влияние такого устройства на показатели мощности и КПД газотурбинной установки, обусловленное сопротивлением выходу выхлопных газов утилизатора, располагаемого в выхлопном тракте. Но учитывая высокую полезность, такое влияние становится несущественным.

Существенным недостатком ГТУ с устройствами данного вида в составе является влияние теплообменников на конструкцию и компоновку ГТУ.

Установка регенераторов приводит к явному увеличению габаритов и сложности конструкции ГТУ из-за чего могут возникать проблемы при транспортировке и обслуживании.

#### **1.4.2 Улучшение термодинамических характеристик ГТУ за счет использования одной из схем сложного цикла**

Так как КПД любой машины зависит от количества затрачиваемой и полезной работы, справедливо суждение о том, что увеличение эффективности, а в частности КПД ГТУ способствует уменьшению работы, которая необходима для сжатия воздуха в компрессоре и увеличению работы, получаемой при расширении рабочего газа в турбине.

Достигнуть требуемых результатов согласно учебно – методическим пособиям [13] можно, прибегнув к одной из схем сложного ГТУ, к таким циклам можно отнести и рассмотренный ранее цикл с регенерацией теплоты отработавших газов, данная схема позволяет увеличить КПД установки до 30-32 %, но в силу недостатков, описанных ранее, целесообразность ее применения на конкретных ГТУ не всегда подтверждается технико-экономическими расчетами. Именно поэтому актуальна разработка и внедрение других схем, для достижения требуемого результата. К наиболее перспективным схемам относят схемы:

- ✓ двухвальных ГТУ сложных циклов;
- ✓ многовальных ГТУ;

В одном из открытых источников учебной литературы, рассмотренных ранее [2] приведена общая информация, а также анализ таких схем. Опираясь на данный источник, представим в виде схемы наиболее перспективные вариации двухвальных ГТУ, а также многовальных ГТУ, применение которых также приводит к повышению эффективности.



Рис.1.15 – Схемы двухвальных и многовальных ГТУ [2,13]

Говоря о схемах двухвальных установок, стоит отметить, что наибольший эффект с точки зрения повышения эффективности, а в частности КПД ГТУ, дает цикл с промежуточным охлаждением между компрессорами высокого и низкого давлений (КВД И КНД соответственно) в совокупности с подогревом тела перед турбиной низкого давления. Промежуточное охлаждение газа перед КВД позволяет снизить величину затрачиваемой на сжатие работы, а значит повышает общий КПД. А за счет наличия в цикле нескольких камер сгорания, в обеих турбинах создаются благоприятные условия преобразования получаемой теплоты в работу. Схема ГТУ с промежуточным охладителем и двухкратным подводом теплоты представлена на рис.1.16.

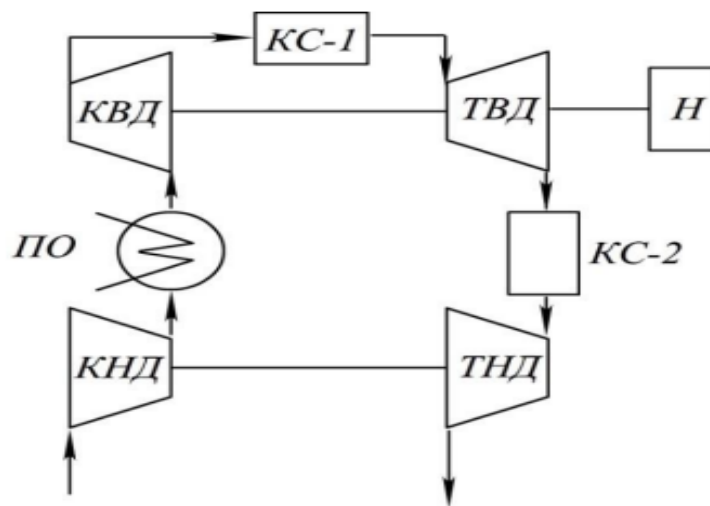
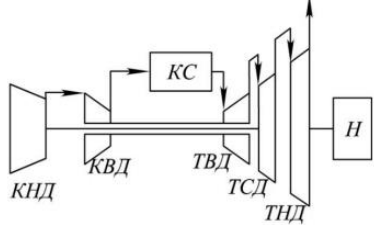


Рис. 1.16 – Схема ГТУ с промежуточным охладителем и двухкратным подводом теплоты [13]

Анализ эффективного использования разных вариаций многовальных установок [2] позволяет оценить целесообразность применения каждой схемы многовальной ГТУ в качестве привода ГПА (таблица 1.5).

Таблица 1.5 – Схемы многовальных ГТУ

Вариант схемы	Общая характеристика	Преимущества
 <p data-bbox="368 1541 608 1574">Трехвальная ГТУ</p>	<p data-bbox="756 1279 1117 1951">Классическая трехвальная ГТУ, имеющая в своем составе два компрессора и три турбины (ТНД, ТВД и ТСД -турбина среднего давления). ТСД и КНД закреплены на одном валу, расположенном</p>	<p data-bbox="1142 1279 1469 1503">Высокая степень сжатия 16 – 20; Высокий КПД на уровне 34-36%;</p>

	внутри полого вала ТВД и КВД;	
<p>Трехвальная ГТУ с двумя камерами сгорания и промежуточным охладителем</p>	<p>Трехвальная ГТУ, дооснащенная, рассмотренными ранее дополнительными теплотехническими мероприятиями, а конкретно промежуточным охладителем между КНД и КВД, камерой сгорания перед ТСД и регенератором после КВД;</p>	<p>Высокий КПД на уровне 38 – 40 %; Камера сгорания перед ТСД предотвращает большие термические нагрузки на ТВД и позволяет более рационально распределить работу между тремя турбинами; Наличие ПО снижает нагрузку на КВД;</p>
<p>Четырехвальная ГТУ</p>	<p>Четырехвальная ГТУ, с 3 компрессорами (КНД, КВД, КСД – компрессор среднего давления) и 4 турбинами в составе (ТВД, ТНД, ТСД, СТ – силовая турбина). Данная ГТУ отличается от трехвальной наличием двух</p>	<p>Высокий КПД на уровне 40-45 %; Меньшие затраты на сжатие, обусловленные наличием двух ПО;</p>



	промежуточных охладителей;	
--	-------------------------------	--

					Анализ использования газотурбинных технологий для перекачки природного газа по магистральным газопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

## 2 Общая характеристика объекта исследования

### 2.1 Общее описание компрессорной станции ██████████ магистрального газопровода Сила Сибири.

Магистральный газопровод (МГ) «Сила Сибири» один из крупнейших газопроводов страны, по которому осуществляется транспорт газа до потребителя на Дальнем Востоке и в Китае. Центрами добычи газа, с которых осуществляется поставка газа расположены преимущественно в Иркутском и Якутском регионах страны. Газ на пути своего следования к потребителю проходит через территории трех субъектов РФ, среди которых Республика Саха, Иркутская и Амурская области. Ежегодно по трубопроводу от месторождения до потребителя может поставляться примерно 38 млрд.куб.м. Общая протяженность газопровода составляет порядка 3000 км, при этом протяженность ее линейной части оценивается в 2160 км, диаметр трубопровода – 1420 мм, рабочее давление – 9,8 МПа [19]. Газ поступает потребителям бесперебойно с момента ввода в эксплуатации газопровода «Сила Сибири» 2 декабря 2019 года. Бесперебойная поставка – следствие высокой технологичности и надежности объектов магистрального транспорта данного газопровода. К основным элементам объектам магистрального газопровода относят:

1. Линейную часть (ЛЧ), включающая отводы, лупинги и камеры запуска и приема очистных и диагностических устройств.
2. Головные и линейные КС с узлами подключения к магистральному газопроводу.
3. Установки электрохимической защиты (ЭХЗ).
4. Сооружения технической связи, противопожарные и противозэрозийные сооружения.

					Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС - 90ГП -2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Абушахманов.В.И			Общая характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					58	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						

Компрессорные станции (КС), располагающиеся на определенных расстояниях друг от друга и обеспечивающие рабочее давление путем компримирования природного газа на каждом участке трассы магистрального газопровода, являются одними из ключевых объектов газотранспортной системы в целом. Для поддержания рабочего давления в заданных пределах трасса газопровода «Сила Сибири» оборудована восьмью компрессорными станциями: КС-1 «Салдыкельская» («Иван Ребров»), КС-2 «Олекминская» («Петр Бекетов»), КС-3 «Амгинская» («Максим Порфильев»), КС-4 «Нимнырская» («Иван Москвитин»), КС-5 «Нагорная» («Василий Поярков»), КС-6 «Сковородинская» («Ерофей Хабаров»), КС-7 «Сивакинская» («Василий Колесников») и КС-7а «Зейская» («Атаманская») [19]. ██████████, располагающая суммарной мощностью агрегатов 128 МВт, является самой мощной из представленных станций. Достичь такого высокого показателя суммарной мощности удастся благодаря тому, что станция оснащена 5 газоперекачивающими агрегатами разной мощности, в том числе тремя агрегатами ГПА – 32 «Ладога» мощностью 32 МВт каждый и двумя агрегатами ГПА – 16У мощность 16 МВт каждый. Благодаря тому, что в арсенале станции присутствуют агрегаты различной мощности, режимы ее работы могут меняться. Компрессорная станция расположена в Амурской области вблизи города Свободный. Эксплуатируется ООО «Газпром трансгаз Томск» с 2019 года.



Рис.2.1 – КС – 7а «Атаманская на карте МГ «Сила Сибири» [19]

					<i>Общая характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

## 2.2 Состав и функциональное назначение объектов компрессорной станции КС – 7а «Атаманская»

В соответствии с технологической схемой рис.А1 (приложение А)

включает в себя следующие основные элементы:

1. Узел подключения компрессорной станции к магистральному газопроводу;
2. Узел очистки газа (УОГ);
3. Компрессорные цеха (ГПА);
4. Азотная установка (АУ);
5. Узел охлаждения газа (УОХГ);
6. Технологическая обвязка нагнетателей ГПА;
7. Дожимная компрессорная установка (ДКУ).

Узел подключения служит для подключения компрессорной станции к магистральному газопроводу посредством входного и выходного газопроводов, обеспечивая тем самым подачу газа в компрессорный цех и подачу газа обратно в газопровод после компримирования.

Узел подключение КС – 7а «Атаманская» представляет собой трубопроводную крановую обвязку, на которой в качестве запорной арматуры установлены краны, основными из которых являются краны №19,21,20,7,8,17,18.

Краны 19,21 – охранные краны, предназначены для отключения КС в случае аварии.

Кран 20 – секущий кран, разделяющий МГ на газопроводы низкого давления (давления всасывания) и высокого давления (давления нагнетания), тем самым обеспечивая нормальное функционирование компрессорного

					Общая характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

цеха. В случае отключения КС кран №20 открывается и газ проходит транзитом.

Краны №7 и №8 – входной и выходной краны соответственно, предназначены для подачи газа в компрессорный цех и в магистральный газопровод после его компримирования и охлаждения.

Краны №17 и №18 – свечные краны, предназначены для сброса газа в атмосферу.

Узел очистки компрессорной станции предназначен для очистки природного газа от твердых и жидких примесей.

На рассматриваемой компрессорной станции, узел очистки оснащен 6 блоками фильтров – сепараторов (БФС). Каждый из которых имеет производительность 9,06 – 17,76 млн.  $\frac{\text{м}^3}{\text{сутки}}$ . Для равномерного распределения нагрузки между функционирующими блоками предусмотрена кольцевая трубопроводная обвязка узла очистки. Количество, запущенных в работу БФС определяется в зависимости от расхода газа через КС.

Азотная установка на компрессорной станции предназначена для получения из атмосферного воздуха газовой смеси с высоким содержанием азота. На выходе из установки получают импульсный и барьерный газ.

Дожимная компрессорная установка на компрессорной станции предназначена для подачи буферного газа требуемого давления в буферную полость сухих газодинамических уплотнений (СГУ) на все режимах работы ГПА.

Узел охлаждения газа компрессорной станции предназначен для охлаждения компримированного природного газа перед его подачей в выходной шлейф КС с использованием аппаратов воздушного охлаждения (АВО). Компрессорная станция «Атаманская» оснащена 12 секциями

					Общая характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

аппаратов воздушного охлаждения, каждая из которых включает в свой состав 6 вентиляторов.

Компрессорный цех компрессорной станции представляет собой капитальные здания или отдельные блоки, в которых размещаются газоперекачивающие агрегаты, которые непосредственно осуществляют компримирование природного газа, а также вспомогательное оборудование.

Технологическая обвязка нагнетателей ГПА представляет собой трубопроводную обвязку с крановыми узлами.

### 2. 3 Общая характеристика компрессорного цеха XXXXXXXXXX

Компания ПАО «Газпром» в рамках программы импортозамещения проводит обширную работу, направленную на внедрение и дальнейшую эксплуатацию высокоэффективного и инновационного оборудования отечественного производства в газотранспортной системе страны. Программа включает в себя сотрудничество компании с российскими предприятиями смежных отраслей промышленности. Одним из наиболее удачных проектов в рамках программы ПАО «Газпром» - унифицированный газоперекачивающий агрегат ГПА – 16У, полностью состоящий из компонентов отечественного производства. Проект агрегата был разработан совместно с Ассоциацией производителей оборудования «Новые технологии газовой отрасли» и впервые введен в эксплуатацию в 2014 году. Уникальность конструкции ГПА – 16У заключается в возможности использовать любой тип изготавливаемых отечественным машиностроительным комплексом газотурбинных двигателей (ГТД) мощностью 16 МВт, центробежных компрессоров (ЦБК) в широком диапазоне степеней сжатия с сохранением номинальных технических характеристик.

Первыми компрессорными станциями, на которых впервые был установлен и введен в эксплуатацию унифицированный агрегат ГПА -16 У, стали КС «Нюксеница», КС «Петровск», КС «Калач», КС «Балашов».

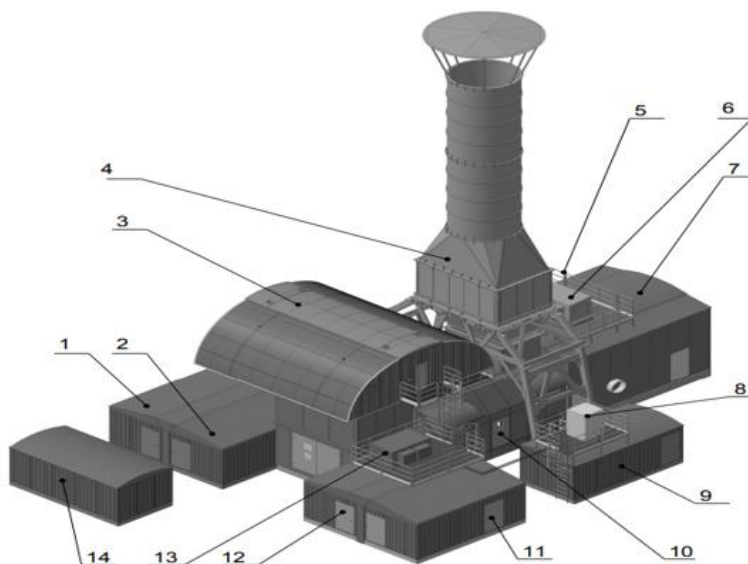
					Общая характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Внедрение агрегата позволило достичь следующих имеющих экономический эффект, результатов: сокращение затрат на проектирование КС на 20% и монтаж ГПА на

30%, сокращение сроков проектирования более чем на 25 %, снижение стоимости ГПА почти на 10 %, снижение расходов на топливо и электроэнергию при эксплуатации. На сегодняшний день агрегат занимает одно из лидирующих позиций в отрасли по применяемости в составе компрессорных станций. Данный тип ГПА установлен и на компрессорной станции «Атаманская» магистрального газопровода Сила Сибири [20].

ГПА – 16 У – унифицированный газоперекачивающий агрегат блочно - контейнерного исполнения. Установка состоит из комплектных модулей максимальной заводской готовности, которые стыкуются непосредственно в месте дальнейшей эксплуатации агрегата. В состав КС – 7а входят 2 таких агрегата суммарной мощностью 32 МВт.

Принципиальная схема ГПА – 16 У приведена на рис. 2.2:



1 – блок электрический ГПА; 2 – блок САУ; 3 – система воздухообеспечения ГТД; 4 – выхлопная система; 5 – площадки обслуживания; 6 – установка АВО масла ЦБК; 7 – блок ЦБК; 8 – установка АВО масла ЦБК; 9 – агрегатный блок топливного газа (АБТГ);

					Общая характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

10 – блок силовой; 11 – блок систем обеспечения №2; 12 – блок систем обеспечения №1;  
13 – установка АВО масла ГТД; 14 – блок электротехнический АВО газа

Рис.2.2 – Агрегат газоперекачивающий ГПА – 16У [21]

Система воздухообеспечения ГТД предназначена для подачи однородного воздушного потока, очищенного от механических примесей, а также для снижения уровня шума газотурбинного двигателя.

Выхлопная система ГПА обеспечивает выход отработавших газов ГТД в атмосферу через вертикальную выхлопную трубу.

Агрегатный блок топливного газа (АБТГ) служит для подготовки и подачи топливного газа в камеру сгорания ГТУ;

Блоки систем обеспечения №1 и 2 предназначены для размещения в них основного оборудования систем маслообеспечения, промывки входного компрессора, системы разделительного воздуха, а также системы автоматической установки газового пожаротушения;

Установка газомасляного теплообменника предназначена для охлаждения масла системы маслообеспечения ГТД и подогрева топливного газа посредством теплообмена между ними;

Блок САУ предназначен для размещения систем автоматического управления и регулирования ГПА и его отдельных элементов;

Блок электрический ГПА предназначен для электроснабжения оборудования ГПА;

Блок электротехнический АВО газа предназначен для электроснабжения аппаратов воздушного охлаждения газа на КС;

Установки АВО масел ГТД и ЦБК предназначены для воздушного охлаждения масла, циркулирующего в системах маслообеспечения ГТД и ЦБК;

Турбоблок обеспечивает компримирование природного газа.

					Общая характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



Турбоблок газоперекачивающего агрегата состоит из двух отдельных блоков силового и нагнетательного.

Нагнетательный блок ГПА – 16 У оснащен центробежным нагнетателем природного газа ██████████ на выходное давление 11,86 МПа, при этом коэффициент сжимаемости 1,9. Расход газа через данный нагнетатель в сутки достигает 14,64 млн. м<sup>3</sup>.

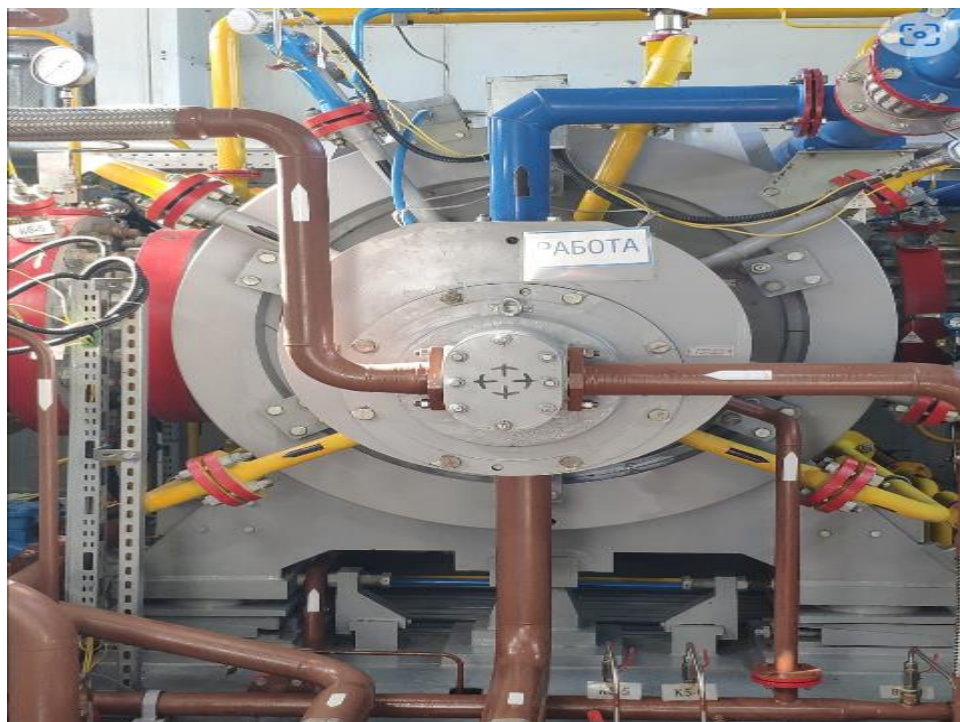
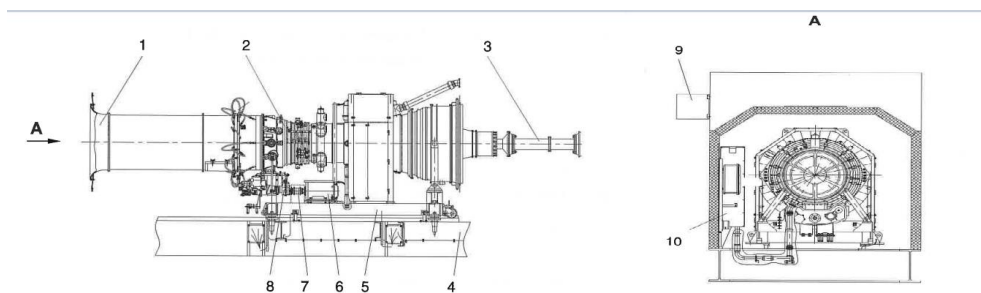


Рис.2.3 – Нагнетатель природного газа ██████████  
██████████

Основным элементом силового блока ГПА – 16У на КС – 7а «Атаманская», является газотурбинная установка ГТУ-16П, выступающая в роли привода центробежного нагнетателя. Помимо основных устройств и систем ГТУ – 16П, представленных на рис 2.4, с ГТУ поставляются: система смазки и суфлирования с принудительной прокачкой масла, элементы САУ, запасные инструменты и приспособления (ЗИП), эксплуатационная документация.



1 - Входное устройство; 2 - Двигатель ПС – 90ГП-2; 3 - Трансмиссия 84 – 11 – 824 -04; 4 - Узлы крепления двигателя; 5 – Рама двигателя; 6 – Электродвигатель электростартера; 7 – Трансмиссия пускового устройства; 8 – редуктор с муфтой; 9 – шкаф датчиков; 10 – шкаф датчиков и агрегатов

Рис.2.4 – Газотурбинная установка ГТУ – 16П [21]

Установка функционирует следующим образом:

Поступающий через входную камеру ГПА воздух, проходя через входное устройство ГТУ поступает в компрессор двигателя. В компрессоре воздух сжимается, за счет чего на выходе его температура и давление выше. Часть воздуха из проточной части компрессора отбирается на технологические нужды двигателя и собственные нужды агрегата.

Далее сжатый воздух подается в камеру сгорания, где одна его часть участвует в процессе сгорания газозвушной смеси, а вторая обеспечивает снижение температуры горячих газов, смешиваясь с ними. Подвод топливного газа в камеру сгорания осуществляется с помощью форсунок. Вследствие подвода тепла, на выходе из камеры сгорания получают поток газов с большей скоростью и с немного сниженным давлением.

После камеры сгорания часть потока смеси поступает в турбину газогенератора, а часть в турбину высокого давления (силовая турбина), в которых происходит преобразование потенциальной энергии движущегося потока в кинетическую энергию и механическую работу вращения роторов газогенератора, свободной турбины и нагнетателя, посредством трансмиссии.

Мощность турбины газогенератора вращает вал осевого компрессора, а также валы агрегатов на коробке приводов. Мощность турбины высокого давления расходуется на вращения вала центробежного нагнетателя.

Отработавшие газы уходят через выходное устройство ГТУ в систему выхлопа ГПА, далее – в атмосферу.

## 2.4 Устройство и описание систем газотурбинного двигателя

Основной элемент ГТУ -16П - двигатель типа ПС – 90ГП- 2 классифицирующийся как конвертируемый из авиационного двигателя для использования в газотранспортной системе. ПС – 90 авиационный двигатель, сконструированный в Перми АО «ОДК-Авиадвигатель» и получивший применение в качестве двигателей на самолетах Ил-96 в 1988 году и Ту-204 в 1989 году. В 1995 году данный двигатель был конвертирован для использования в качестве привода центробежного нагнетателя установки ГТУ – 12П в составе газоперекачивающего агрегата ГПА – 12Р «Урал» на КС «Ординская», конвертированный двигатель получил название ПС – 90ГП -1. ПС – 90ГП -1 и по сей день широко применяется на компрессорных станциях газопровода Сила Сибири в качестве привода. Позднее на базе ГТУ – 12П в рамках программы «Урал – Газпром» по созданию газоперекачивающего агрегата нового поколения была разработана газотурбинная установка ГТУ – 16П, являющаяся приводом газоперекачивающего агрегата ГПА – 16 «Урал». В качестве привода в состав ГТУ – 16П вошла модифицированная версия двигателя ПС-90ГП – 1, получившая имя [REDACTED].

Газотурбинный двигатель [REDACTED] состоит из следующих основных узлов:

- Корпуса промывки – предназначен для промывки газовоздушного тракта двигателя;

					Общая характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

- Корпус входной компрессора с центральным приводом – служит для размещения деталей центрального привода узлов крепления двигателя и коробки приводов;
- Коробка приводов – предназначена для размещения на ней агрегатов обслуживания двигателя и деталей приводов к ним, для передачи крутящих моментов;
- Компрессор – предназначен для сжатия входного воздуха перед камерой сгорания;
- Камера сгорания – служит для подвода тепла к рабочему телу двигателя;
- Рама двигателя – служит для установки двигателя на раму газоперекачивающего агрегата;
- Теплозащитные экраны – обеспечивают защиту ГТУ от теплового излучения, охлаждение корпуса двигателя;
- Турбина – предназначена для получения крутящего момента необходимого для приводов компрессора и центробежного нагнетателя;
- Система отбора сжатого воздуха – предназначена для отбора сжатого воздуха из ступеней компрессора для собственных нужд ГПА;
- Система смазки и суфлирования состоит из 2 частей: система смазки и суфлирования ГТУ, которая устанавливается на ГТУ, и система смазки и суфлирования ГПА, устанавливаемая на ГПА.

## 2.5 Общая характеристика объекта исследования

Объектом исследования является система смазки и суфлирования газотурбинного двигателя типа ██████████, являющегося приводом центробежного нагнетателя в составе ██████████

Система смазки газотурбинного двигателя типа предназначена для подвода масла к узлам трения и опорам силовой турбины двигателя, а также

					Общая характеристика объекта исследования	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

для отвода тепла от них. На рис.2.5 приведены основные узлы трения, на которые производится подача масла.

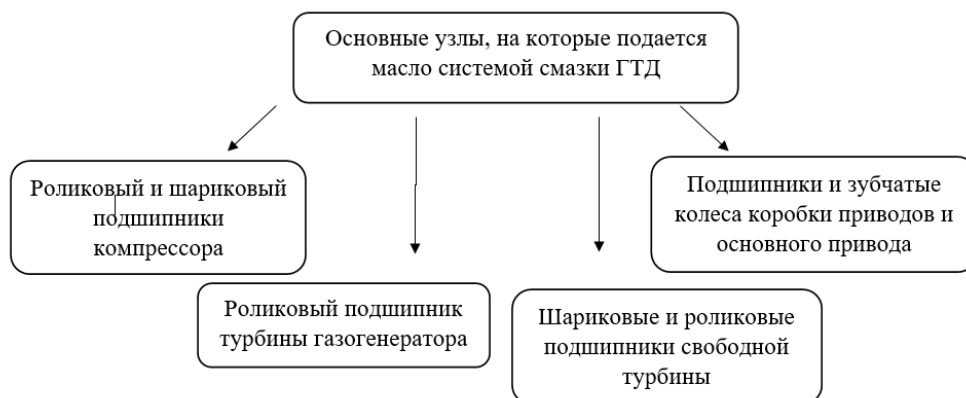


Рис.2.5 – Смазываемые узлы двигателя ПС – 90ГП -2 [22]

Газотурбинный двигатель типа ПС – 90ГП – 2 оснащен автономной замкнутой системой смазки, в которой в качестве рабочей жидкости применяют следующие типы масел:

- МС – 8П в качестве основного;
- «Петрим» в качестве резервного.

В таблице 2.1 приведены требования к основному типу масла МС-8П в соответствие с проектной документацией СТО 11605031-014-2008 "Масло МС-8П авиационное"

Таблица 2.1 – Требования к маслу типа МС -8П [23]

Наименования показателя	Значение
Кинематическая вязкость, сСт	
При температуре не более 50 °С	8,0
При температуре не менее -40 °С	4000

Температура застывания, °С, не выше	-55
Температура вспышки, °С не ниже	145
Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,03
Содержание водорастворимых кислот и щелочей, воды, механических примесей	Отсутствует
Массовая доля серы, %, не более	0,6
Массовая доля золы, %, не более	0,008
Плотность при 15 °С, $\frac{г}{см^3}$ , не более	0,6784

Система САУ производит контроль за основными параметрами системы, среди которых давление на входе, давление суфлирования, температура масла на опорах, наличие магнитной стружки в масле.

Допустимые значения основных параметров масла в системе смазки и суфлирования представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Допустимые значения основных параметров масла в системе смазки и суфлирования ГТД ПС – 90ГП -2 [22]

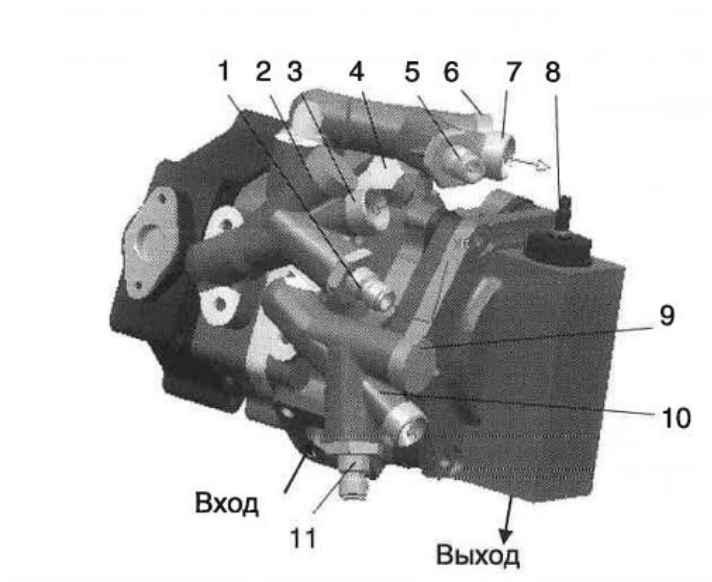
Наименование параметра	Значение параметра
Давление масла на входе в двигатель, МПа:  – Появление на холодном пуске и на запуске	0,05

<p>– На минимальном режиме</p> <p>– На остальных режимах</p>	<p>0,35</p> <p>0,35 - 0,45</p>
<p>Температура масла на входе в двигатель, °С:</p> <p>– Минимальная перед холодным пуском и запуском</p> <p>– На режимах</p>	<p>5</p> <p>30 – 70</p>
<p>Температура масла в маслобаке при пуске, °С, не ниже</p>	<p>42</p>
<p>Давление в полости суфлирования, кПа, не более</p>	<p>40</p>
<p>Безвозвратные потери масла, кг/ч, не более</p>	<p>0,4</p>
<p>Максимально допустимая температура масла на выходе из двигателя, °С, не более:</p> <p>– От шарикоподшипников компрессора</p> <p>– От роликоподшипников СТ</p> <p>– От опор СТ</p>	<p>137</p> <p>142</p> <p>137</p>

Система суфлирования газотурбинного двигателя типа ПС -90ГП -2 предназначена для отвода масловоздушной смеси от смазываемых полостей двигателя с целью отделения масла от воздуха, при этом масло возвращается обратно в систему, а воздух выбрасывается в атмосферу.

Основными элементами системы смазки и суфлирования газотурбинного двигателя ██████████ в соответствии с руководством по эксплуатации ██████████ являются:

- Блок маслонасосов, обеспечивающий подачу масла к смазываемым узлам двигателя и его откачку из данных узлов.

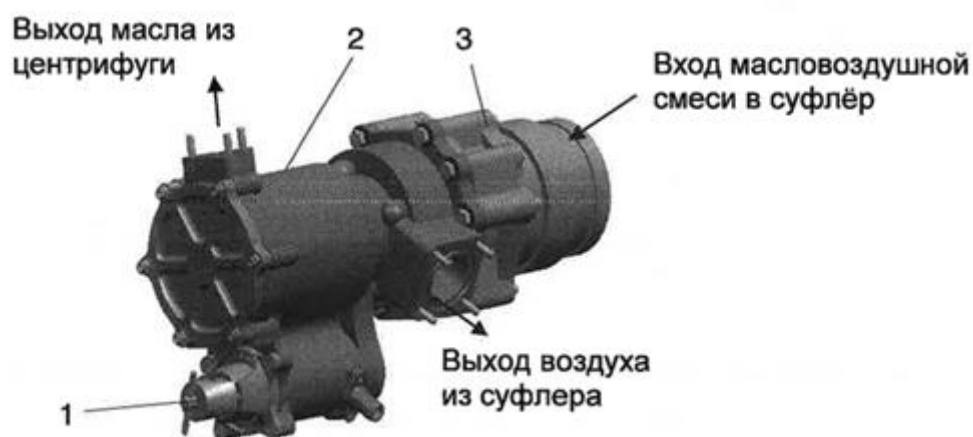


1,5,11 – сигнализаторы стружки; 2,6,9 – фильтры; 3,7,10 – штуцеры откачки; 4 – штуцеры откачки; 8 – редукционный клапан;

Рис.2.5 – Блок маслонасосов [21]

- Блок центробежных агрегатов (БЦА – 94) является основным элементом суфлирования и обеспечивает: отделение воздуха и механических примесей от масла в смеси, откачиваемых из смазываемых полостей блоком маслонасосов, а также смеси из суфлируемых полостей двигателя. Основными элементами БЦА – 94 являются центрифуга, суфлер и фильтр-сигнализатор.

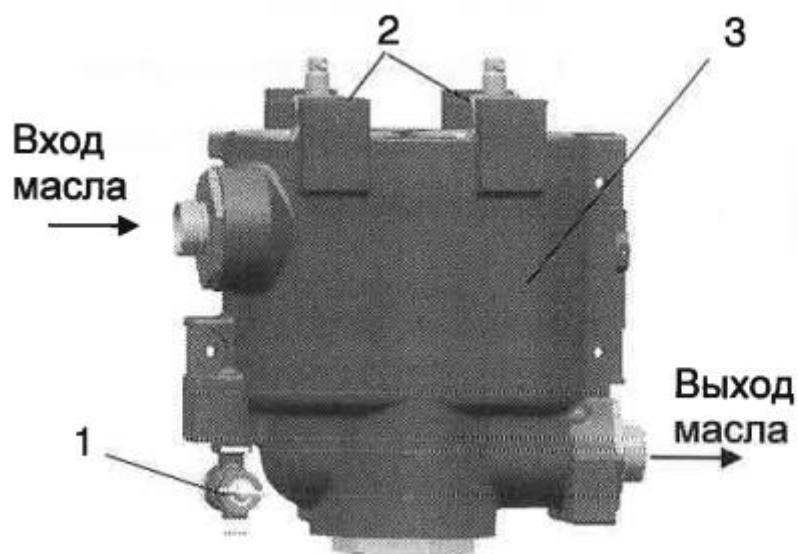




1 – фильтр – сигнализатор, 2 – центрифуга, 3 – суфлер.

Рис.2.6 – БЦА – 94 [21]

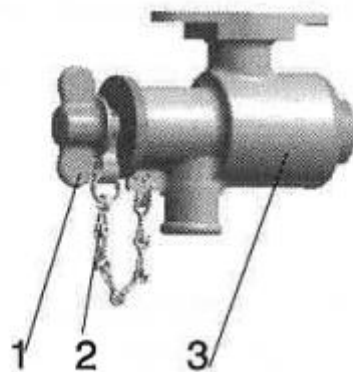
- Фильтр последнего шанса (ФПШ), в котором происходит отделение механических частиц от масла.



1 – кран сливной, 2 – фильтроэлементы, 3 – корпус.

Рис.2.7 – Фильтр последнего шанса (ФПШ) [21]

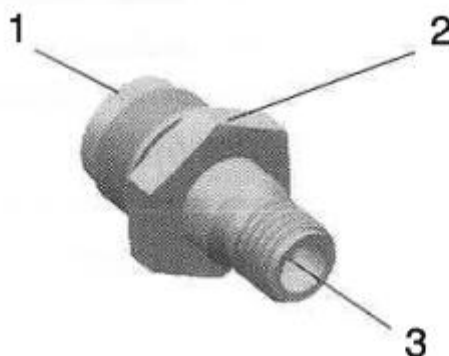
- Сливной кран



*1 – ручка, 2 – цепочка, 3 – корпус.*

Рис.2.8 – Сливной кран [21]

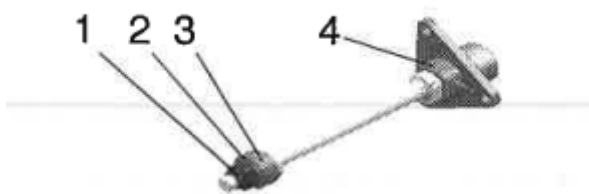
- Сигнализаторы магнитной стружки предназначены для обнаружения сигнализирования о наличие ферромагнитных частиц в магистралях откачки из основных узлов системы.



*1 – магнит, 2 – корпус, 3 – контакт.*

Рис.2.9 – Сигнализаторы магнитной стружки [21]

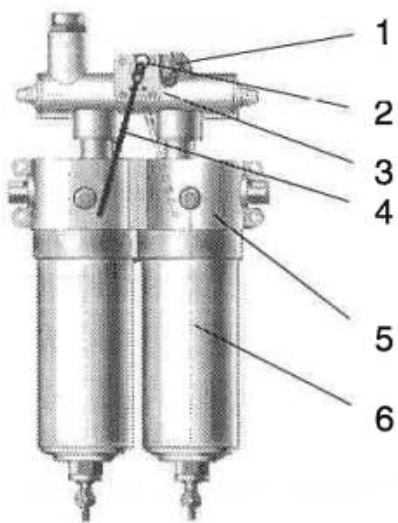
- Для сигнализирования о магнитной стружке на выходе из электростартера устанавливают магнитную пробку.



1 – гайка, 2 – шайба, 3 – магнит, 4 – корпус.

Рис.2.10 – Пробка магнитная [21]

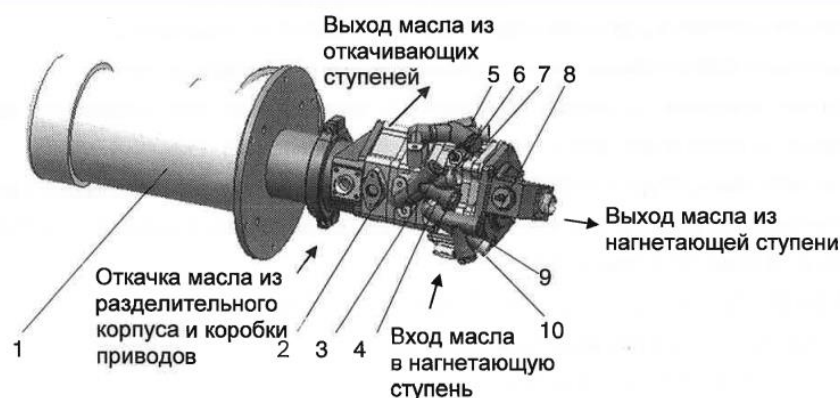
- Датчики измерения давления масла, давления суфлирования и температуру масла.
- Для полноценной работы системы смазки и суфлирования ГТУ, необходимо, чтобы в процессе работы в составе системы обрабатывали и элементы смазки и суфлирования ГПА, к таким элементам следует отнести:
  - Маслбак – емкость для хранения необходимого количества масла;
  - Сепаратор масляных паров (СМП) – предназначен для отделения масла от воздуха, содержащего масляные пары;
  - Блок выносных маслофильтров БВМФ – 84, служащий для очистки от механических примесей масла, идущего к нагнетателю;



1 – кран заполнения масла, 2 – кольцо, 3 – кран перекрывной, 4 – рычаг,  
5 – корпус маслофильтров, 6 – стакан.

Рис.2.11 – Блок выносных маслофильтров БВМФ [21]

- Насос МНДЭ – 33 с электродвигателем, предназначенный для подачи масла к трущимся поверхностям и опорам силовой турбины во время авторизации и раскрутки ротор, а также для откачки масла из полостей ГТУ при прогреве.



1 – электродвигатель, 2,3,5,9 – фильтры, 4,7,10 – штуцеры откачки, 6 – клапан стравливания, 8 – клапан редуционный.

Рис.2.12 – Насос МНДЭ – 33 [21]

- Блок клапанов, осуществляющий подачу масла к опорам силовой турбины при прогреве.

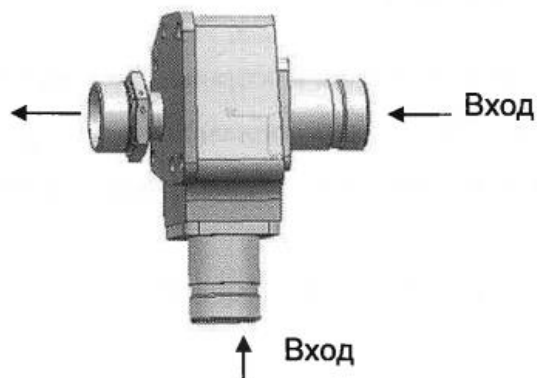


Рис.2.13 – Блок клапанов [21]

## 2.6 Постановка задачи исследования

Одной из основных проблем маслосистемы любого газотурбинного двигателя в том числе и двигателя типа ПС -90ГП -2 является повышенный расход масла. В соответствие с руководством по эксплуатации ГТУ -16П нормальным (допустимым) расходом масла считается расход, не выходящий за величину 0,4 кг масла в час. Основные потери масла при работе системы маслообеспечения происходят из – за проблем в системе суфлирования.

Отделение масляных полостей двигателя от воздушных осуществляется подвижными уплотнениями, устанавливаемыми между валами и статором. Для предотвращения утечки масла через уплотнение давление воздуха перед ним должно быть больше давления внутри масляной полости. При создании такого перепада воздух будет непрерывно проникать внутрь масляных полостей опор, препятствуя утечкам масла из них. Очевидно, что для исключения накопления в масляных полостях воздуха необходимо непрерывно осуществлять его отвод оттуда. Эту функцию и выполняет система суфлирования.

Таким образом, обеспечение корректной работы отдельных элементов и системы суфлирования в целом является ключевым направлением в решение проблемы повышенного расхода масла в результате его утечек.

**Целью исследования** является разработка технического решения по модернизации системы смазки и суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС-90ГП-2 компрессорного цеха на одной из линейных компрессорных станций газопровода «Сила Сибири» ПАО «Газпром».

					Общая характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

### 3. Модернизация системы суфлирования газотурбинного двигателя типа ПС -90ГП -2

#### 3.1 Технологическая схема системы до модернизации

Существующая технологическая схема смазки и суфлирования газотурбинного двигателя типа ПС – 90ГП -2 приведена в приложение А (рис.А2), в соответствие с которой процесс смазывания и суфлирования осуществляется в следующем порядке:

1. В момент запуска двигателя включается электроприводной насос для подачи масла в двигатель и к опорам силовой турбины, этот же насос производит и откачку масла через откачивающие ступени.

2. Масло из системы смазки и суфлирования ГПА через разъемное соединение С4, попадает в блок маслососов (БМН - 84).

3. После нагнетающей ступени блока маслососов масло идет на смазку деталей двигателя, подшипников, зубчатых колес, при этом проходя последовательно через фильтры БВМФ – 94 и ФПШ.

4. Из откачиваемых ступеней блока маслососа, предварительно пройдя через полость фильтра – сигнализатора, масловоздушная смесь поступает в полость ротора центрифуги БЦА - 94. Действующие в полости ротора центробежные силы отделяют более тяжелые компоненты масловоздушной смеси (масло и механические примеси) и более легкие (воздух и масляные пары) друг от друга. В результате чего масляные пары и воздух отводятся в полость коробки приводов, примеси оседают на стенках стакана центрифуги, а масло после охлаждения в ГМТ поступает обратно в нагнетающую полость БМН -84.

5. Масляные пары из маслобака и опор двигателя поступают в суфлер БЦА – 94. Где действующие на них центробежные силы отбрасывают

частицы масла на стенки суфлера, в полости суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС - 90ГП -2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.	Абушахманов.В.И			
Руковод.	Бурков П.В.			
Консульт.				
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.			
<b>Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС -90ГП -2</b>				
		Лит.	Лист	Листов
			78	
Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91				

осажденные на стенках суфлера частицы стекают в коробку приводов.

б. Воздух по – прежнему, насыщенный парами масла, после прохождения через центробежный суфлер направляется в сепаратор масляного тумана (СМТ), где происходит последняя ступень отделения частиц масла от воздуха. Масло, задерживающиеся фильтрами – картриджами СМТ, стекает в маслобак, а воздух сбрасывается в атмосферу.

Данная технологическая схема определяет технологию суфлирования ГТД данного типа. Процесс суфлирование двигателя ПС - 90ГП – 2 осуществляется одновременно в нескольких направлениях, основные направления приведены на рис.3.1

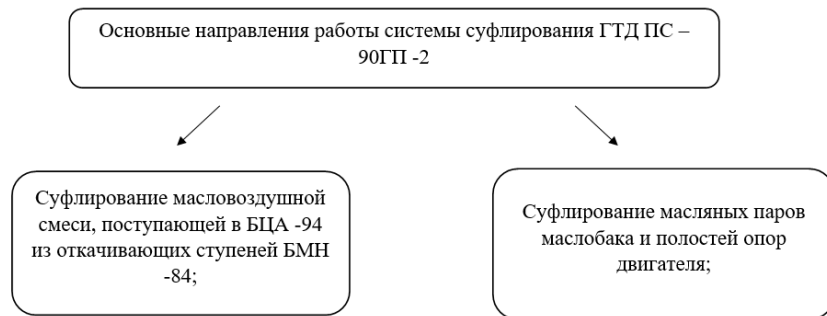


Рис.3.1 – Основные направления работы системы суфлирования ГТД [22]

На рис.3.2 и 3.3 представлены схемы суфлирования по каждому из двух существующих направлений:

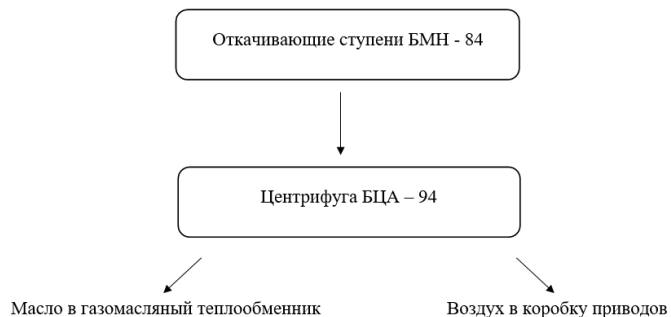


Рис.3.2 – Схема суфлирования масловоздушной смеси, поступающей из откачивающих ступеней БМН – 84;

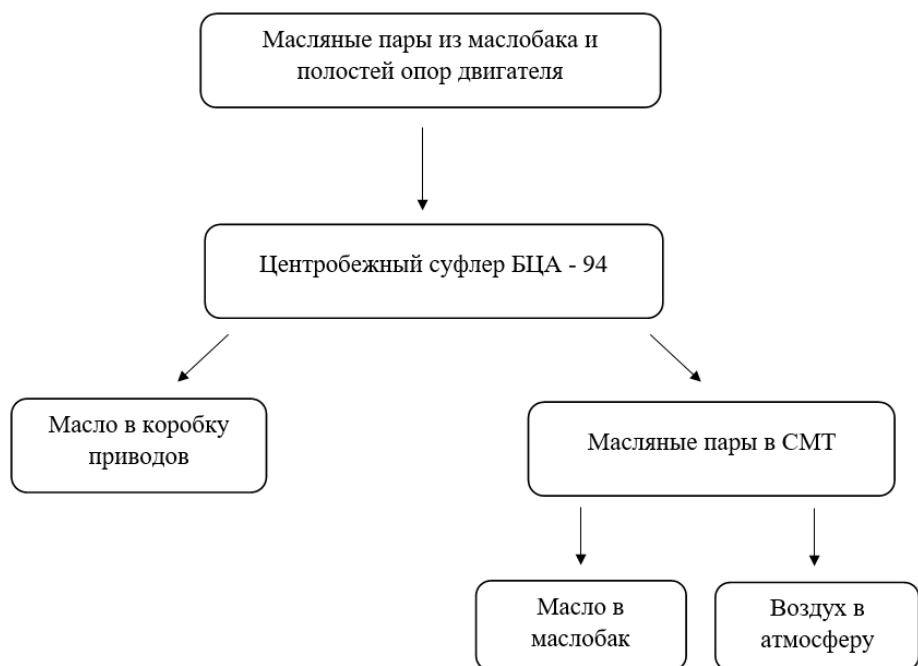


Рис. 3.3 – Схема суфлирования маслобака и полостей опор двигателя;

Модернизация системы предусмотрена в связи с тем, что ходе проведения пусконаладочных работ на компрессорной станции КС «Атаманская» выявлен факт повышения давления суфлирования при оборотах силовой турбины более 4000 об/мин.

### 3.2 Технологические решения при модернизации

С целью выявления причины повышения давления суфлирования проведены испытания СМП без установленных фильтров-картриджей, что показало снижение давления суфлирования до нормативных значений, однако в этом случае масляный туман не улавливается фильтрами, что в свою очередь показывает отсутствие необходимости в СМП.

Таким образом, с целью снижения параметров давления системы суфлирования становится актуальным модернизирование системы путем удаления из ее состава СМП.



Модернизация системы предусматривает следующий объем работ:

1. Обеспечение сброса воздушно-масляных паров от системы суфлирования маслобака ГТУ в выхлопную шахту;

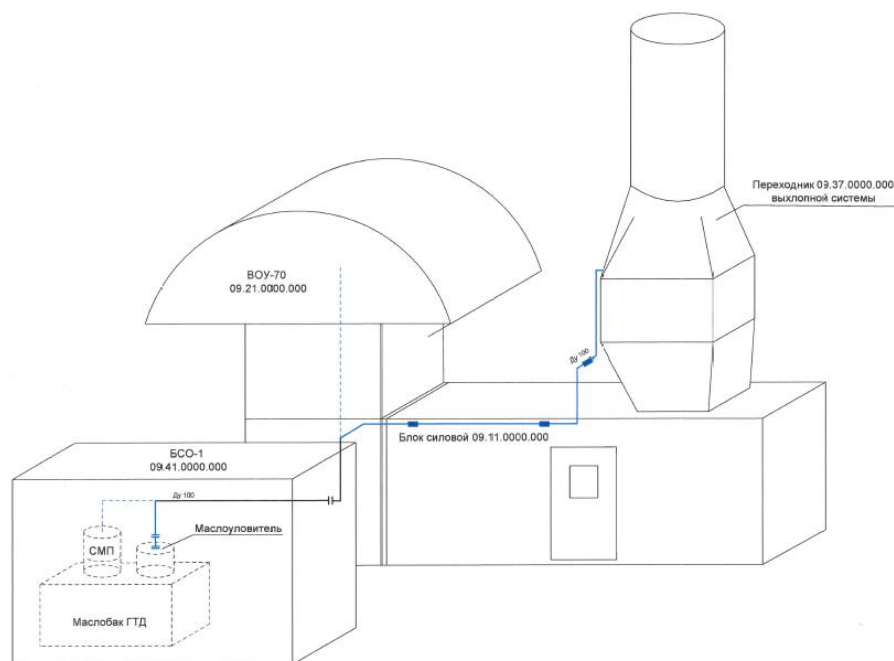


Рис. 3.4 - Схема трассы свечного трубопровода от маслобака ГТД

2. Обеспечение утепления сбросного трубопровода;
3. Демонтаж сепаратора масляных паров из состава маслосистемы ГТУ, изготовление и установка крышки на маслобак двигателя.



Рис.3.5 – Маслобак двигателя до (слева) и после (справа) модернизация

Технологическая схема системы смазки и суфлирования газотурбинного двигателя типа [REDACTED] после модернизации отличается тем, что масляные пары после прохождения через центробежный суфлер БЦА – 94 напрямую в силу процесса эжекции попадают в шахту выхлопа газоперекачивающего агрегата и догорают вместе с продуктами выхлопа.



Рис.3.6 - Схема суфлирования масляных паров маслобака и полостей опор двигателя после модернизации

После выполнения доработки, проведены испытания, которые показали работоспособность системы на всех режимах работы ГПА.

Испытания ГПА с доработанной маслосистемой двигателя показали,  
что расход масла не увеличился и остался в пределах нормы. Демонтаж СМП также позволил повысить надежность ГПА, исключив риск поломки СМП.

					Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС -90ГП -2	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

#### 4 Гидравлический расчет маслопровода

Целью гидравлического расчета является определение потерь напора при перемещении жидкости по трубопроводу.

Гидравлический расчет будем производить для всасывающего и нагнетательного трубопроводов маслосистемы в соответствии с методическими указаниями [31]. Алгоритм расчета представлен на рис.4.1.

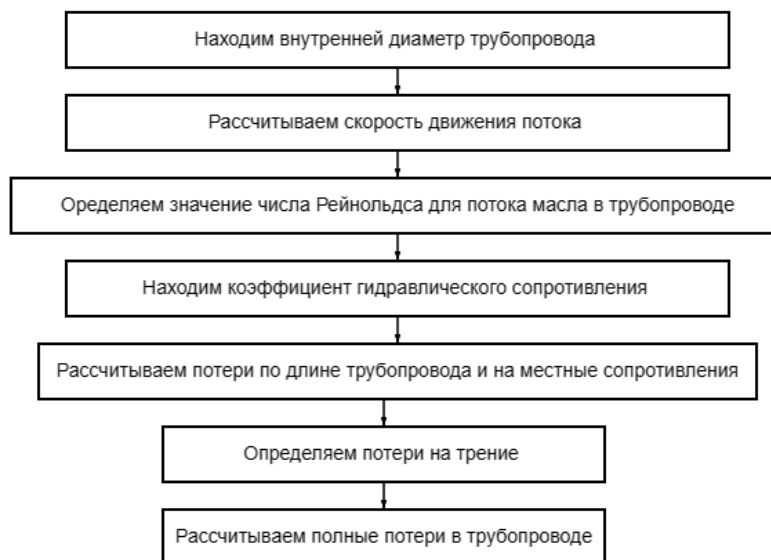


Рис.4.1 – Алгоритм гидравлического расчета технологического трубопровода

Всасывающий трубопровод соединяет маслобак двигателя и блок маслонасосов. Нагнетательный трубопровод соединяет нагнетающую ступень блока маслонасоса и смазываемые полости двигателя.

Исходные данные для расчета, определенные в соответствии с проектной документацией, сведены в таблицу 4.1.

Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС - 90ГП -2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.		Абушахманов.В.И			
Руковод.		Чухарева Н.В.			
Консульт.					
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			
<b>Гидравлический расчет маслопровода</b>					
		Лит.		Лист	Листов
				84	
Отделение нефтегазового дела Группа 2591					

Таблица 4.1 – Исходные данные для гидравлического расчета маслопровода

Наименование параметра	Значение	
	Всасывающий трубопровод	Нагнетательный трубопровод
Длина линии, м	■	■
Наружный диаметр, D, м	■	■
Толщина стенки, м	■	■
Эквивалентная шероховатость, $K_s$ , м	■	■
Кинематическая вязкость при температуре не более 50°C, $\nu$ , $\frac{m^2}{c}$	■	■
Местные сопротивления, шт	■ ■ ■	■ ■ ■
Разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, $\Delta z$ , м	■	■
Требуемая пропускная способность, Q, $m^3/c$	■	■

#### 4.1 Гидравлический расчет всасывающего трубопровода маслосистемы

Полные (общие) потери напора складываются из потерь напора на трение и на преодоление разности высот трубопровода:

$$H = h_{тр} + \Delta z, \quad (4.1)$$

где  $H$  – полные потери напора в трубопроводе, м;

$h_{\text{тр}}$  – потери напора на трение, м;

$\Delta z$  – разность геодезических отметок между концом и началом трубопровода, м.

Потери напора на трение представляются двумя составляющими:

$$h_{\text{тр}} = h_{\text{л}} + h_{\text{м}} \quad (4.2)$$

где  $h_{\text{л}}$  – потери напора по длине нефтепровода;  $h_{\text{м}}$  – потери напора на местных сопротивлениях.

$$h_{\text{л.вс}} = \lambda \cdot \frac{L_{\text{вс}}}{d_{\text{вс}}} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (4.3)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $g$  – ускорение свободного падения;  $L_{\text{вс}}$  – длина всасывающего трубопровода;  $d_{\text{вс}}$  – диаметр всасывающего трубопровода;  $v^2$  – скорость течения масла;

$$h_{\text{м.вс}} = \frac{v^2}{2 \cdot g} \sum \xi_i, \quad (4.4)$$

где  $\xi_i$  – коэффициент местного сопротивления для каждого из видов.

Найдем внутренний диаметр трубопровода по формуле 4.5:

$$d_{\text{вс}} = D_{\text{вс}} - 2\delta \quad (4.5)$$

$$d_{\text{вс}} = \blacksquare \text{ м}$$

Скорость движения потока рассчитаем по формуле 4.6:

$$v = \frac{4 \cdot Q_{\text{вс}}}{\pi \cdot d_{\text{вс}}^2} \quad (4.6)$$

где  $Q_{\text{вс}}$  – требуемая пропускная способность всасывающего трубопровода.

$$v = \text{[redacted]} \text{ м/с}$$

Далее определяем значение числа Рейнольдса для потока масла в трубопроводе (формула 4.7):

$$Re = \frac{v \cdot d_{\text{вс}}}{\nu}, \quad (4.8)$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость масла.

$$Re = \text{[redacted]}$$

Т.к  $Re < 2320$ , то в трубопроводе наблюдается ламинарный режим, а значит коэффициент гидравлического сопротивления определяем по ф. Стокса (формула 4.9):

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (4.9)$$

$$\lambda = \frac{64}{128} = 0,5$$

Рассчитываем потери по длине трубопровода и на местные сопротивления по формулам 4.3 и 4.4 при этом в соответствии с таблицей 13 [24] принимаем значения коэффициентов местных сопротивлений равными:

- Для отвода  $90^\circ$  - 1,2;
- Для крана шарового – 0,085;
- Для фильтра – 2,8;
- Для обратного клапана – 3.

$$h_{\text{л.вс}} = \text{[redacted]} \text{ м}$$

$$h_{\text{м.вс}} = \text{[redacted]} \text{ м}$$

Тогда потери на трение всасывающего трубопровода в соответствии с формулой 4.2:

$$h_{\text{тр}} = \text{[redacted]} \text{ м}$$

А полные потери всасывающего трубопровода:

$$H = \text{[redacted]} \text{ м}$$

## 4.2 Гидравлический расчет нагнетательного трубопровода маслосистемы

Аналогично расчету из предыдущего раздела работы произведем расчет для нагнетательного трубопровода, используя формулы 4.1 – 4.9.

Находим внутренней диаметр трубопровода по формуле 4.5:

$$d_{\text{наг}} = \text{[redacted]} \text{ м}$$

Скорость движения потока рассчитаем по формуле 4.6:

$$v = \text{[redacted]} \text{ м/с}$$

Далее определяем значение числа Рейнольдса для потока масла в трубопроводе (формула 4.7):

$$Re = \text{[redacted]}$$

Т.к  $Re > 2320$ , то в трубопроводе наблюдается турбулентный режим течения жидкости. В таком случае для определения формулы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления, находим критические значения числа Рейнольдса по формулам 4.10 и 4.11:



$$Re_{кр1} = \frac{10 \cdot d_{наг}}{K_э} \quad (4.10)$$

$$Re_{кр2} = \frac{500 \cdot d_{наг}}{K_э} \quad (4.11)$$

$$Re_{кр1} = \blacksquare$$

$$Re_{кр2} = \blacksquare$$

Т.к  $Re_{кр1} < Re < Re_{кр2}$ , то в нагнетающем трубопроводе наблюдается турбулентный режим течения жидкости в зоне смешанного трения, а значит значение коэффициента гидравлического сопротивления определяем по формуле Альтшуля (4.12):

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{K_э}{d_{наг}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (4.12)$$

$$\lambda = \blacksquare$$

Рассчитываем потери по длине трубопровода и на местные сопротивления по формулам 4.3 и 4.4 при этом в соответствии с таблицей 13 [24] принимаем значения коэффициентов местных сопротивлений равными:

- Для отвода 90° - 1,2;
- Для крана шарового – 0,085;
- Для фильтра – 2,8;
- Для обратного клапана – 3.

$$h_{л.вс} = \blacksquare \text{ м}$$

$$h_{м.вс} = \blacksquare \text{ м}$$

Тогда потери на трение нагнетательного трубопровода в соответствии с формулой 4.2:

$$h_{тр} = \blacksquare \text{ м}$$

А полные потери нагнетательного трубопровода:

$$H = \blacksquare \text{ м}$$

## 5 Расчет на прочность трубопровода суфлирования маслобака ГТД ПС - 90ГП -2

Целью расчета на прочность технологических трубопроводов различного назначения является определение размеров их основных элементов и величин нагрузок, при которых исключается возможность разрушения элементов конструкции.

В соответствие с ГОСТ 32388-2013 [27] расчет на прочность технологического трубопровода включает в себя определение величины толщины стенки, при которой в заданных условиях выполняется два условия:

- ✓ условие прочности по расчетному напряжению от внутреннего давления;
- ✓ условие прочности по допустимому внутреннему давлению.

При этом условия прочности проверяются расчетами по следующим алгоритмам:

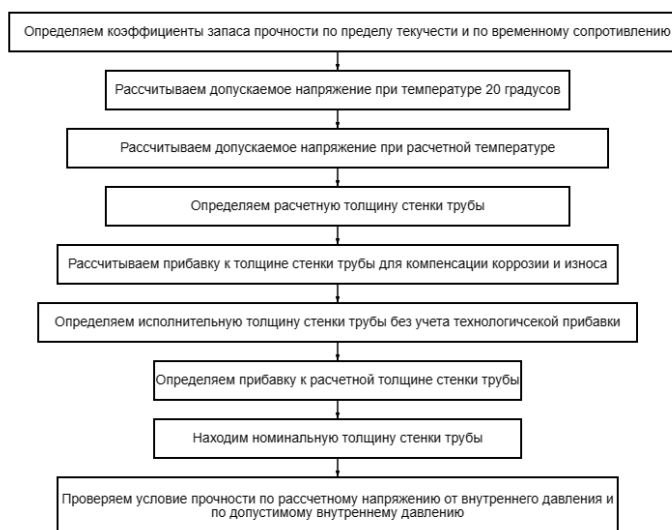


Рис.5.1 – Алгоритм расчета на прочность трубы [27]

					<i>Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС - 90ГП -2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Абушханов В.И.			<b>Расчет на прочность трубопровода суфлирования маслобака ГТД ПС -90ГП -2</b>		
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						90	
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		



Рис.5.2 – Алгоритм расчета на прочность гнутого отвода

В данном разделе представлен расчет на прочность элементов трубопровода суфлирования маслобака ГТД ██████████, а в частности

- трубы номинальным диаметром 100 мм, соединяющей маслобак и сепаратор масляных паров;
- отвода на 90° трубопровода суфлирования на одном из его участков.

На рис.5.1 и 5.2 показаны элементы трубопровода суфлирования маслобака на технологической схеме системы смазки и суфлирования ГТД ПС – 90ГП – 2, для которых был произведен расчет на прочность.

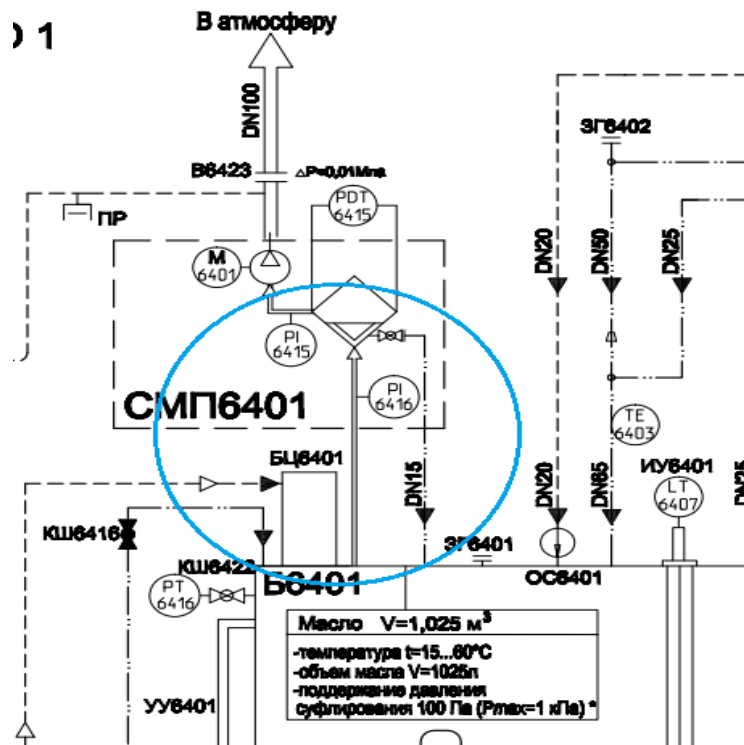


Рис. 5.1 – Трубопровод суфлирования, соединяющий маслобак и СМП, на технологической схеме

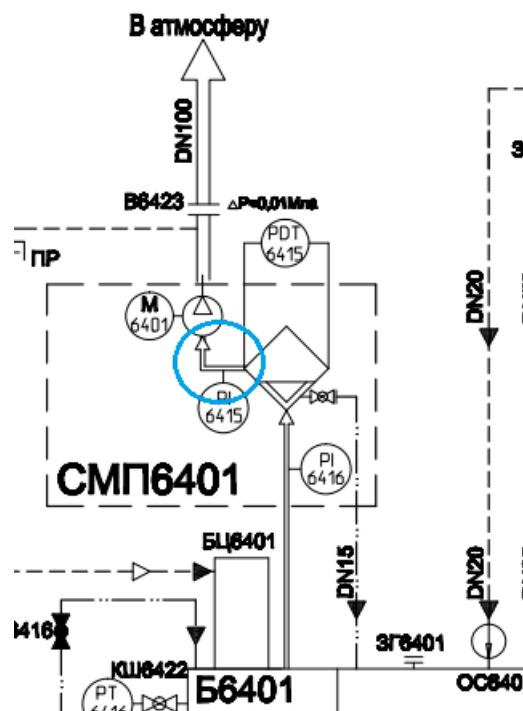


Рис. 5.2 – Отвод трубопровода суфлирования маслобака на технологической схеме

Значения исходных данных, требуемых для расчета, определены в соответствии с проектной документацией ГТД [REDACTED] и представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные к расчету прочности элементов трубопровода суфлирования ГТД ПС – 90ГП -2

Наименование и обозначение параметра	Значение
Номинальный диаметр $D_N$ , мм	[REDACTED]
Марка стали	[REDACTED]
Рабочее давление $P_p$ , МПа	[REDACTED]
Рабочая температура, °С	[REDACTED]
Класс жидкости в соответствии с ГОСТ 12.1.007 – 76 [26]	[REDACTED]
Срок службы трубопровода, лет	[REDACTED]
Скорость проникновения коррозии П, мм/год	[REDACTED]
Расчетная относительная овальность отвода, $a_p$ , %	[REDACTED]
Радиус кривизны осевой линии отвода, мм	[REDACTED]

*Примечания: для расчета принята максимально допустимая температура масла в маслобаке. Расчетную относительную овальность принимаем равной 10%, так как она не регламентирована проектной документацией. Радиус кривизны осевой линии отвода был определен путем однократного измерения.*

## 5.1 Расчет на прочность трубы суфлирования маслобака

Трубопроводы, транспортирующие горючие, вредные вещества 4 класса опасности по ГОСТ 12.1.007-76 относятся к группе трубопроводов Бв. По таблице 1.1 [25] трубопроводы группы Бв при температуре 60 °С относятся к категории IV, а при расчетном давлении 0,4 МПа – к категории IV. Поэтому категорию трубопровода принимаем по параметру, который требует отнесения его к более ответственной группе или категории, то есть к IV категории трубопроводов.

По таблице 4 для труб, изготовленных из стали 20, по ГОСТ 1050 - 2013 [28] минимальное значение предела текучести при температуре 20 °С составляет  $R_e = 245$  МПа, а минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при температуре 20 °С –  $R_m = 410$  МПа.

По таблице 1.3 [25] принимаем стальные бесшовные горячедеформированные трубы по ГОСТ 8731-74.

По таблице 2.1 [25] для трубопроводов IV категории, транспортирующих жидкие вещества групп Б и В, коэффициент надежности равен  $\gamma = 1,05$

Допускаемое напряжение при температуре 20 °С, без учета значений предела длительной прочности и предела ползучести, определяем по формуле:

$$[\sigma]_{20} = \min \left[ \frac{R_e \text{ или } R_{p0,2}}{n_T}, \frac{R_m}{n_B} \right]$$

где  $R_e$  - минимальное значение предела текучести при расчетной температуре, МПа;

$R_{p0,2}$  - минимальное значение условного предела текучести при расчетной температуре (напряжение, при котором остаточное удлинение составляет 0,2 %), МПа;

					Расчет на прочность трубопровода суфлирования маслобака ГТД ПС -90ГП -2	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

$R_m$  – минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при расчетной температуре, МПа;

$n_T$  – коэффициент запаса прочности по пределу текучести;

$n_B$  – коэффициент запаса прочности по временному сопротивлению (пределу прочности);

Коэффициент запаса прочности по пределу текучести определяем по формуле (5.2)

$$n_T = 1,3 \cdot \gamma, \quad (5.2)$$

$$n_T = \blacksquare$$

Коэффициент запаса прочности по временному сопротивлению определяем по формуле (5.3)

$$n_B = 2,1 \cdot \gamma \quad (5.3)$$

$$n_B = \blacksquare$$

где  $\gamma$  – коэффициент надежности, зависящий от группы и категории трубопровода.

$$[\sigma]_{20} = \min \left[ \frac{245}{1,365}, \frac{410}{2,205} \right]$$

$$[\sigma]_{20} = \blacksquare \text{ МПа}$$

Значение температурного коэффициента по таблице 2.2 [25] для стали 20 при температуре до 200 °С равно:

$$A_t = 1$$

Допускаемое напряжение при расчетной температуре 60 °С, определяем по формуле (5.4)

$$[\sigma] = [\sigma]_{20} \cdot A_t, \quad (5.4)$$

					Расчет на прочность трубопровода суфлирования маслобака ГТД ПС -90ГП -2	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

$$[\sigma] = 179,5 \cdot 1 = \blacksquare \text{ МПа}$$

Для трубопровода условным проходом  $D_N = 100$  мм (номинальным диаметром) наружный диаметр трубы по таблице А.1 [29] принимаем  $D=108$  мм.

При расчете бесшовных элементов коэффициент прочности принимается  $\varphi = 1,0$

Расчетную толщину стенки трубы определяем по формуле (5.5)

$$S_p = \frac{P \cdot D}{2\varphi \cdot [\sigma] + P} \quad (5.5)$$

$$S_p = \blacksquare \text{ мм}$$

Прибавку для компенсации коррозии и износа вычисляем по формуле (5.6), приняв прибавку для компенсации износа  $C_u = 0$

$$C_2 = П \cdot \tau + C_u, \quad (5.6)$$

где  $\tau$  – расчетный срок службы трубопровода, лет;

$П$  – скорость проникновения коррозии, мм/год;

$$C_2 = \blacksquare \text{ мм}$$

Исполнительная толщина стенки трубы без учета технологической прибавки должна быть

$$S \geq S_p + C_2 = \blacksquare \text{ мм}$$

Для стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78 [29] при наружном диаметре труб до 219 мм, толщине стенки до 15 мм и обычной точности изготовления предельное минусовое отклонение составляет 15 %.

Предварительно приняв толщину стенки трубы  $S = 5$  мм, технологическая прибавка составит:

					Расчет на прочность трубопровода суфлирования маслобака ГТД ПС -90ГП -2	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96



$$C_1 = \text{■■■■■} \text{ мм}$$

Прибавку к расчетной толщине определяем по формуле (5.7)

$$C = C_1 + C_2, \quad (5.7)$$

$$C = \text{■■■■■} \text{ мм}$$

Номинальную толщину стенки  $S$  трубы определяем по формуле (5.8)

$$S \geq S_p + C, \quad (5.8)$$

$$S \geq \text{■■■■■}$$

$$S \geq \text{■■■■■}$$

По ГОСТ 8732-78 принимаем толщину стенки трубы  $S = 5$  мм.

Расчетное напряжение от внутреннего давления, приведенное к нормальной температуре, определяем по формуле (5.9)

$$\sigma = \frac{P[D - (S - C)]}{2A_t \cdot \varphi(S - C)}, \quad (5.9)$$

$$\sigma = \text{■■■■■} \text{ МПа}$$

*Условие прочности*

$$\sigma < [\sigma]_{20}$$

*выполняется.*

Допустимое внутреннее давление вычисляем по формуле (5.10)

$$[P] = \frac{2 \cdot [\sigma]_{20} \cdot A_t \cdot \varphi \cdot (S - C)}{D - (S - C)}, \quad (5.10)$$

$$[P] = \text{■■■■■} \text{ МПа}$$

*Условие прочности*

$$P_p < [P]$$

					Расчет на прочность трубопровода суфлирования маслобака ГТД ПС -90ГП -2	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

выполняется.

## 5.2 Расчет на прочность отвода трубопровода суфлирования маслобака

Определяем значение коэффициента увеличения напряжения в отводах  $k_1$  методом линейной интерполяции по таблице 2.4 [25] в зависимости от отношения  $\frac{S_p}{D - S_p} = \frac{0,11}{108 - 0,11} = 0,001$  и относительной овальности  $a_p = 10\%$ :

$$k_1 = 1,3$$

Вычисляем расчетную толщину стенки по формуле 5.11:

$$S_{p1} = k_1 \cdot S_p, \quad (5.11)$$

где  $S_p$  – расчетная толщина стенки трубы, принимаем в соответствие с расчетами в разделе 5.1.

$$S_{p1} = \blacksquare$$

Исполнительная толщина стенки гнutoго отвода без учета технологической прибавки должна быть:

$$S_1 \geq \blacksquare,$$

$$S_1 \geq \blacksquare$$

где  $C_2$  - прибавку для компенсации коррозии и износа, принимаем в соответствие с расчетами в разделе 5.1.

Для стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78 при наружном диаметре труб до 219 мм, толщине стенки до 15 мм и обычной точности изготовления предельное минусовое отклонение составляет 15 %.

Предварительно приняв толщину стенки отвода  $S = 5$  мм, технологическая прибавка составит:

$$C_1 = \blacksquare \text{ мм}$$

					Расчет на прочность трубопровода суфлирования маслобака ГТД ПС -90ГП -2	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Прибавку к расчетной толщине определяем по формуле (5.7)

$$C = \text{■■■■■■■■■■} \text{ мм}$$

Исполнительная толщина стенки гнutoго отвода с учетом прибавки гнutoго отвода к расчетной толщине стенки

$$S_1 \geq \text{■■■■■■■■■■}$$

Принимаем толщину отвода равной  $S_1 = 5$  мм, что соответствует принятой предварительно.

Расчетное напряжение от внутреннего давления, приведенное к нормальной температуре, определяем по формуле (5.9)

$$\sigma = \text{■■■■■■■■■■} \text{ МПа}$$

*Условие прочности*

$$\sigma < [\sigma]_{20}$$

*выполняется.*

Допустимое внутреннее давление вычисляем по формуле (5.10)

$$[P] = \text{■■■■■■■■■■} \text{ МПа}$$

*Условие прочности*

$$P_p < [P]$$

*выполняется.*

## 6 Расчет на прочность валика привода центробежного суфлера

Целью расчета валика привода центробежного суфлера является определение значения коэффициента запаса его прочности.

Валик центробежного суфлера предназначен для передачи крутящего момента посредством зубчатой передачи. Благодаря чему во вращение приходит вал крыльчатки суфлера.

Необходимые для расчета данные определены на основании значений, указанных в руководстве по эксплуатации блока центробежных агрегатов – БЦА – 94.

Таблица 6.1 – Исходные данные для расчета на прочность привода центробежного суфлера

Наименование параметра	Значение параметра
Рабочее давление (давление суфлирование), $P_n$ , МПа	
Производительность, $Q_n$ , л/мин	
Наружный диаметр валика, $D$ , см	
Внутренний диаметр валика, $d$ , см	
Скорость вращения, $n_b$ , об/мин	

Расчет на прочность приводного валика центробежного суфлера будем вести согласно алгоритму, представленному на рисунке 6.1:

					Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС – 90ГП – 2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Абушахманов.В.И			Расчет на прочность валика привода центробежного суфлера БЦА – 94		
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						100	
					Отделение нефтегазового дела Группа 2591		

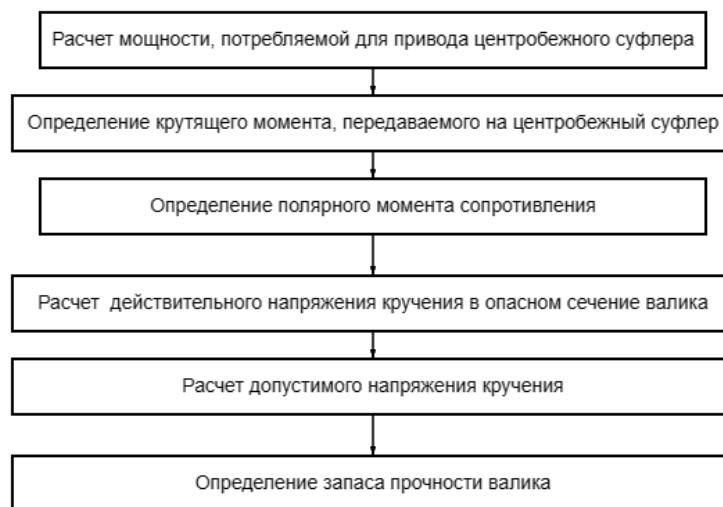


Рис.6.1 – Алгоритм расчета приводного валика на прочность

Определяем мощность, потребляемую для привода центробежного суфлера, по формуле 6.1:

$$N_H = \frac{Q_H \cdot P_H}{n_M}, \quad (6.1)$$

где  $Q_H$  – производительность;

$P_H$  – рабочее давление;

$n_M$  - механический КПД насоса. Откачка масловоздушной смеси в суфлер БЦА – 94 осуществляют посредством откачивающей ступени БМН – 84. Для откачивающей ступени БМН-84 принимаем 0,8 в соответствие с техническими характеристиками, приведенными в руководстве по эксплуатации.

$$N_H = \blacksquare \text{ кВт}$$

Определяем крутящий момент  $M_{кр}$ , передаваемый на центробежный суфлер по формуле 6.2:

$$M_{кр} = \frac{9550 \cdot N_H}{n_B}, \quad (6.2)$$

$$M_{кр} = \text{[redacted]} \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Определяем полярный момент  $W_p$  сопротивления по формуле 6.3:

$$W_p = \frac{0.2(D^4 - d^4)}{D}, \quad (6.3)$$

$$W_p = \text{[redacted]} \text{ см}^3$$

Рассчитываем действительное напряжение кручения в опасном сечении валика  $\tau_{кр}$  по формуле 6.4:

$$\tau_{кр} = \frac{M_{кр}}{W_p}, \quad (6.4)$$

$$\tau_{кр} = \text{[redacted]} \text{ Н/см}^2$$

Рассчитываем допустимое напряжение кручения  $[\tau_{кр}]$  по формуле 6.5:

$$[\tau_{кр}] = 0,7 \cdot \delta_{изг}, \quad (6.5)$$

где  $\delta_{изг}$  – напряжение изгиба. Исходя из материала, из которого изготовлен валик, и режима его работы  $\delta_{изг}$  принимаем на уровне 10000...18000 Н/см<sup>2</sup>.

$$[\tau_{кр}] = \text{[redacted]} \text{ Н/см}^2$$

Определяем запас прочности валика:

$$n = \frac{[\tau_{кр}]}{\tau_{кр}}, \quad (6.6)$$

$$n = \text{[redacted]}$$

Т.к  $n > 1$ , следовательно условие прочности выполняется.

					<i>Расчет на прочность валика привода центробежного суфлера БЦА -94</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		103

## 7 Расчет подшипников приводного вала ротора газогенератора при подаче смазки под давлением

Элементы [REDACTED], а в частности компрессор, турбина газогенератора, силовая турбина, а также приводные валы коробки приводов закреплены на опорах, с установленными подшипниками. В опорах элементов ГТУ могут быть предусмотрены как подшипники скольжения, так и подшипники скольжения.

Коробка приводов [REDACTED] включает в свой состав несколько приводных валов, каждый из которых оснащен в качестве опор подшипниками. Вал привода для прокрутки ротора газогенератора фиксируется двумя опорами с установленными подшипниками скольжения.

В данной главе работы будет представлен расчет подшипников приводного вала ротора газогенератора [REDACTED] при подаче смазки под давлением, в результате которого будет определена величина минимального масляного слоя, а также величина требуемого давления масла на входе в подшипниковый узел компрессора ГТУ.

Исходные данные для расчета приняты в соответствие с [22].

					Модернизация системы суфлирования маслодака газотурбинного двигателя типа ПС – 90ГП – 2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Абушахманов В.И.			Расчет подшипников приводного вала ротора газогенератора при подаче смазки под давлением	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					104	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						



Таблица 7.1 – Исходные данные к расчету подшипников [22]

Наименование параметра	Значение
Нагрузка на подшипник, $P$ , кгс	
Диаметр цапфы вала, $d$ , м	
Длина вкладыша подшипника, $l$ , м	
Скорость вращения вала, $n$ , об/мин	
Зазор между цапфой и подшипником, $z$ , м	
Средняя температура масла, $t$ , °С	
Температура масла на входе в подшипник, $t_1$ , °С	
Температура масла на выходе из подшипника, $t_2$ , °С	
Шероховатость поверхностей трения, $R_z$ , мкм	
Расстояние между серединами опор ротора, $L$ , м	
Давление масла на входе в подшипник, $p_m$ , кгс/см <sup>2</sup>	
Расход смазочного масла через подшипник, $Q_{\text{раб}}$ , л/мин	

Расчет толщины минимального масляного слоя, а также минимального давления масла на входе в подшипниковый узел коробки приводов будет произведен по рекомендациям [30].

### 7.1 Расчет минимальной толщины масляного слоя

Расчет минимальной толщины масляного слоя осуществляется в соответствии с алгоритмом, представленном на рисунке 7.1 [30]:

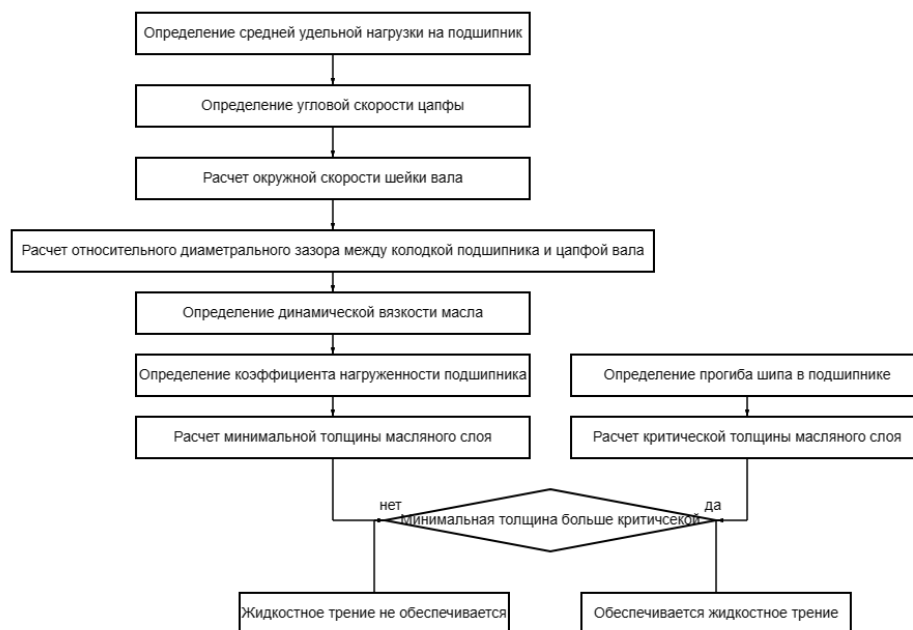


Рис.7.1 – Алгоритм расчета минимальной толщины масляного слоя подшипника скольжения [30]

Как показывает схема, расчет сводится к определению минимальной и критической величин толщины масляного слоя. Отношение полученных значений позволяет сделать вывод о том, обеспечивается ли необходимый режим жидкостного трения или нет.

Пользуясь алгоритмом, определим отношение вышеупомянутых величин для подшипников скольжения приводного вала ротора газогенератора.

Определяем среднюю удельную нагрузку на подшипник,  $p$  по формуле 7.1:

$$p = \frac{P}{dl}, \quad (7.1)$$

где  $p$  – средняя удельная нагрузка на подшипник;

$P$  – нагрузка на подшипник;

$d$  – диаметр цапфы вала;

$l$  – длина вкладыша подшипника.

$$p = \text{[redacted]} \frac{\text{кГ}}{\text{см}^2}$$

Рассчитываем угловую скорость цапфы, пользуясь формулой 7.2:

$$\omega = \frac{\pi n}{30}, \quad (7.2)$$

где  $\omega$  – угловая скорость цапфы;

$n$  - скорость вращения вала, об/мин.

$$\omega = \text{[redacted]} \text{ с}^{-1}$$

Рассчитываем окружную скорость шейки вала по формуле 7.3:

$$v = 0,5 \cdot \omega \cdot d, \quad (7.3)$$

где  $v$  – окружная скорость шейки вала.

$$v = \text{[redacted]} \text{ м/с}$$

Находим относительный диаметральный зазор между колодкой подшипника и цапфой вала (формула 7.4):

$$\varphi = \frac{z}{d}, \quad (7.4)$$

где  $\varphi$  - относительный диаметральный зазор между колодкой подшипника и цапфой вала;

$z$  - зазор между цапфой и подшипником.

					<i>Расчет подшипников приводного вала ротора газогенератора при подаче смазки под давлением</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

$$\varphi =$$

Вязкость характеризуется динамическим и кинематическими коэффициентами, которые связаны формулой 7.5:

$$\mu = \rho \cdot \alpha, \quad (7.5)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость масла:

$\rho$  – плотность масла;

$\alpha$  – кинематическая вязкость масла.

Для смазки подшипников ГТУ -16П применяют авиационное масло МС -8П с кинематической вязкостью  $8 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с и плотностью 678,4 кг/м<sup>3</sup>, отсюда:

$$\mu = \text{Па} \cdot \text{с}$$

Рассчитаем коэффициент нагруженности подшипника:

$$\Phi_p = \frac{p \cdot \varphi^2}{\mu \cdot \omega}, \quad (7.6)$$

где  $\Phi_p$  - коэффициент нагруженности подшипника.

$$\Phi_p =$$

Рассчитаем отношение  $\frac{l}{d} =$  и по таблице 24 [30] определяем значение коэффициента эксцентриситета  $X = 0,3$ .

Рассчитываем минимальную толщину масляного слоя по формуле 7.7:

$$h_{min} = 0,5\varphi d(1 - X), \quad (7.8)$$

					Расчет подшипников приводного вала ротора газогенератора при подаче смазки под давлением	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

$$h_{min} = \text{[redacted]} \text{ мкм}$$

Принимаем максимальный прогиб вала 200 мкм и находим прогиб шипа в подшипнике по формуле 7.9:

$$y_0 = 1,6 \frac{l}{L} y_{max}, \quad (7.9)$$

где  $y_0$  – прогиб шипа в подшипнике;

$y_{max}$  - максимальный прогиб вала.

$$y_0 = \text{[redacted]} \text{ мкм}$$

Рассчитаем критическую толщину масляного слоя:

$$h_{кр} = 2R_z + y_0, \quad (7.10)$$

$$h_{кр} = \text{[redacted]} \text{ мкм}$$

Проверим соотношение  $h_{min}/h_{кр}$ :

$$\text{[redacted]}$$

Теоретически подшипник скольжения работает в оптимальных условиях, если  $h_{min} = h_{кр}$ , но в таком случае нет запаса толщины стенки слоя смазки, поэтому на практике оптимальные условия соответствуют соотношению  $h_{min}/h_{кр}$ , удовлетворенному с запасом в 10% и более, то есть  $h_{min}/h_{кр} > 1,1$ .

Из величины данного отношения, следует, что обеспечивается жидкостное трение ротора и опор подшипников.

## 7.2 Расчет минимального давления масла на входе в подшипниковый узел

Расчет минимального давления масла на входе осуществляется в соответствии с алгоритмом, представленном на рисунке 7.2 [30]:

					Расчет подшипников приводного вала ротора газогенератора при подаче смазки под давлением	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

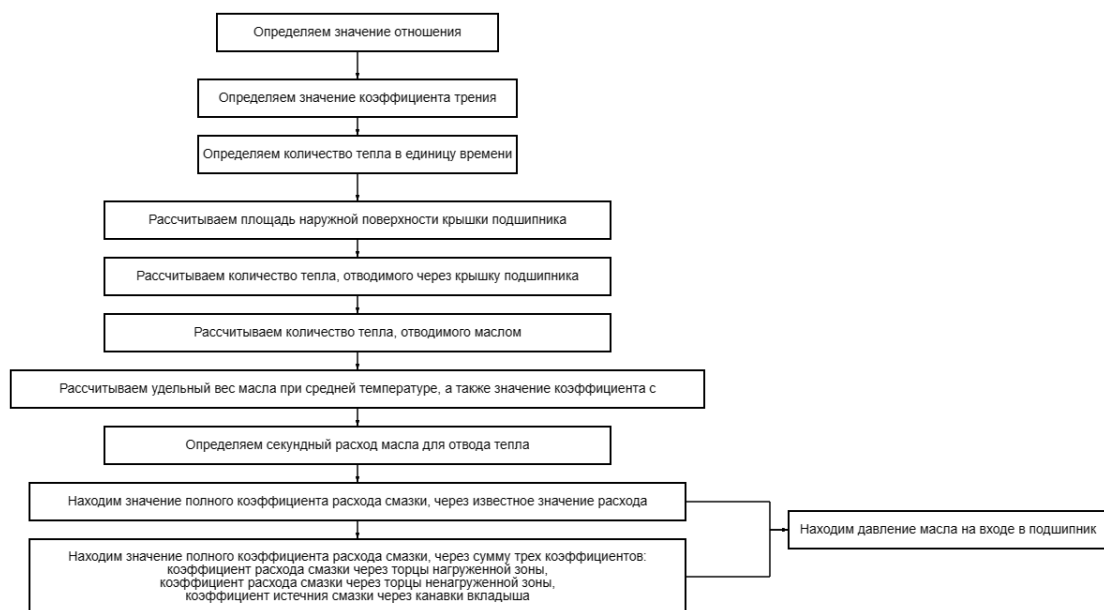


Рис.7.2 – Алгоритм расчета давления масла на входе в подшипниковый узел [30]

Зная значения отношения  $\frac{l}{d}$  и значение величины  $X$ , по таблице 26 [30] определяем значение отношения  $\frac{f}{\varphi} = 47,35$ .

Определяем значение коэффициента трения по формуле:

$$f = \frac{f}{\varphi} \cdot \varphi, \quad (7.11)$$

где  $f$  – коэффициент трения.

$$f = \blacksquare$$

Определяем количество тепла в единицу времени по формуле 7.12:

$$W = \frac{fP\vartheta}{427}, \quad (7.12)$$

где  $W$  - количество тепла, выделяющегося в подшипнике в единицу времени.

$$W = \text{[redacted]} \frac{\text{ккал}}{\text{с}}$$

Площадь наружной поверхности крышки подшипника:

$$F_k = 2,5\pi dl, \quad (7.13)$$

где  $F_k$  – площадь наружной поверхности крышки подшипника.

$$F_k = \text{[redacted]} \text{ м}^2$$

Рассчитываем количество тепла отводимого через крышку подшипника по формуле 7.14, принимая  $k = 10 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C}$ :

$$W_2 = \frac{k \cdot F_k \cdot (t - t_{\text{возд}})}{3600}, \quad (7.14)$$

где  $W_2$  - количество тепла отводимого через крышку подшипника.

$$W_2 = \text{[redacted]} \text{ ккал/с}$$

Условие теплового равновесия выглядит следующим образом:

$$W = W_1 + W_2,$$

где  $W_1$  – количество тепла, отводимого маслом.

Таким образом, количество тепла, отводимого маслом, можно определить по формуле 7.15:

$$W_1 = W - W_2 \quad (7.15)$$

$$W_1 = 12,76 - 0,0085 = 12,7515 \text{ ккал/с}$$

Рассчитываем удельный вес масла при температуре  $t = 83,5 \text{ °C}$ , а также коэффициент  $\gamma$ :

$$\gamma_t = \text{[redacted]} \text{ г/см}^3$$

$$c = \text{[redacted]} \text{ ккал/кг}$$

					<i>Расчет подшипников приводного вала ротора газогенератора при подаче смазки под давлением</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

Определяем секундный расход масла для отвода тепла  $W_1$  по формуле 7.17:

$$Q = \frac{W_1}{c\gamma_t(t_2 - t_1)}, \quad (7.17)$$

где  $t_1$  - температура масла на входе в подшипник;

$t_2$  - температура масла на выходе из подшипника.

$$Q = \text{[redacted]} \text{ л/с}$$

Коэффициент расхода смазки находим по формулу 7.18:

$$q = \frac{Q}{0,5 \cdot \varphi \cdot \omega \cdot l \cdot d^2} \quad (7.18)$$

$$q = \text{[redacted]}$$

С другой стороны, коэффициент расхода смазки можно найти следующим образом:

$$q = q_1 + q_2 + q_3, \quad (7.19)$$

где  $q_1$  – коэффициент расхода смазки через торцы нагруженной зоны;

$q_2$  –  $q_1$  коэффициент расхода смазки через торцы ненагруженной зоны;

$q_3$  – коэффициент, учитывающий дополнительное истечение смазки через канавки, расположенные на поверхности вкладыша.

По таблице 27 [30] по известному значению  $X = 0,3$  находим  $q_1 = 0,115$ .

					<i>Расчет подшипников приводного вала ротора газогенератора при подаче смазки под давлением</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112



$q_2$  и  $q_3$  вычисляем по формулам 7.20 и 7.21 соответственно:

$$q_2 = \beta \Phi_p \left(\frac{d}{l}\right)^2 \frac{p_e}{p}, \quad (7.20)$$

$$q_3 = \vartheta \Phi_p \frac{b}{d} \left(\frac{l}{a} - 2\right) \left(\frac{d}{l}\right)^2 \frac{p_e}{p}, \quad (7.21)$$

где  $\beta$  и  $\vartheta$  – коэффициенты, определяемые по таблице 28 [30]. В нашем случае  $\beta = 0,132$ ;  $\vartheta = 0,097$ ;

$a$  и  $b$  – размеры канавок, рассчитываемые по формулам:

$$a = \blacksquare \text{ мм}$$

$$b = \blacksquare \text{ мм}$$

$p_e$  – давление масла, подаваемого в канавку подшипника.

$$q_2 = 0,132 \cdot 0,08 \left(\frac{0,12}{0,051}\right)^2 \frac{p_e}{p} = 0,059 \frac{p_e}{p}$$

$$q_3 = 0,097 \cdot 0,08 \cdot \frac{0,027}{0,12} \left(\frac{0,051}{0,000406} - 2\right) \left(\frac{0,12}{0,051}\right)^2 \frac{p_e}{p} = 1,19 \frac{p_e}{p}$$

Тогда по формуле 7.19:

$$0,377 = 0,115 + (0,059 + 1,19) \frac{p_e}{p}$$

Откуда,

$$\frac{p_e}{p} = \blacksquare$$

$$p_e = \blacksquare \text{ кг/см}^2$$

В подшипниковом узле коробки приводов ГТУ -16П создается давление масла на входе в подшипник, равное  $p_m = \blacksquare \text{ кг/см}^2$ , что соответствует расчетному требуемому давлению масла на входе  $p_e = \blacksquare \text{ кг/см}^2$ .

## 8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе проекта рассматривается работа по монтажу сепаратора масляного тумана из состава системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа [REDACTED] на основе разработанного технического решения.

Потенциальным потребителем данной разработки является ПАО «Газпром трансгаз Томск».

В экономической части произведены расчеты эксплуатационных затрат на демонтаж сепаратора масляного тумана.

Эксплуатационные затраты на демонтаж состоят из следующих элементов:

1. затраты на материалы;
2. затраты на оплату труда;
3. отчисления на соц. нужды;

### 8.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

#### 8.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Продукт: модернизированная схема суфлирования маслобака ГТД типа [REDACTED].

					Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС - 90ГП -2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Абушахманов.В.И			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.						
					Лит.	Лист	Листов	
							114	
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91			

Целевой рынок: рынок газотурбинных двигателей в газотранспортной отрасли.

Таблица 8.1 – Карта сегментирования рынка

Размер компании	Отрасль	
	Компании – исполнители технических решений	Потребители технических решений
Крупные	К1	К4
Средние	К2	К3
Мелкие		К5

Компания 1(К1) - ПАО НПО «Искра»

Компания 2(К2) - АО «РЭП Холдинг»

Компания 3(К3) - «Газпром трансгаз Томск»

Компания 4(К4) - «Газпром трансгаз Москва»

Компания 5(К5) - «Газпром трансгаз Махачкала»

По таблице можно сделать вывод, что основные сегменты рынка – крупные и средние компании. Это означает, что наиболее перспективным сегментом в отраслях газовой промышленности для формирования спроса является группа крупных и средних компаний, чья деятельность направлена на разработку технических решений по модернизации отдельных элементов газотурбинных двигателей.

### 8.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в

постоянном движении. Такой анализ позволит своевременно внести коррективы в исследование, чтобы успешнее противостоять конкурентам.

Анализ технических решений конкурентов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности разработки и определить направления её будущего развития.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i,$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки;

$B_i$  – вес показателя (в долях единиц);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Таблица 8.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_{\phi}$	$B_{к1}$	$B_{к2}$	$K_{\phi}$	$K_{к1}$	$K_{к2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,14	5	2	2	0,7	0,28	0,28
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,04	5	4	2	0,2	0,16	0,08
3. Энергоэкономичность	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
4. Надежность	0,12	5	4	3	0,6	0,48	0,36
5. Уровень шума	0,01	4	4	4	0,04	0,04	0,04
6. Безопасность	0,12	5	4	4	0,6	0,48	0,48
7. Простота эксплуатации	0,04	5	4	3	0,2	0,16	0,12
8. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,06	5	5	5	0,3	0,3	0,3

2. Уровень проникновения на рынок	0,02	4	4	4	0,08	0,08	0,08
3. Цена	0,06	5	3	2	0,3	0,18	0,12
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
5. Послепродажное обслуживание	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
6. Финансирование научной разработки	0,06	5	4	2	0,3	0,24	0,12
7. Срок выхода на рынок	0,03	5	4	2	0,15	0,12	0,06
8. Наличие сертификации разработки	0,07	2	2	2	0,14	0,14	0,14
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>75</b>	<b>62</b>	<b>56</b>	<b>4,76</b>	<b>3,7</b>	<b>3,2</b>

Б<sub>ф</sub> – Снижение давления суфлирования путем демонтажа СМП;

Б<sub>к1</sub> – Снижение давления суфлирования путем врезки технического трубопровода;

Б<sub>к2</sub> – Снижение давления суфлирования путем модернизирования СМП;

Приведенная таблица наглядно демонстрирует уязвимые места разных способов снижения давления суфлирования маслобака ГТД ПС -90ГП -2. Наиболее конкурентноспособным способом снижения давления суфлирования является демонтаж СМП, это объясняется тем, что данный способ никаким образом не оказывает влияние на существующую технологическую систему маслообеспечения ГТУ.

### 8.1.3 SWOT – анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно- исследовательский проект будет реализовываться.

На первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые

проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Результаты SWOT-анализа исследования

<b>Сильные стороны</b>	<b>Возможности во внешней среде</b>
<p>С1. Актуальная проблема для газотранспортной системы страны;</p> <p>С2. Возможность практического тестирования разработанного технического решения;</p> <p>С3. Повышение надежности газоперекачивающего агрегата в целом;</p> <p>С4. Отсутствие аналогичных технических решений;</p> <p>С5. Снижение стоимости оборудования газоперекачивающего агрегата;</p>	<p>В1. Использование полученного технического решения на других объектах газотранспортной системы;</p> <p>В2. Финансовая поддержка со стороны потенциального заказчика;</p> <p>В3. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ.</p>
<b>Слабые стороны</b>	<b>Угрозы внешней среды</b>
<p>Сл.1 Необходимость индивидуального тестирования доработки на каждом отдельном объекте;</p> <p>Сл.2 Длительность разработки технического решения;</p> <p>Сл.3 Вероятность возникновения обратного эффекта от модернизации – увеличение расхода масла;</p>	<p>У1. Отсутствие спроса на данное техническое решение;</p> <p>У2. Вероятность отказа от использования системы на объектах потенциальных потребителей;</p> <p>У3. Разработка другого технического решения, направленного на решения данной проблемы;</p>

--	--

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 8.4 – Интерактивная матрица сильных и слабых сторон и возможностей

	Сильные стороны					Слабые стороны			
		C1	C2	C3	C4	C5	Сл1	Сл2	Сл3
Возможности проекта	V1	+	+	0	0	-	+	-	-
	V2	+	+	-	+	+	+	-	-
	V3	0	0	-	+	-	+	-	-

Таблица 8.5 – Интерактивная матрица сильных сторон и слабых сторон и угроз

	Сильные стороны					Слабые стороны			
		C1	C2	C3	C4	C5	Сл1	Сл2	Сл3
Угрозы проекта	У1	-	-	+	+	-	+	+	+
	У2	-	-	-	-	+	-	+	+
	У3	+	-	+	+	+	+	+	-

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в Таблице 8.6.

Результатам анализа внешней и внутренней среды проекта будут учитываться при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

Таблица 8.6 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<b>Сильные стороны:</b>	<b>Слабые стороны:</b>
	<p>C1. Актуальная проблема для газотранспортной системы страны;</p> <p>C2. Возможность практического тестирования разработанного технического решения;</p> <p>C3. Повышение надежности газоперекачивающего агрегата в целом;</p> <p>C4. Отсутствие аналогичных технических решений;</p> <p>C5. Снижение стоимости оборудования газоперекачивающего агрегата;</p>	<p>Сл.1 Необходимость индивидуального тестирования доработки на каждом отдельном объекте;</p> <p>Сл.2 Длительность разработки технического решения;</p> <p>Сл.3 Вероятность возникновения обратного эффекта от модернизации – увеличение расхода масла;</p>



<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Использование полученного технического решения на других объектах газотранспортной системы;</p> <p>В2. Финансовая поддержка со стороны потенциального заказчика;</p> <p>В3. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ.</p>	<p>Ввиду актуальности проблемы для отрасли и отсутствия подобных решений появляется вероятность в том, что техническое решение найдет применение и на других объектах отрасли, при этом для тестирования, разработанного решения может быть оказана финансовая поддержка со стороны заказчика.</p> <p>Если техническое решение окажется жизнеспособным на объектах заказчика, то это приведет к снижению затрат на эксплуатации объекта в целом.</p>	<p>Необходимость в тестирование доработки на каждом отдельном объекте, а также отсутствие гарантии в получении положительного эффекта уменьшают интерес со стороны других объектов, нуждающихся в решение проблемы.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Отсутствие спроса на данное техническое решение;</p>	<p>С одной стороны, актуальность проблемы для отрасли в целом позволяет рассчитывать на интерес со стороны</p>	<p>Длительность разработки технического решения уменьшает спрос на него и дает время на поиск</p>

У2. Вероятность отказа от использования системы на объектах потенциальных потребителей;	потребителей к испытанному и уже нашедшему свое применение техническому решению. С другой стороны, возникает вероятность полного отказа от «проблемной систем» ввиду отсутствия ее универсального решения.	другого более подходящего продукта.
У3. Разработка другого технического решения, направленного на решения данной проблемы;		

## 8.2 Планирование научно–исследовательских работ

### 8.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ.

Таблица 8.7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технологического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбора направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Проведение патентных	Инженер

		исследований	
	4	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер
Теоретическое исследование	6	Формирование проблемы исследования	Руководитель, инженер
	7	Обзор объекта исследования	Инженер
	8	Проведение модернизации	Инженер
Обобщение и оценка результатов	9	Проверка уникальности технического решения	Инженер
	10	Оценка жизнеспособности технического решения	Руководитель, инженер
Оформление отчета по НИР	11	Составление пояснительной записки	Инженер

### 8.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ

Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5},$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{min_i}$  – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

$t_{max_i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i},$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность  $i$ -ой работы, раб. дн.;

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

$Ч_i$  - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на  $i$ -ом этапе, чел.

### 8.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

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

$T_{pi}$  – продолжительность  $i$ -ой работы, раб. дней;

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

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

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

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

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

В 2019 году –  $T_{\text{кал}} = 365$  дней,  $T_{\text{вых}} = 54$  дней,  $T_{\text{пр}} = 14$  дней.

Подставим численные значения в формулу:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 54 - 14} = 1,22$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе, округляют до целого числа и заносят в таблицу.

Таблица 8.8 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнитель	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{\min i}$ Чел - дни	$t_{\max i}$ Чел - дни	$t_{\text{ож}i}$ Чел - дни			
Составление и утверждение технического задания	3	5	3,8	Руководитель	3,8	4,636
Подбор и изучение материалов по теме	30	60	42	Инженер	42	51,24
Проведение патентных исследований	10	20	14	Инженер	14	17,08
Выбор направления исследований	3	5	3,8	Руководитель, инженер	1,9	2,318

Календарное планирование работ по теме	3	7	4,6	Руководитель, инженер	2,3	2,806
Формирование проблемы исследования	3	6	4,2	Руководитель, инженер	2,1	3,1
Обзор объекта исследования	3	7	4,6	Инженер	4,6	2,562
Проведение модернизации	3	7	4,6	Инженер	4,6	5,612
Проверка уникальности технического решения	5	10	7	Инженер	7	8,54
Оценка жизнеспособности технического решения	3	5	3,8	Руководитель, Инженер	1,9	2,318
Составление пояснительной записки	5	10	7	Инженер	7	8,54
Итого	Руководитель				12	14,64
	Инженер				87	106,1 4

На основе таблицы 8.8 строим план график, представленный в таблице 8.9.

Таблица 8.9– Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исп.	$T_{ki}$ кал. дн.	Продолжительность работ													
				фев			март			апр			май				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4,7														
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	62,2														
6	Формирование проблемы исследования	Руководитель,	3,1														
7	Обзор объекта исследования	Инженер	6,8														
8	Проведение модернизации	Инженер	6,8														
9	Проверка уникальности технического решения	Инженер	10,4														
10	Оценка жизнеспособности	Руководитель, Инженер	2,1														

	технического решения																
11	Составление пояснительной записки	Инженер	10,4														

Условные обозначения:

 - инженер;  - руководитель.

### 8.3 Бюджет научно-технической разработки

#### 8.3.1 Расчет материальных затрат на проведение модернизации

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_m = (1 + k_m) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i},$$

где  $k_m$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

$m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$C_i$  – цена приобретения  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{\text{расх } i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.).

Таблица 8.10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, $Z^m$ , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3



Фланец	шт.	1	0	0	1250 0	1250 0	1250 0	12500	0	0
Шпильки M12 *1000	шт.	12	0	0	385	385	385	4620	0	0
Гайки M12	шт.	24	0	0	150	150	150	3600	0	0
Фильтры – картриджи	шт.	0	0	4	7000	7000	7000	0	0	2800 0
Трубопровод DN 50	м.	107	115	0	890	890	890	95230	10235 0	0
Утеплитель для трубопровод а DN 50	м.	107	115	0	210	210	210	22470	24150	0
Отводы на 90° для трубопровод ов DN 50	Шт.	3	10	0	1270	1270	1270	3810	12700	0
<b>Итого:</b>								14223 0	13920 0	2800 0

### 8.3.2 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней  $M=11,2$  месяцев, 5 – дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

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

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

$k_{\text{пр}}$  - премиальный коэффициент ( $k_{\text{пр}} = 0,3$ , т. е. 30% от  $З_{\text{тс}}$ );

$k_{\text{д}}$  - коэффициент доплат и надбавок ( $k_{\text{д}} = 0,2$ , т. е. 20% от  $З_{\text{тс}}$ );

$k_{\text{р}}$  - районный коэффициент (для г. Благовещенскаа  $k_{\text{р}} = 0,3$ , т. е. 30%).

### 8.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

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

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Результаты расчетов для основной и дополнительной заработной платы сотрудников, принимающих непосредственное участие в модернизации приведены в таблице Б1 (приложение Б).

### 8.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органами государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

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

где  $k_{\text{внеб}}$  - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным  $k_{\text{внеб}} = 30\%$ .

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений во внебюджетные фонды, который составляет 30% + процент травматизма.

Величина отчислений для демонтажа СМП =  $22\,645,07 \cdot 30,4/100 = 6884,1$  руб.

### 8.3.5 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}},$$

где  $k_{\text{нр}}$  - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным  $k_{\text{нр}} = 16\%$ .

$$Z_{\text{накл1}} = (142230 + 22645,07 + 6884,1) \cdot 0,16 = 27328 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл2}} = (139200 + 22645,07 + 6884,1) \cdot 0,16 = 26996 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл3}} = (28000 + 22645,07 + 6884,1) \cdot 0,16 = 9204 \text{ руб.}$$

### 8.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Таблица 8.11 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИИ	142230	139200	28000	Пункт 3.1
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей работ	10800			Пункт 3.2
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей работ	2010			Пункт 3.3
5. Отчисления во	6884,1			Пункт 3.4

внебюджетные фонды				
6. Накладные расходы	27328	26996	9204	16% от суммы ст. 1-4
7. Бюджет затрат НИИ	189252	185890	56898	Сумма ст. 1-5

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают входе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость i-го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{189252}{189252} = 1$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{185890}{189252} = 0,98$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{56898}{189252} = 0,3$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

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

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$ – весовой коэффициент разработки;

$b_i$ – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 8.12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Критерии				
1. Способствует росту производительности	0,45	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	4	3
3. Энергосбережение	0,20	5	5	2
4. Надежность	0,25	5	4	5

5. Материалоемкость	0,15	3	3	5
Итого	1	4,98	4,85	4,2

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}} = \frac{4,98}{1} = 4,98;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}} = \frac{4,85}{0,98} = 4,94;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}} = \frac{4,2}{0,3} = 14$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен во третьем исполнении

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{срi}$ ):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

Таблица 8.13 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель Разработки	1	0,98	0,3
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,98	4,85	4,2
3	Интегральный показатель эффективности	4,98	4,94	14
4	Сравнительная эффективность вариантов Исполнения	0,36	0,35	2,8

Исходя из полученных данных, наиболее эффективным оказалась разработка под исполнением №3.

## **Вывод**

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением материалов. Была посчитана ресурсная, финансовая, бюджетная, социальная и экономическая эффективность исследования. Был выбран лучший вариант разработки.

					<i>Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		135

## 9 Социальная ответственность

### 9.1 Введение

Компрессорная станция магистрального газопровода является комплексом инженерных сооружений, обеспечивающих основные технологические процессы – транспортировку, очистку, охлаждение газа. Компрессорная станция расположена в Амурской области. Область лежит между 49 и 57 градусами северной широты, расположена в умеренном тепловом поясе. Климат континентальный с муссонными чертами. Зима холодная, сухая, малоснежная, безоблачная. Температура воздуха изменяется с юга на север. На каждые 100 км расстояния она понижается на 0,7°C. Средняя температура января от -24°C на юге, до -33°C на севере. Лето жаркое (на юге), дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Средняя температура июля от 21°C на юге до 18°C на севере. Годовое количество осадков колеблется от 1000 мм в северо-восточных горных и восточных районах до 500 мм в районах, тяготеющих к Амуру и нижнему течению реки Зея. Примерно 90% влаги приходится на тёплое время года.

В данном разделе рассматривается деятельность сменного инженера с точки зрения безопасности жизнедеятельности. Продолжительность рабочего дня сменного инженера, в соответствии со штатным расписанием на КС, составляет 12 часов. В соответствии с должностными инструкциями сменный инженер должен постоянно находиться на главном щите управления (ГЩУ).

					Модернизация системы суфлирования маслобака газотурбинного двигателя типа ПС - 90ГП -2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Абушахманов.В.И			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				136	
Консульт.					Социальная ответственность		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		



ГЩУ представляет из себя прямоугольное помещение площадью 80 м<sup>2</sup>. Важнейшей задачей при производстве работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ГПА – 16У является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

## 9.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

Конструкцией производственного оборудования и рабочего места обеспечивается оптимальное положение персонала, оно достигается регулированием: высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног. Конструкция регулируемого кресла оператора соответствует требованиям ГОСТ 21889—76 [32].

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

Подставка для ног регулируется по высоте. Ширина 450 мм, длина — 400 мм.

Поверхность подставки имеет рифленую форму. По переднему краю предусмотрен бортик высотой 50 мм.

Аварийные органы управления расположены в зоне досягаемости моторного поля, при этом предусмотрены специальные средства опознавания и предотвращения их непроизвольного и самопроизвольного включения в соответствии с ГОСТ 12.2.003—91 [33].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		137

Сидячие рабочие места оборудованы согласно ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ [34]. Конструкцией рабочего места обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля. При проектировании оборудования и организации рабочего места учтены антропометрические показатели мужчин (работают только мужчины).

На рабочем месте очень часто используемые средства отображения информации (монитор), требующие точного и быстрого считывания показаний, расположены в вертикальной плоскости под углом  $\pm 7^\circ$  от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом  $\pm 2^\circ$  от сагиттальной плоскости (проходит точно посередине тела, разделяя его на две симметричные половины). Часто используемые средства отображения информации (шкаф КИП), требующие менее точного и быстрого считывания показаний, расположены в вертикальной плоскости под углом  $\pm 9^\circ$  от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом  $\pm 3^\circ$  от сагиттальной плоскости. Редко используемые средства отображения информации (пульты управления, шкафы управления) расположены в вертикальной плоскости под углом  $\pm 13^\circ$  от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом  $\pm 4^\circ$  от сагиттальной плоскости.

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

По показателям тяжести трудового процесса работа оператора в соответствии с Р 2.2.2006-05 [35] относится к классу оптимальной (легкая физическая нагрузка). По показателям напряженности – к классу допустимой (напряженность труда средней степени). Допустимые условия труда

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		138

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

### 9.3 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ГПА -16У.

#### Вредные факторы:

- Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работающего [44-45];
- Отсутствие или недостаток искусственного освещения [46-47];
- Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны [48];
- Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися [49].

#### Опасные факторы:

- Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования [36];
- Производственные факторы, связанные с электрическим током [37-38];
- Повышенное значение напряжения [37 – 38];
- Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением [39];

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

➤ Пожаровзрывобезопасность [40-43].

### 9.3.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ГПА – 16У, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

*Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работающего*

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

Параметры микроклимата в рабочей зоне (ГЩУ) необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 [46] в соответствии категорией работ.

Для категории Па:

- интенсивность энергозатрат 630...840 кДж/ч;
- облучаемая поверхность не более 25 %;
- интенсивность теплового облучения 100 Вт/м<sup>2</sup>.

Для холодного времени года:

- температура воздуха 19...21 °С;
- температура поверхностей 18...20 °С;
- влажность 40...60 %;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140

- скорость движения воздуха 0,2 м/с.

Для теплого времени года:

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

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

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

При этом вентиляция должна обеспечивает:

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

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		141

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 [45].

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

#### *Повышенный уровень шума*

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [46].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

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

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

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

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		142

Шум на ГЩУ, создаваемый системами управления цеха, работой персональных компьютеров, не превышает нормативные уровни шума [52].

Сменный персонал может находиться на ГЩУ в течение всей рабочей смены без СИЗ органов слуха [47].

#### *Повышенный уровень общей вибрации*

Для ГЩУ в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [50] вибрация соответствует 3 категории типа «в» - технологическая вибрация, воздействующая на оператора на рабочих местах стационарных машин или передающиеся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. На ГЩУ вибрация не превышает предельно допустимые величины нормируемых параметров вибрации рабочих мест при длительности вибрационного воздействия 8 ч, которые в пересчете на эквивалентные значения составляют:

- по виброускорению – 0,145 м/сек<sup>2</sup> (100 дБ);
- по виброскорости – 0,12 м/с (75 дБ).

Используемые средства и методы защиты от вибрации:

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

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

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

- центровка роторов;
- балансировка роторов.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		143

### *Отсутствие или недостаток искусственного освещения*

Для освещения помещения ГЩУ используются искусственные и естественные источники света.

Естественное освещение на ГЩУ создается создаётся прямыми солнечными лучами через оконные проемы и обеспечивает достаточную освещенность в помещении в светлое время суток.

Искусственное освещение осуществляется в помещениях лампами накаливания и люминесцентными лампами.

На ГЩУ освещенность составляет 300 лк, что соответствует норме IV разряда зрительных работ (средней точности).

Естественное освещение (боковое) – является основным при работе в светлое время суток.

Освещение на лестничных клетках, в коридорах, проходах, а также в помещениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала составляет 50 лк [46].

Напряжение питания рабочего освещения во всех основных производственных помещениях осуществляется от двух независимых источников питания (генераторы переменного тока), на одном из которых постоянно будет напряжение 220В. Кроме того, в помещениях предусмотрено аварийное освещение от аккумуляторной батареи [47].

### *Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны*

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		144



рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м<sup>3</sup>, для природного газа ПДК равно 300 мг/м<sup>3</sup> [55].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [48]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности

(малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) –300 мг/м<sup>3</sup>;

- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м<sup>3</sup>;

- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>) – 3 мг/м<sup>3</sup>

(2-ойкласс опасности);

- ПДК сернистого газа (SO<sub>2</sub>) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup>

(3 класс –умеренно опасные вредные вещества);

- ПДК метанола (CH<sub>3</sub>OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м<sup>3</sup>.

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.

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		145

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща [56].

### **9.3.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинных газоперекачивающих агрегатов типа ГПА-16 У, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

#### *Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

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

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

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [36].

#### *Производственные факторы, связанные с электрическим током*

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 %);

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		146

- 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.

Электротравма – это вызванная действием электрического тока или электрической дуги травма, которую условно подразделяют на два вида: местные электротравмы, когда возникает местное повреждение организма, и общие электротравмы (электрические удары), когда поражается весь организм в результате нарушения нормальной деятельности жизненно важных органов и систем. Наиболее распространёнными причинами электротравматизма являются: появление напряжения там, где его в нормальных условиях быть не должно (на корпусах оборудования, на металлических конструкциях сооружений и т.д.); чаще всего это происходит вследствие повреждения изоляции; прикосновение к незаземленным токоведущим частям при отсутствии соответствующих ограждений; воздействие электрической дуги, возникающей между токоведущей частью и человеком, если человек окажется в непосредственной близости от токоведущих частей; несогласованные и ошибочные действия персонала.

Для предотвращения электротравматизма большое значение имеет правильная организация работ, т.е. соблюдение правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ и ПТБ

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		147

потребителей) и правил устройства электроустановок (ПУЭ) [51]. Проведение инструктажей персонала, относящегося к первой группе по электробезопасности, работающего на электроустановках до 1000 вольт.

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 [38], должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

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

Источниками энергии на КС являются:

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		148

- аварийные аккумуляторы, используемые в случае аварии.

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

#### *Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением*

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

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть:

- внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима;
- конструкторские ошибки;
- изменение состояния герметизируемой среды;
- неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала [41].

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

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		149

- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

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

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

#### *Пожаровзрывобезопасность*

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

В соответствии с противопожарными нормами НПБ 105-03 [40] рабочее место сменного инженера по взрывопожарной и пожарной опасности имеет категорию В4 (твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы). На ГЩУ имеется оборудование, изготовленное из пожароопасных материалов:

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

В соответствии с ППБ 01-2003 [41] ГЩУ, где возможен пожар класса А [58], оснащен щитом пожарным ЩП-А с 2 ручными порошковыми

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		150

огнетушителями (ОП -5) вместимостью 5 л и массой огнетушащего вещества 4 кг, а также двумя углекислотными огнетушителями (ОУ – 5). Помещения ГЩУ оборудованы системой стационарного пожаротушения в соответствии с СНиП 21-01-02 [43] и НПБ 110-99 [42]:

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

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

Эвакуация людей в соответствии с планом эвакуации при чрезвычайных ситуациях происходит согласно СНиП 21-01-02 [43] через ближайший безопасный, с точки зрения места возникновения пожара, лестничный пролет на улицу.

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

#### **9.4 Экологическая безопасность**

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия [53-54] при выполнении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ГПА – 16У в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата типа ГПА – 16У.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		151

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
	Засорение почвы производственными отходами	Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ. На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям. Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором	Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды; Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром. Который позволит предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки.
Воздушный бассейн	Выбросы природного газа; сжигание отходов производства; выхлопные газы ГТУ; выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Негативное воздействие ГКС на воздушный бассейн: - выбросы природного газа; - ремонтные работы; - сжигание отходов производства на ФУ; - выхлопные газы ГТУ Выхлопные газы представляют собой смесь продуктов сгорания с избыточным воздухом. Наиболее реальную угрозу представляют окислы азота. Сжигание топлива без образования окислов азота – важнейшая задача. Для уменьшения выбросов окислов азота соблюдается оптимальный режим



		<p>горения в камере сгорания, а также контролируется скорость прохождения через зонугорения.</p> <p>Для уменьшения локальных нарушений микроклимата тепло должно рассеиваться в слоях атмосферы, удалённых от поверхности земли с помощью дымовых труб.</p> <p>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.</p>
Животный мир	<p>Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыбы других представителей животного мира, случайное уничтожение.</p>	<p>Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.</li> </ul>

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

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

- азота диоксид;

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

## 9.5 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;
- 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.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		154

Возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера [55-56], способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 - Возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера, способы предотвращения и борьбы с ними.

Наименование возможной ЧС	Условия возникновения ЧС	Возможные последствия ЧС	Способы и средства предотвращения	Меры по локализации
1	2	3	4	5
Воспламенение масла	Разрыв маслопровода, попадание масла на разогретые участки валопровода, проведение пожароопасных работ вблизи маслообъектов	Авария на агрегате, выход из строя системы защиты, пожар.	Контроль за плотностью маслопроводов, проведение пожароопасных работ при наличии средств пожаротушения	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения ,прекращение подачи масла на объект
Взрыв природного газа, используемого в качестве топлива	Утечка природного газа, наличие открытого источника пламени	Взрыв с разрушением несущих конструкции агрегата, пожар	Постоянный контроль за плотностью тракта, особый контроль при проведении ремонтов, запрет пожароопасных работ вблизи блока ТГ	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения ,прекращение подачи топливного газа. Расчет остекления помещения нагнетателя.
Короткое замыкание и возгорание кабелей	Мех. повреждения, попадание воды, износ проводки, чрезмерное нагружение электросети	Пожар на ГЩУ, авария генератора	Эксплуатация электропотребителей на ГЩУ, и кабелей генератора согласно утвержденным правилам	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения ,отключение от сети

Разрушение укрытия, повреждения оборудования или агрегата	Наводнение, сильный ветер, ураган	Поломка оборудования, взрывопожаро-опасная ситуация, повреждение линий связи	Прогноз погоды, оповещение персонала	Аварийный останов агрегата, разбор завалов, устранение повреждений
Скачок напряжения, короткое замыкание	Попадание молнии	Выход из строя САР, оборудования, пожар в укрытии агрегата	Профилактические работы согласно графику	Аварийный останов агрегата

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

## Заключение

По результатам выпускной квалификационной работы сделаны следующие выводы:

1. Показано, что технологии безопасной и надежной эксплуатации газоперекачивающих агрегатов определяются комплексным функционированием сложных технических систем, одной из которых является система маслоснабжения, позволяющая обеспечить механическую целостность элементов газотурбинной установки, являющейся типом привода центробежного нагнетателя компрессорного цеха линейной компрессорной станции;

2. Определено, что повышение давление масла сверх нормативного значения ( $\geq 40$  кПа) возможно отрегулировать при помощи демонтажа сепаратора масляных паров из состава системы смазки и суфлирования газотурбинного двигателя;

3. Описан процесс демонтажа сепаратора масляных паров из состава системы смазки и суфлирования газотурбинного двигателя на примере эксплуатации линейной компрессорной станции магистрального газопровода;

4. Рассчитаны основные эксплуатационные характеристики отдельных узлов системы смазки и суфлирования газотурбинного двигателя, по результатам расчета получены следующие данные:

- ✓ Потери всасывающего нагнетательного трубопровода маслосистемы составили соответственно 4,87 и 14,81 м;
- ✓ Значения величины толщины стенки элементов трубопровода суфлирования маслобака, при которых исключается возможность разрушения элементов конструкции: для трубы – 5 мм; для гнутого отвода – 5 мм;
- ✓ Значение коэффициента запаса прочности приводного валика  $n = 57$ ;

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		157

- ✓ Величина минимального масляного слоя в подшипниках приводного вала ротора газогенератора  $h_{min} = 71,4$  мкм;
- ✓ Расчетное требуемое давление масла на входе в подшипниковый узел приводного вала ротора газогенератора  $p_e = 3,39 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}$ ;

В разделе финансового менеджмента рассчитаны основные затраты, требуемые для проведения модернизации и работ по научному исследованию, связанные с разработкой технического решения по проведению доработки.

В разделе социальной ответственности выявили основные потенциально опасные и вредные производственные факторы; привели мероприятия и средства, необходимые для предотвращения и устранения воздействия данных факторов.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		158

## Список использованных источников

5. ГОСТ Р 54404-2011. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия.
6. Коньков, А. Ю. Газотурбинные установки для транспорта газа: Учебное пособие / А. Ю. Коньков, Д. В. Тимошенко. – Хабаровск: Тихоокеанский государственный университет, 2016. – 151 с.
7. Медведев С. Д., Балякин В. Б. Использование конвертированных авиационных газотурбинных двигателей и технологий //Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета им. академика СП Королёва (национального исследовательского университета). – 2009. – №. 3-3. – С. 292-298.
8. Комаров Е. М., Кокуева Ж. М. Повышение эффективности газоперекачивающих агрегатов: проблемы и решения //Вестник Московского государственного технического университета им. НЭ Баумана. Серия «Машиностроение». – 2019. – №. 5 (128). – С. 104-118.
9. Попов А.О. Газнов В.Б. Газоперекачивающий агрегат ГПА-12 УРАЛ. Техническая документация. Том 1. СПб. Санкт Петербург 1999 г. – 504 стр.
10. Смирнов Д. К., Богатова Т. Ф. Газотурбинные установки открытого и замкнутого циклов //Теплотехника и информатика в образовании, науке и производстве (ТИМ'2018). — Екатеринбург, 2018. – 2018. – №. 7 – С. 296-300.
11. Годовский, Д. А. Оценка эффективности применения электрического запуска газотурбинных установок на компрессорных станциях / Д. А. Годовский, Е. Л. Артемьева // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 3. – С. 88-95.
12. Свердлов А. Б. Анализ надежности газоперекачивающих агрегатов //Надежность. – 2015. – №. 2. – С. 62-67.
13. ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Термины и определения.
14. Терентьев А.Н. Надежность газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / А.Н. Терентьев, З.С. Седых, В.Г. Дубинский. – М.: Недра, 1979 – 207 с
15. Зарицкий С.П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом. – М.: Недра, 1987. – 198 с.
16. Дедюхин А. С., Андреев К. Д. Диагностика неисправностей газотурбинных установок с применением вибродиагностики //Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – 2021. – №. 5-1. – С. 16-25.

					Модернизация системы суфлирования маслотака газотурбинного двигателя типа ПС - 90ГП -2 компрессорного цеха линейной компрессорной станции магистрального газопровода на примере эксплуатации объектов «Сила Сибири»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Абушахманов.В.И			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				159	
Консульт.					Список использованных источников Отделение нефтегазового дела Группа 2591		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					

17. Чухарева, Н.В ГАЗОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ТРАНСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА / Н.В Чухарева, А.В Рудаченко. – Томск : НИ ТПУ, 2017. – 45 -85 с.
18. Гуляев И. В. и др. Повышение эффективности газоперекачивающих агрегатов за счёт организации потоков циклового воздуха и выхлопных газов //Автоматизация и it в нефтегазовой области учредители: издательский дом" ид авит-тэк". – 2022. – №. 2. – с. 24-31.
19. Десяткин Д. П. Утилизация тепла уходящих газов //Аллея науки. – 2018. – Т. 8. – №. 5. – С. 259-264.
20. КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://stavropol-tr.gazprom.ru/press/proekt-azbuka-proizvodstva/kompressornaya-stantsiya/?ysclid=lhynlajrq8904812138>. – Дата доступа: 08.03.2023.
21. Пусковые устройства газотурбинных установок (ГТУ) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.gigavat.com/gtu\\_ustrojstvo10.php?ysclid=lhynndlbi0485897142](https://www.gigavat.com/gtu_ustrojstvo10.php?ysclid=lhynndlbi0485897142). – Дата доступа: 16.03.2023.
22. Газопровод «Сила Сибири» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/?ysclid=lie8jx21xh672228861>. – Дата доступа: 16.03.2023.
23. Бернгардт Д. А., Леонтьев Р. А. Создание, освоение и промышленное внедрение унифицированного ГПА-16У для газотранспортной системы России //Газовая промышленность. – 2015. – №. 8. – С. 80-83.
24. Иноземцев, А.А Агрегат газоперекачивающий ГПА-16У-П/120-2,0-04. Руководство по эксплуатации. / А.А Иноземцев. – Пермь: ООО «АвиагазЦентр», 2017. – 21 -27 с.
25. Иноземцев, А.А Газотурбинная установка ГТУ - 16П. Руководство по технической эксплуатации. Техническое описание / А.А Иноземцев. – Пермь: ОДК "Авиадвигатель", 2018. – 21 -27 с.
26. СТО 11605031-014-2008 "Масло МС-8П авиационное"
27. Павлов, К. Ф. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии [Текст]: учеб. пособие / К. Ф. Павлов, П. Г. Романков, А. А. Носков. – 14-е изд., стер. – Перепеч. с изд. 1987 г. – М.: Альянс, 2007. – 575 с.: табл., граф. – Библиогр.: с. 502-509.
28. Методические указания к расчету на прочность технологических стальных трубопроводов на  $P_y$  до 10 мпа для студентов специальности 7.090220. Электронное издание / Сост. Ю.Н. Штонда, А.И. Барвин, В.Г. Табунщиков, – Северодонецк, ТИ, 2009. – 112 с.
29. Шаммазов А. М. и др. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. – 2005.
30. ГОСТ 32388-2013. Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						160
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



31. ГОСТ 1050-2013.Metalлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия.

32. ГОСТ 8732-78\*. «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент».

33. Чернавский С.А. Подшипники скольжения: Москва, Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы. 1963. -243 с.

34. Шувалов, С.И Гидравлический расчет трубопроводов / С. И Шувалов. – Иваново: «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2015. – 20-35 с.

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

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

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

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

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

40. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

41. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

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

43. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

44. ППБ 01-2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.

45. НПБ 110-99. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.

46. СНиП 21-01-02-02. Противопожарные нормы.

47. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

48. СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

49. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

50. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						161
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

52. ГОСТ 12.1.008-78. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

53. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.

54. Правила устройства установок (ПУЭ). Издание седьмое – 2003.

55. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

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

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

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

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

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						162
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Приложение А

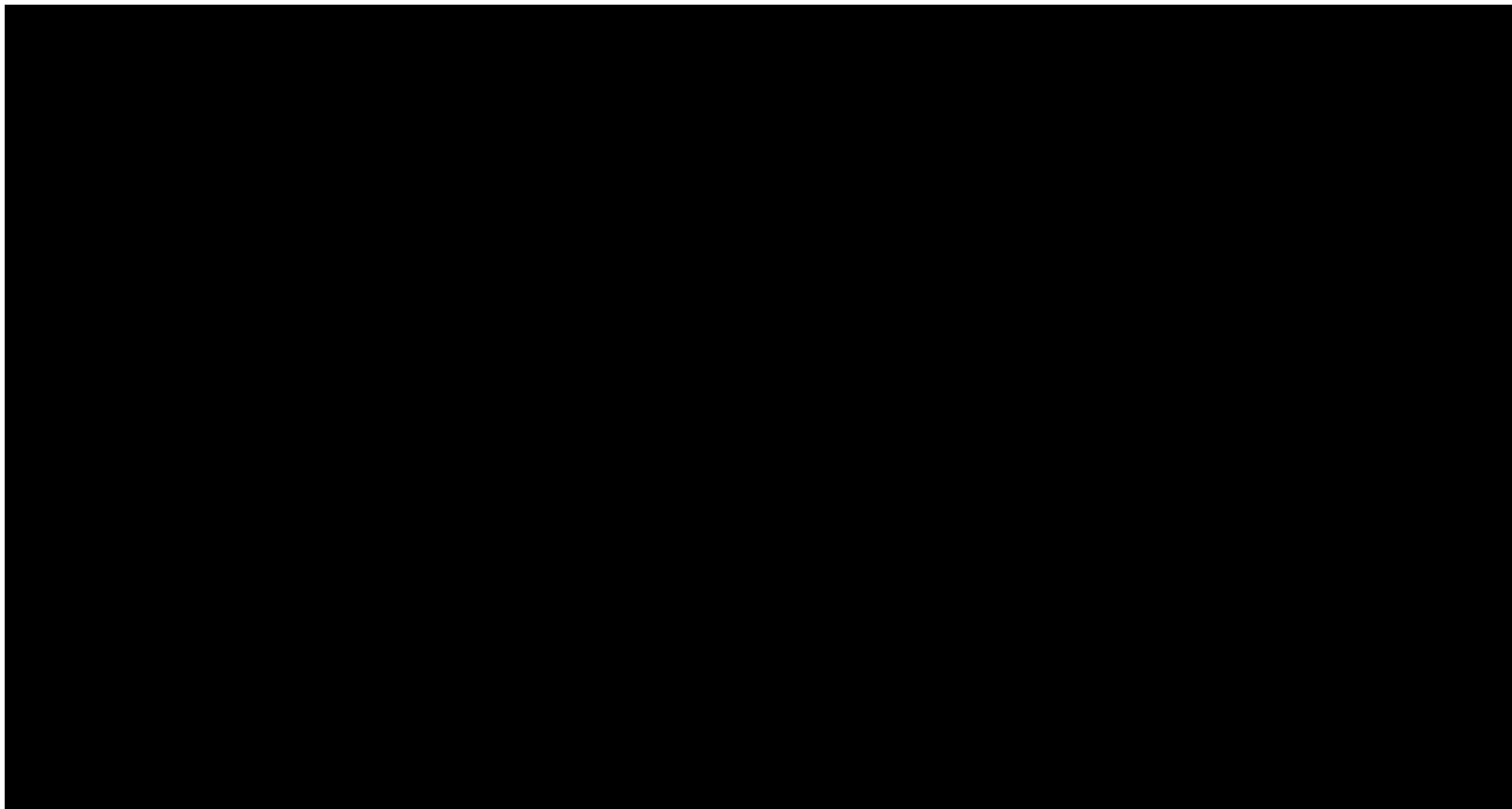


Рис.А1 - Технологическая схема КС -7а «Атаманская»

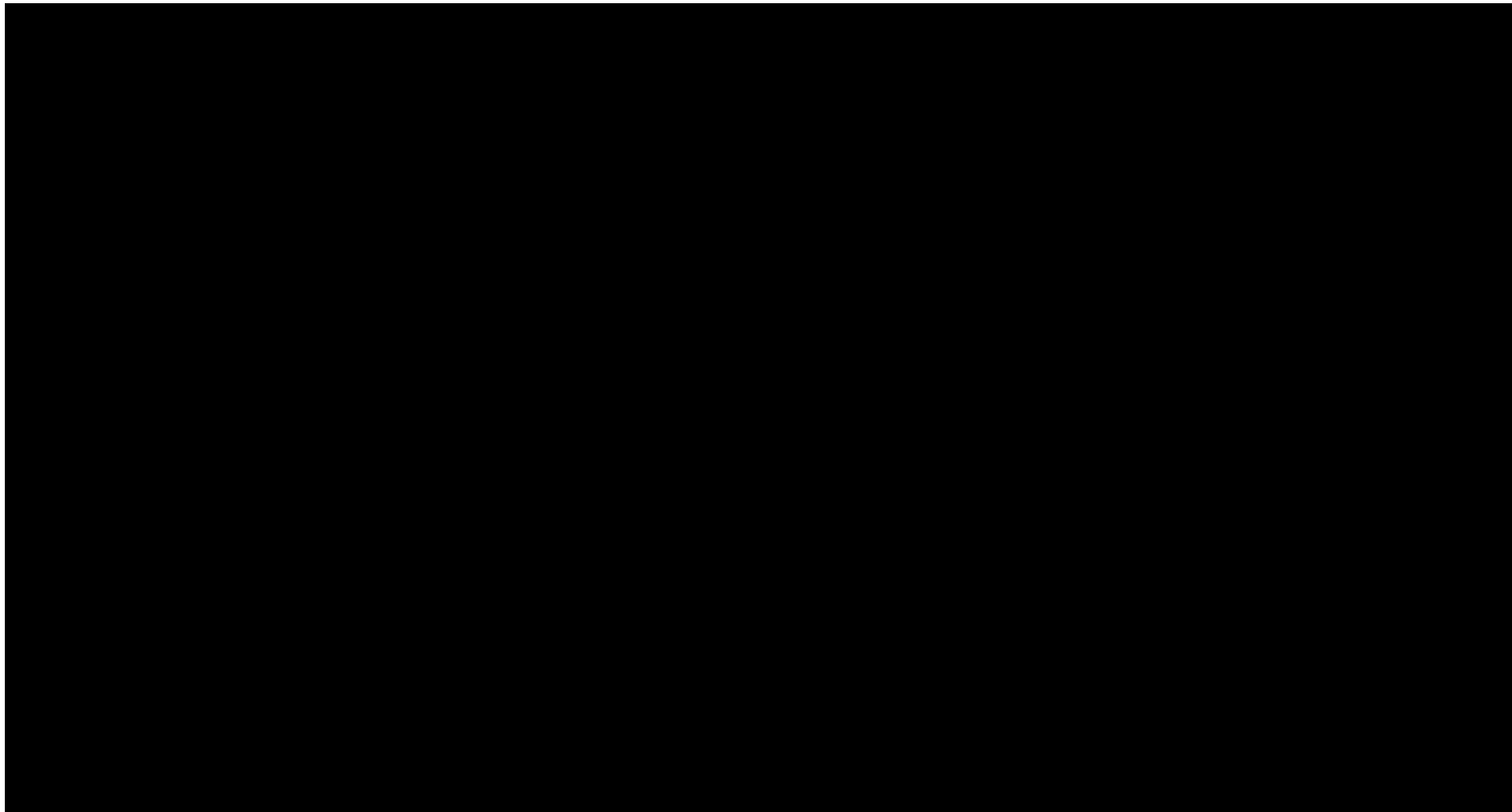


Рис.А2 - Технологическая схема системы смазки и суфлирования ГТУ -16П

## Приложение Б

Таблица.Б1 – Результаты расчетов основной и дополнительной заработной платы сотрудников, принимающих непосредственное участие в модернизации

Профессия	Разряд	Кол-во	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэфф. 50%+30%	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Сменный инженер	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Машинист ТК	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Инженер ТО и ТР	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Водитель вахтовой машины	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Начальник КС	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Итого:		■								■