



К.О. Гилев, Е.В. Гузаев, Ю.В. Зуева, В.А. Иванов, И.Ю. Кляйнрок,  
А.Ю. Култышев, Д.В. Смелянский, В.В. Спирин, В.К. Юн



Газоперекачивающий агрегат ГПА-32 «Ладога»

Газоперекачивающий  
агрегат ГПА-32 «Ладога»



Серия научно-технических изданий «Формула турбин»

# ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ ГПА-32 «ЛАДОГА»

Под общей редакцией профессора Высшей школы  
энергетического машиностроения ФГАОУ ВО «СПбПУ»,  
д. ф.-м. н., профессора, члена-корреспондента РАН Ю.К. Петрени

*2-е издание, исправленное и дополненное*

Санкт-Петербург  
2024

УДК 621.438, 622.27

ББК 31.363

Г13

К.О. Гилев, Е.В. Гузаев, Ю.В. Зуева, В.А. Иванов, И.Ю. Кляйнрок,  
А.Ю. Култышев, Д.В. Смелянский, В.В. Спириин, В.К. Юн

Газоперекачивающий агрегат ГПА-32 «Ладога» / под ред. профессора Высшей школы энергетического машиностроения ФГАОУ ВО «СПбПУ», д. ф.-м. н., профессора, члена-корреспондента РАН Ю.К. Петрени. – 2-е изд., испр. и доп. – СПб.: Многопрофильная типография «Быстрый Цвет», 2024. – 208 с. – (Формула Турбин).

ISBN 978-5-6047002-3-5

#### **Рецензенты:**

*А.В. Рогов, заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром», генеральный директор ООО «Газпром ТЕХ»*

*В.Г. Грибин, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Паровые и газовые турбины» ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ»;*

*В.Г. Никитин, генеральный директор ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»*

В монографии дано описание конструкции современного ГПА, включая информацию по конструкции всех ключевых элементов установки, а также по организации ремонтных работ, выявленным в процессе эксплуатации недостаткам и техническим решениям по их устранению; описан опыт освоения и последующей локализации производства ГТУ на Невском заводе.

Настоящая монография может быть рекомендована студентам и аспирантам, слушателям курсов повышения квалификации и эксплуатационному персоналу для изучения конструкции и особенностей эксплуатации современной газотурбинной и компрессорной техники.

*Авторы выражают благодарность коллективу  
Инженерного центра Невского завода  
за предоставленные материалы,  
ценные рекомендации и экспертные замечания*

Уважаемые друзья и коллеги!

Невский завод на протяжении многих десятилетий был и остается отраслевым центром развития отечественных технологий по производству стационарных газовых турбин мирового уровня. Сегодня это современный производственный комплекс, оснащенный новейшим технологическим оборудованием ведущих производителей, обеспечивающий полный производственный цикл изготовления продукции от механической обработки до сборки, комплексных испытаний, монтажа и сервисного обслуживания.

Важное и своевременное решение об объединении машиностроительных предприятий, задействованных в обеспечении бесперебойной работы газотранспортной системы и управлении всеми этапами жизненного цикла энергетического оборудования, в рамках Группы «Газпром энергохолдинг индустриальные активы» позволило решить многие вопросы развития собственных технологических компетенций наиболее эффективно.

На сегодняшний день Невский завод максимально приблизился к решению задачи по локализации основного и импортозамещению вспомогательного оборудования ГПА-32 «Ладога». Успешно решена задача по созданию собственной системы автоматизированного управления ГПА на отечественной элементной базе и программном обеспечении. Завершается разработка системы удаленного мониторинга на базе отечественных программно-технических решений. С 2025 года планируется начать серийный выпуск ГПА полностью отечественного производства.

Для сохранения конкурентных преимуществ ГТУ в условиях быстро развивающегося отечественного рынка Невский завод занимается модернизацией установки, а также ведет непрерывную работу по повышению надежности оборудования и совершенствованию конструкции агрегатов.

Настоящая монография стала результатом большой научно-практической работы, связанной с производством и эксплуатацией одной из самых востребованных в нашей стране отечественных стационарных газовых турбин. Выражаю благодарность коллективу авторов за подготовку данного издания.



**Генеральный директор  
ООО «Газпром энергохолдинг  
индустриальные активы»**

**Д.В. Лисняк**

Уважаемые коллеги!

ГПА-32 «Ладога» разработан для российских условий на базе газотурбинных установок класса MS5002, которые широко используются в газотранспортных системах России и мира. Создание и дальнейшее совершенствование конструкции и технологии изготовления требуют соответствующего образовательного и научного обеспечения. Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ) является опорным вузом ПАО «Газпром» и вовлечен в научные, технологические и образовательные программы разработки и освоения основного оборудования газоперекачивающих станций и трубопроводных систем. Тесное сотрудничество СПбПУ с Невским заводом насчитывает много десятилетий. К примеру, можно вспомнить профессора А.А. Радцига, который начал свою деятельность на Невском заводе, потом был одним из организаторов энергомашиностроительного факультета и директором Политехнического института, принимал активное участие в создании Всероссийского котлотурбинного института (ныне НПО ЦКТИ им. И.И. Ползунова). Влияние авторитетных школ компрессорно- и турбостроения Института энергетики СПбПУ (профессора К.И. Страхович, К.П. Селезнев, Ю.Б. Галеркин, И.И. Кириллов и др.) очевидно оказало положительное влияние на развитие соответствующей продукции Невского завода.

В настоящее время Невским заводом совместно с Институтом энергетики и другими профильными подразделениями СПбПУ проводятся научно-исследовательские работы и совершенствуется образовательная деятельность по подготовке специалистов в области компрессорно- и турбостроения.

Учитывая актуальность и масштаб применения ГПА-32 «Ладога» в газотранспортных системах ПАО «Газпром», можно утверждать, что данная монография представляет большой интерес для студентов, аспирантов, преподавателей и научных работников при изучении конструкции, технологии изготовления и особенностей эксплуатации газотурбинной и компрессорной техники.



**Профессор Высшей школы  
энергетического машиностроения  
ФГАОУ ВО «СПбПУ», д. ф.-м. н.,  
профессор, член-корреспондент РАН**

**Ю. К. Петреня**

Дорогие друзья!

Невский завод – одно из старейших промышленных предприятий Санкт-Петербурга и России. С момента своего основания завод прошел путь от судо- и паровозостроителя до разработчика современного высокоэффективного турбокомпрессорного оборудования для крупнейших инфраструктурных проектов нефтегазовой, энергетической, металлургической и химической отраслей промышленности.

На сегодняшний день Невский завод является лидером в сегменте промышленных газовых турбин средней мощности, единственным в России производителем стационарной газовой турбины мощностью 32 МВт. На базе нее Невский завод спроектировал самый мощный современный газоперекачивающий агрегат ГПА-32 «Ладога» для объектов газотранспортной сети нашей страны.

За более чем десятилетнюю историю изготовления и эксплуатации агрегатов Невским заводом проведена большая системная работа: выполнена адаптация зарубежных газотурбинных технологий к отечественным условиям эксплуатации агрегатов, реализованы мероприятия по локализации основного и вспомогательного оборудования. Все отклонения в работе агрегата тщательно анализировались совместно с эксплуатирующими организациями, в результате чего Невским заводом непрерывно проводились мероприятия по совершенствованию конструкции агрегатов. Этой работе, в том числе, и посвящена настоящая книга.

Выражаю благодарность всем сотрудникам Группы компаний «Газпром энергохолдинг индустриальные активы», принявшим участие в подготовке настоящего издания.



**Заместитель начальника  
Департамента ПАО «Газпром»,  
генеральный директор  
ООО «Газпром ТЕХ»**

**А. В. Рогов**

Уважаемые коллеги!

В монографии дано систематическое описание конструкции современной энергетической ГТУ для привода газоперекачивающего агрегата. В книгу включена информация по конструкциям всех ключевых элементов установки: газовой турбине, камере сгорания, компрессору, нагнетателю природного газа, агрегатным системам, электротехническому оборудованию, средствам автоматизации, вспомогательному оборудованию. Рассмотрены организация ремонтных работ и требования к площадкам обслуживания. Такое подробное описание ГТУ промышленного типа представляет значительный научно-практический интерес, а приведенные технические материалы, и это необходимо особо отметить, публикуются в открытой печати крайне редко.

Разобраны выявленные в процессе эксплуатации недостатки и технические решения по их устранению. В результате даны описания усовершенствованных конструкций: камеры сгорания, выхлопного патрубка и других узлов установки. Читателю будет также интересно и полезно познакомиться с успешным отечественным опытом освоения и последующей локализации производства зарубежной ГТУ на Невском заводе.

Авторы систематизировали большой объем технической информации, которая представляет интерес для студентов, инженеров, научных работников, преподавателей – всех специалистов, связанных с изучением теплофизических и механических процессов, созданием и эксплуатацией стационарных газотурбинных установок.

Хочется поблагодарить авторов за книгу, которая, несомненно, заинтересует лиц, изучающих газотурбинные технологии или работающих в этой области.



**Заведующий кафедрой  
«Паровые и газовые турбины»  
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»,  
д. т. н., профессор**

**В. Г. Грибин**

Уважаемые коллеги и партнеры!

На сегодняшний день ГПА-32 «Ладога» – один из основных агрегатов, применяемых при реконструкции и строительстве новых объектов газотранспортной системы нашей страны. Суммарная наработка установленных агрегатов ГПА-32 «Ладога» превысила 900 тысяч часов, из них более десятка агрегатов имеет наработку свыше 24 тысяч часов.

Опыт эксплуатации показал ГПА-32 «Ладога» как надежный современный агрегат, несвободный от «детских болезней», связанных с необходимостью более длительной наработки агрегатов в условиях эксплуатации и адаптации технических решений, заложенных иностранными производителями.

При этом необходимо отметить постоянную работу Невского завода по улучшению конструкции установки и своевременное реагирование на обращения эксплуатирующих организаций. Совместная работа позволила повысить надежность агрегатов и снизить число отказов.

Особое внимание с нашей стороны традиционно уделяется вопросам локализации иностранных компонентов и оборудования, применяемых в агрегате. Соответствующая программа со сроком исполнения до 2024 года принята на Невском заводе. К этому времени изготовление ГПА-32 «Ладога» будет осуществляться на сто процентов из отечественных комплектующих, сырья и материалов.

Представленные в книге сведения будут полезны как административному персоналу для первичного знакомства с устройством агрегата, так и инженерно-техническому персоналу газотранспортных и газодобывающих объектов при его эксплуатации, а также планировании и проведении технического обслуживания.



**Генеральный директор  
ООО «Газпром трансгаз  
Нижний Новгород»**

**В. Г. Никитин**

<b>Оглавление</b> .....	<b>8</b>
Предисловие.....	3
Список сокращений.....	12
Введение.....	13

## **ГЛАВА 1.      Общее описание и состав ГПА-32 «Ладога».....16**

1.1. Принцип работы ГПА.....	19
1.2. Режимы работы ГПА.....	19
1.2.1. Состояния остановленного ГПА.....	19
1.2.2. Запуск ГПА.....	20
1.2.3. Останов ГПА.....	20

## **ГЛАВА 2.      Газотурбинная установка типа Т32.....22**

2.1. Общее описание и состав газотурбинной установки.....	22
2.2. Газовая турбина типа Т32.....	25
2.2.1. Впускная секция газовой турбины.....	26
2.2.2. Компрессорная секция.....	27
2.2.3. Секция системы сгорания топлива.....	32
2.2.4. Секция ТВД.....	35
2.2.5. Секция ТНД.....	38
2.2.6. Секция выхлопной системы.....	45
2.3. Рама турбины.....	47
2.4. Рама вспомогательная опорная.....	48
2.4.1. Пусковая система (электрический двигатель).....	49
2.4.2. Система смазки.....	49
2.4.3. Система подачи топливного газа.....	52
2.4.4. Система продувки тракта топливного газа.....	53
2.5. Система инструментального воздуха.....	53
2.6. Система охлаждающего и уплотнительного воздуха.....	54
2.7. Система управления и защиты.....	54
2.8. Система автоматического управления газовой турбиной.....	55
2.9. Кожух шумотеплоизолирующий.....	56
2.10. Промывочная система.....	57

### **ГЛАВА 3. Центробежный компрессор природного газа в составе ГПА-32 «Ладога».....58**

3.1. Общее описание и состав центробежного компрессора.....	58
3.2. Корпус компрессора.....	60
3.3. Рама фундаментная.....	61
3.4. Пакет.....	62
3.5. Ротор компрессора.....	63
3.6. Вкладыш упорный.....	64
3.7. Вкладыш опорный.....	65
3.8. Система сухих газодинамических уплотнений.....	66
3.9. Конфузор компрессора.....	67
3.10. Система магнитного подвеса.....	68
3.11. Состав и характеристики природного газа.....	69

### **ГЛАВА 4. Агрегатные системы и вспомогательные конструкции.....70**

4.1. Укрытие индивидуальное ангарного типа.....	70
4.2. Система воздухозаборная.....	72
4.3. Система выхлопа.....	76
4.4. Система подвода воздуха в отсек вспомогательного оборудования.....	76
4.5. Агрегат воздухонагревательный.....	77
4.6. Система топливного газа.....	78
4.7. Система подачи буферного газа.....	79
4.8. Система контроля давления газовой магистрали.....	80
4.9. Система обеспечения инструментальным и барьерным азотом.....	80
4.10. Система маслообеспечения.....	82
4.11. Система дренажа ГТУ.....	85
4.12. Система очистки газозоудного тракта газовой турбины.....	85
4.13. Установка автоматическая пожарной сигнализации, пожаротушения и контроля загазованности.....	87
4.14. Система промышленная телевизионная.....	88
4.15. Система электрообогрева.....	88
4.16. Система электроснабжения.....	89
4.17. Система автоматического управления комплексная.....	89
4.18. Площадки обслуживания.....	95

**ГЛАВА 5. Совершенствование конструкции ГПА-32 «Ладoga».....98**

5.1. Анализ неисправностей ГПА-32 «Ладoga».....	98
5.2. Повышение надежности газотурбинной установки типа Т32.....	100
5.2.1. Камера сгорания.....	100
5.2.2. Турбина высокого давления.....	108
5.2.3. Турбина низкого давления.....	112
5.2.4. Выхлопная система.....	115
5.2.5. Осевой компрессор.....	118
5.2.6. Пусковая система.....	119
5.2.7. Система циклового воздуха.....	120
5.2.8. Контрольно-измерительные приборы.....	120
5.2.9. Система подачи топливного газа.....	120
5.2.10. Система продувки топливного газа.....	121
5.2.11. Система вентиляции и охлаждения.....	122
5.2.12. Кожух шумотеплоизолирующий.....	122
5.2.13. Система обнаружения пожара и загазованности.....	122
5.2.14. Система гидравлического масла.....	122
5.2.15. Система подачи смазочного масла.....	123
5.3. Повышение надежности нагнетателей природного газа.....	127
5.4. Повышение надежности комплексной системы автоматизированного управления.....	133
5.5. Повышение надежности агрегатных систем.....	135

**ГЛАВА 6. Локализация газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладoga».....138**

6.1. Развитие производственно-технологической базы.....	139
6.2. Локализация основного оборудования.....	142
6.2.1. Локализация дисков ТВД, ТНД.....	144
6.2.2. Лопаточный аппарат осевого компрессора.....	147
6.2.3. Лопаточный аппарат ТНД.....	148
6.2.4. Лопаточный аппарат ТВД.....	152
6.2.5. Камера сгорания.....	156
6.3. Применение аддитивных технологий.....	159
6.4. Локализация вспомогательного оборудования.....	164
6.4.1. Электрический привод поворотных лопаток ВНА.....	166
6.4.2. Стартовый электродвигатель.....	167
6.4.3. Оборудование масляной системы.....	169
6.4.4. Стопорный и выпускные высокотемпературные клапаны.....	170
6.4.5. Оборудование КИП.....	171

**ГЛАВА 7. Сервис газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога».....172**

7.1. Сервис ГТУ типа Т32.....	172
7.1.1. Общие сведения.....	172
7.1.2. Особенности конструкции ГТУ типа Т32.....	174
7.1.3. Виды инспекций.....	175
7.1.4. Назначенный ресурс элементов конструкции ГТУ.....	177
7.1.5. Индивидуальный график технического обслуживания ГТУ типа Т32....	178
7.1.6. Пример вычисления интервалов технического обслуживания.....	180
7.2. Сервис ЦБК.....	181
7.2.1. Общие сведения.....	181
7.2.2. Виды технического обслуживания ЦБК.....	182
7.2.3. Объем работ при проведении технического обслуживания.....	182
7.3. Сервис комплексной системы автоматизированного управления.....	185
7.3.1. Общие требования.....	185
7.3.2. Техническое обслуживание КСАУ ГПА.....	185
7.4. Долгосрочный сервис ГПА-32 «Ладога».....	186

**ГЛАВА 8. Развитие газотурбинных технологий Невского завода на базе ГТУ Т32.....188**

8.1. Мероприятия по повышению эффективности работы ГТУ Т32.....	188
8.2. Применение ГТУ Т32 в составе парогазовой установки.....	193

Приложение 1. Обозначение основных элементов ГТУ.....	199
Приложение 2. Общий вид и обозначение основных систем ГПА.....	200
История.....	204

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

- СРУ** – центральный процессор;
- КVM** – KVM-переключатель;
- АВОМ** – аппарат воздушного охлаждения масла;
- АГВМ** – агрегат воздухонагревательный модульный на газовом топливе;
- АИС** – агрегатная интеллектуальная станция;
- АМН** – аварийный масляный насос;
- АРМ** – автоматизированные рабочие места;
- АСПС и КЗ** – автоматическая система пожарной сигнализации и контроля загазованности;
- АСУ ТП** – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- АУПГ** – автоматическая установка газового пожаротушения;
- АУПС** – автоматическая установка пожарной сигнализации;
- АУПС, ПТ и КЗ** – автоматическая установка пожарной сигнализации, пожаротушения и контроля загазованности;
- БУ** – блок управления;
- БФБГ** – блок фильтров буферного газа;
- БФТГ** – блок фильтров топливного газа;
- БЭО** – блок экстренного останова;
- ВЗУ** – устройство воздухозаборное;
- ВНА** – входной направляющий аппарат;
- ВМН** – вспомогательный масляный насос;
- ГМН** – главный масляный насос;
- ГПА** – газоперекачивающий агрегат;
- ГТ** – газовая турбина;
- ГТД** – газотурбинный двигатель;
- ГТУ** – газотурбинная установка;
- ЗИП** – запасные части, инструменты и принадлежности;
- ИБП** – источник бесперебойного питания;
- КВОУ** – комплексное воздухоочистительное устройство;
- КИП** – контрольно-измерительные приборы;
- КИПиА** – контрольно-измерительные приборы автоматика;
- КМП** – комплект магнитных подшипников;
- КПД** – коэффициент полезного действия;
- КР** – капитальный ремонт;
- КРТГ** – клапаны регулирующие топливного газа;
- КСАУ** – комплексная система автоматического управления;
- КСТГ** – клапаны стравливающие (свечные) топливного газа;
- КЦ** – компрессорный цех;
- КШТ** – кожух шумотеплоизолирующий;
- ЛВС** – локальная вычислительная сеть;
- МСЭ** – межсетевой экран;
- МЦУ** – малоцикловая усталость;
- НЗЛ, Невский завод** – акционерное общество «Невский завод»;
- НКУ** – низковольтное комплектное устройство;
- НКПВ** – нижний концентрационный предел взрываемости;
- ОК** – осевой компрессор;
- ОП** – отсек пожаротушения;
- ПГУ** – парогазовая установка;
- ПНР** – пусконаладочные работы;
- ПОС** – противообледенительная система;
- ПРУ** – резервная панель управления;
- ПТ** – паровая турбина;
- ПТК** – программно-технический комплекс;
- ПТС** – программно-технические средства;
- ПУ СГУ** – панель управления СГУ;
- РВО** – рама вспомогательная опорная;
- САУ** – система автоматического управления;
- САУ ЭМП** – система автоматического управления электромагнитным подвесом ротора;
- СВА** – система вентиляции ангара;
- СГУ** – сухие газодинамические уплотнения;
- СКЗ** – система контроля загазованности;
- СМП** – система магнитного подвеса;
- СОУЭ** – система оповещения и управления эвакуацией при пожаре;
- СПА и КЗ** – система пожарной автоматики и контроля загазованности;
- СПЧ** – сменная проточная часть;
- СР** – средний ремонт;
- ТВД** – турбина высокого давления;
- ТНД** – турбина низкого давления;
- ТО** – техническое обслуживание;
- УХЛ (ХЛ)** – умеренно холодный климат (холодный климат);
- ЦБК** – центробежный компрессор;
- ЩСН** – щит собственных нужд;
- ЭГ** – электрогенератор;
- ЭТ** – электротехнический.

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие компрессорной техники началось на Невском заводе в 30-х годах XX века в рамках индустриализации всей страны. В это время Невский завод становится производителем первой в России центробежной турбомашины для подачи воздуха в доменную печь, что и определило ключевое направление деятельности завода до настоящего времени.

Масштабные работы по освоению газотурбинных технологий на Невском заводе начались в 50–60-х годах XX века в связи с развитием отечественной газовой промышленности. В этот период Невский завод разработал и освоил серийное производство газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом типа ГТ-700-4, ГТ-750-6, ГТК-10 мощностью 4, 6, 10 МВт соответственно.

Агрегаты типа ГТ-700-4 и ГТ-750-6 (рисунки 1), рассчитанные на температуру газа перед турбиной 700 и 750 °С соответственно, имели унифицированную конструкцию: двустенные литые корпуса турбин, внутреннюю теплоизоляцию, чугунный литой корпус осевого компрессора, горизонтальную камеру сгорания, расположенную под агрегатом, однотипную систему регулирования.

С учетом опыта разработки и эксплуатации газовых турбин мощностью 4–6 МВт Невский завод спроектировал агрегат ГТК-10 мощностью 10 МВт на начальную температуру газа перед турбиной 780 °С со значением КПД 29,5%. Для агрегата разработан новый, быстроходный (5200 об/мин), осевой компрессор. Сохранены одноступенчатые конструкции турбин с эффективной системой охлаждения дисков и статорных деталей.

В ходе развития отечественной газотранспортной системы в 80–90-х годах разработаны и внедрены в серийное производство газовые турбины типа ГТН-25 и ГТНР-16 мощностью 25 и 16 МВт соответственно.

В газовой турбине типа ГТН-25 (рисунки 3) применена встроенная кольцевая камера сгорания, которая обеспечивает равномерное окружное поле температур и заданный радиальный профиль температуры перед сопловым



Рисунок 1. ГТУ типа ГТ-750-6



Рисунок 2. ГТУ типа ГТК-10



Рисунок 3. ГТУ типа ГТН-25



Рисунок 4. ГТУ ГТНР-16



Рисунок 5. Нагнетатель природного газа 400-21-1С

аппаратом, что позволило повысить начальную температуру газа перед турбиной до 900 °С. Турбина спроектирована для работы в открытом цикле с КПД, составляющим 29%.

В 90-е годы Невский завод выпустил агрегат типа ГТНР-16 (рисунок 4) – прямую замену ГТК-10 с сохранением габаритов и присоединительных размеров для его установки в ту же технологическую ячейку компрессорной станции. Повышения мощности агрегата в рамках заданных габаритных характеристик удалось достичь за счет перепрофилирования компрессора и повышения начальной температуры газа перед турбиной (до 930 °С). В результате КПД ГТУ составил 33%.

Одновременно с развитием газотурбинных технологий Невский завод занимался разработкой и совершенствованием компрессорной техники собственного производства. С момента выпуска первого

нагнетателя природного газа Н-280 в конце 50-х годов XX века изготовлено более четырех с половиной тысяч центробежных компрессоров для работы в составе газоперекачивающих агрегатов.

Накопленный опыт проектирования позволяет Невскому заводу разрабатывать мощные высокоэффективные центробежные компрессоры с широким диапазоном работы и высоким политропным КПД до 87-88% (рисунок 5).

В начале XXI века Невский завод обновил линейку газотурбинного оборудования собственного производства, заключив лицензионные соглашения с итальянской компанией Nuovo Pignone, позволяющие изготавливать современные высокоэффективные газовые турбины типа Т16 и Т32, разработанные на базе NovaLT-16 и MS5002E.

В таблице 1 представлены технические характеристики современных газовых турбин Невского завода.

Таблица 1. Основные технические характеристики газовых турбин типа Т16 и Т32

№	Характеристики	Т16	Т32
1	Степень повышения давления	19	17
2	Расход уходящих газов, кг/с	54,3	101,7
3	КПД ГТУ, %	37,0	36,2
4	Частота вращения вала СТ, об/мин	7800	5714
5	Мощность на валу СТ, МВт	16,5	32
6	Эмиссия NOx/CO <sub>2</sub> , мг/м <sup>3</sup>	≤50/≤40	≤50/≤35
7	Полный ресурс, ч	200 000	200 000

Развитие нефтегазового сектора России показало, что наиболее востребованной ГТУ Невского завода является установка типа Т32 в составе газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога».

На сегодняшний день Невским заводом изготовлено и поставлено на объекты газотранспортной системы нашей страны более 80 газоперекачивающих агрегатов ГПА-32 «Ладога». Суммарная наработка парка установленного оборудования составляет свыше 900 000 часов.

Невский завод обладает полной технической свободой для разработки, производства, локализации и модернизации ГТУ типа Т32 на базе MS5002E, а также широкой линейкой компрессорного оборудования для участия в проектах реконструкции и строительства газотранспортных и газодобывающих объектов любой сложности.

В настоящей книге представлено подробное описание конструкции, опыта эксплуатации и мероприятий по совершенствованию и локализации газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога» – ключевого продукта Невского завода и важного элемента газотранспортной системы Российской Федерации.



Рисунок 6. ГТУ типа Т32



Рисунок 7. ГТУ типа Т16

## 1

## 1. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ И СОСТАВ ГПА-32 «ЛАДОГА»

ГПА-32 «Ладога» – это современный высокоэффективный агрегат, разработанный для объектов добычи и транспортировки природного газа по магистральному газопроводу, на основе базового семейства газотурбинных установок типа Т32 (глава 2), и линейки отечественных нагнетателей природного газа (глава 3).

Основное оборудование ГПА размещено в индивидуальном укрытии ангарного типа. Часть систем и оборудования выполнена в виде отдельно стоящих блоков наружного размещения. Состав агрегата (рисунок 1.1):

- 1 – газотурбинная установка типа Т32;
- 2 – система всасывания в составе воздухозаборной системы;
- 3 – система вентиляции и охлаждения ГТУ в составе воздухозаборной системы;
- 4 – система выхлопа;
- 5 – нагнетатель природного газа;
- 6 – комплексная система автоматического управления;
- 7 – индивидуальное укрытие ангарного типа.

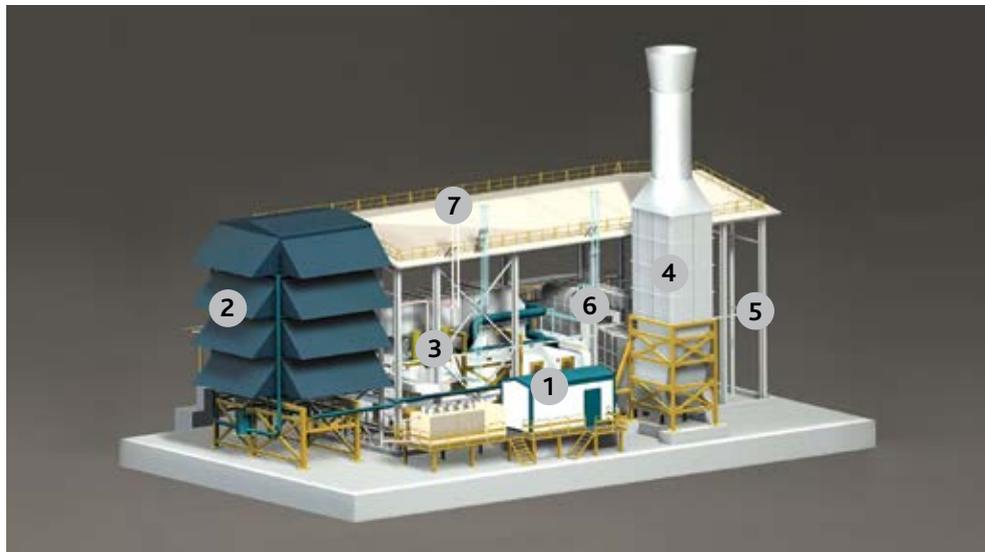


Рисунок 1.1. ГПА-32 «Ладога» в ангарном укрытии

ГТУ двухрамного исполнения конструктивно состоит из двух блоков (непосредственно газовой турбины на собственной раме и рамы вспомогательной опорной со всеми системами) или из одного блока при однорамном исполнении (рисунок 1.2). На раме также размещены пусковая система с механизмом вращения ротора, системы подачи смазочного масла, подачи топливного газа и продувки топливного газа ГТУ.

Газотурбинная установка оснащена отдельными КШТ, установленными на рамы турбины и РВО, которые служат укрытием, обеспечивающим защиту персонала компрессорной станции от акустических, тепловых и механических воздействий находящегося в нем технологического оборудования. Нормальное функционирование последнего обеспечивается механической вентиляцией укрытия, создающей внутри него избыточное давление, разбавляющей взрывоопасные примеси и удаляющей из укрытия избытки тепла.

Установка приводит в действие нагнетатель природного газа – центробежный компрессор, необходимый для сжатия и транспортировки природного газа. В зависимости от объекта применения нагнетатели могут быть одно- и двухсекционные с различной степенью сжатия и иметь либо подшипники скольжения с системой смазки, либо систему магнитного подвеса.

Система воздухозаборная включает в себя систему всасывания и систему вентиляции и охлаждения ГТУ. Система всасывания обеспечивает подготовку и подачу очищенного циклового воздуха в ГТУ и снижение шума от работающего газотурбинного двигателя и состоит из воздухозаборного устройства и циклового воздуховода. Система вентиляции и охлаждения удаляет излишнее тепло от газотурбинного двигателя и трансмиссии. Также составной частью воздухозаборной системы ГТУ является противообледенительная система, которая предназначена для подвода отбираемого от ГТУ горячего воздуха в зоны всасывания блока фильтрации циклового воздуха и системы охлаждения КШТ ГТУ, предотвращая обледенение фильтров в условиях повышенной влажности воздуха при отрицательных температурах окружающей среды. Оборудование всей воздухозаборной системы ГТУ размещено как снаружи укрытия (блок фильтрации, конфузоры, воздуховоды), так и внутри него (воздуховоды, компенсатор, шумоглушитель).

Система выхлопа предназначена для обеспечения:

- работы радиального бокового выхода потока отработанных газов ГТД и отвода их в атмосферу через вертикальную выхлопную трубу;
- рассеивания вредных выбросов ГТД до уровня предельно допустимых концентраций в рабочей зоне и окружающей среде;
- снижения уровня шума, генерируемого ГТД, до санитарных норм;
- возможности отбора проб выхлопных продуктов сгорания с целью их периодического контроля;
- автоматизированной системы контроля выхлопных газов системы экологического мониторинга для постоянного контроля вредных выбросов в продуктах сгорания ГТД.

В индивидуальном укрытии ангарного типа также размещены комплексная система автоматического управления ГПА-32 «Ладога» и программно-технические средства автоматической системы противопожарной защиты и загазованности агрегата.

Помимо описанных выше систем стоит выделить следующее оборудование, входящее в состав агрегата и размещенное внутри укрытия:

- систему маслоснабжения агрегата, обеспечивающую подготовку и подвод масла смазки к его подшипникам с последующим отводом масла в маслобак с целью уменьшения трения и износа узлов оборудования, его охлаждения и очистки от продуктов износа;
- блок обогрева и вентиляции, обеспечивающий подачу воздуха в систему приточной вентиляции ангара;

- систему обеспечения инструментальным и барьерным азотом системы газодинамических уплотнений нагнетателя, которая обеспечивает подготовку, подачу азота на режимах пуска, останова и работы ГПА;
- оборудование автоматической системы противопожарной защиты и контроля загазованности ГПА, в том числе систему пожаротушения КШТ ГТУ и установку пожаротушения в отсеке пожаротушения, комплект датчиков и трубопроводов;
- систему контроля газовой магистрали и технологического газа, обеспечивающую измерение давления, перепада давлений и температуры транспортируемого газа во входных и выходных трубопроводах центробежного газового компрессора;
- систему дренажа, обеспечивающую отвод в дренажную систему компрессорного цеха возможных проливов масла, конденсата и атмосферной влаги;
- систему очистки газовоздушного тракта ГТУ;
- систему топливного газа, обеспечивающую окончательную очистку от твердых частиц и жидких фракций подготовленного стационарными системами топливного газа и подачу его в ГТУ.

ГПА-32 «Ладoga», как правило, размещается в индивидуальном укрытии ангарного типа. Конструкцией ангара и отдельных блоков ГПА предусмотрены рабочие пространства, лестницы и площадки обслуживания, обеспечивающие персоналу доступ к оборудованию газоперекачивающего агрегата при проведении технического обслуживания и ремонта.

Укрытие и контейнеры отдельных блоков ГПА предназначены для поддержания определенного микроклимата внутри помещения, для обеспечения работоспособности размещенного в них оборудования и создания условий труда для обслуживающего персонала при проведении технического обслуживания и ремонтных работ, снижения до санитарных норм уровня шума от работающего оборудования.

С целью приведения к единообразному виду компоновки ГПА-32 «Ладoga» (рисунок 1.2) проведен ряд мероприятий, направленных на его унификацию и оптими-

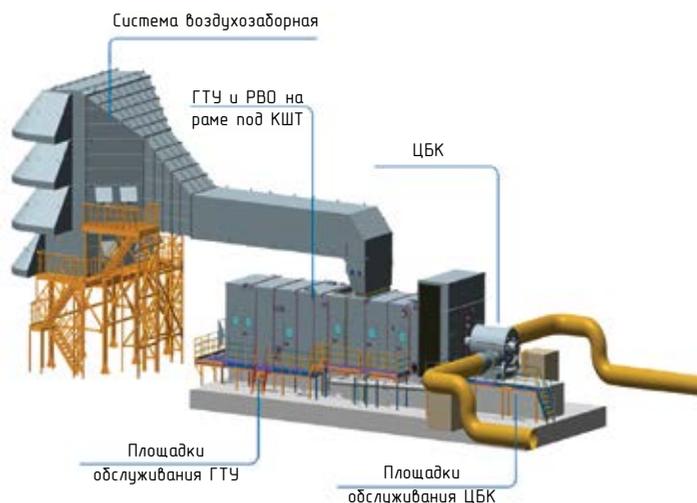


Рисунок 1.2. ГПА-32 «Ладoga» в однорамном исполнении (индивидуальное укрытие не показано)

зацию. Единые компоновочные решения обеспечивают взаимозаменяемость узлов, а также снижают затраты на строительство компрессорных станций за счет сокращения пятна застройки не менее чем на 20%.

Подробное устройство и расположение блоков и систем агрегата представлено в приложении 2.

## 1.1. Принцип работы ГПА

Принцип действия ГПА-32 «Ладога» следующий. Через воздухозаборную систему воздух поступает в осевой компрессор ГТУ, где сжимается до требуемых параметров. Сжатый воздух поступает в камеры сгорания, где смешивается с топливным газом и образует топливовоздушную смесь, предназначенную для сжигания. Смесь воспламеняется свечами зажигания при запуске ГТУ, далее горение в камерах поддерживается непрерывной подачей топлива и воздуха. При сжигании за счет нагрева и увеличения объема внутренняя энергия топливовоздушной смеси превращается в потенциальную энергию продуктов сгорания. Часть поступающего воздуха не участвует в процессе горения, а смешивается с продуктами сгорания, чтобы на выходе из камер сгорания получить газозвоздушную смесь необходимой температуры. В ходе дальнейшего движения по газозвоздушному тракту поток горячих газов поступает в турбины высокого и низкого давления, где происходит преобразование потенциальной энергии в кинетическую. Давление потока на лопатки, расположенные под углом к движению потока, создает вращательное движение, которое передается на роторы турбин высокого и низкого давления. В ходе вращения роторов вырабатывается мощность: ТВД, необходимая для привода осевого компрессора ГТУ, и ТНД для нагнетателя природного газа.

В то же время газ, перекачиваемый по газопроводу, поступает через всасывающий трубопровод в камеру всасывания нагнетателя природного газа центробежного типа, а затем направляется в рабочее колесо. За счет передачи механической энергии посредством трансмиссии от ГТУ к нагнетателю в рабочем колесе повышается кинетическая и потенциальная энергия газа, возрастают его скорость и давление. В диффузоре, расположенном за рабочим колесом, давление газа дополнительно повышается за счет снижения скорости, после чего поток поступает на следующую ступень нагнетателя через обратно направляющий аппарат. Пройдя все рабочие колеса с диффузорами, газ направляется в спиральную камеру, откуда через нагнетательный патрубок поступает в коллектор компрессорной станции.

## 1.2. Режимы работы ГПА

### 1.2.1. Состояния остановленного ГПА

Остановленный ГПА может находиться в одном из следующих состояний:

- горячий резерв – на агрегате выполнены и непрерывно поддерживаются все предпусковые условия, которые обеспечивают его немедленный автоматический запуск от кнопки «Пуск» или по сигналу АСУ ТП КЦ. Длительность

нахождения в данном состоянии составляет до 30 суток, после чего должно производиться техническое обслуживание;

- резерв – на агрегате выполнены и непрерывно поддерживаются предпусковые условия, обеспечивающие выход на полную мощность не более чем через два часа после поступления команды (допускается проведение операций технического обслуживания, обеспечивающих выполнение этого условия). Длительность нахождения в таком состоянии составляет до 100 суток, после чего следует провести комплексное опробование работоспособности ГПА;
- техническое обслуживание – агрегат находится в работоспособном состоянии, но на нем производят операции обслуживания основного и вспомогательного оборудования. Периодичность и длительность нахождения в данном состоянии определяется технической и нормативной документацией;
- ремонт – агрегат находится в неработоспособном состоянии, и на нем производят плановый или внеплановый (аварийный) ремонт. Сроки и объем ремонтных работ определяются планом-графиком, технической и нормативной документацией;
- консервация – на агрегате проведены работы, обеспечивающие его сохранность на период до двух лет (иногда более) и способность к восстановлению в течение не более 30 суток до работоспособного состояния и готовности к эксплуатации.

Нахождение остановленного ГПА в одном из состояний определяют наличием резервных ГПА, режимами магистральных газопроводов и указаниями производственно-диспетчерской службы эксплуатирующей организации.

### 1.2.2. Запуск ГПА

При пуске ГПА инициируются следующие режимы: «Холодная прокрутка», «Кольцо», «Магистраль».

Перед запуском ГПА производится комплексная проверка работоспособности агрегатных кранов, продувка топливного контура и контура компримирования, заполнение их газом.

Холодная прокрутка производится перед запуском ГПА с целью заполнения системы смазки маслом и проверки ее готовности к работе, продувки газозвдушно-го тракта турбины, проверки отсутствия вибрации при вращении и выбеге роторов агрегата и для проверки работы автоматики и агрегатов запуска.

При запуске агрегата производится раскрутка компрессора ГТД электростартером, при достижении номинальных оборотов происходит подача топлива в камеру сгорания и розжиг топлива за счет плазмоструйных свечей. После этого САУ ГПА переходит в режим регулирования свободной турбины, ГПА переходит на режим работы «Кольцо».

### 1.2.3. Останов ГПА

Все остановки ГПА подразделяются на нормальные и вынужденные. В системе управления ГПА предусмотрены алгоритмы нормальных и аварийных остановов.

Нормальные остановы подразделяются на плановые и внеплановые. Плановые нормальные остановы связаны с выводом ГПА в ремонт, проведением ревизии и выводом его в резерв по графику. Внеплановые нормальные остановы, как правило, не связаны с отказами ГПА и проводятся по предварительно принятому распоряжению диспетчерской службой. Нормальные остановы ГПА характеризуются обязательным выводом на рециркуляционное кольцо компрессорной станции группы агрегатов или отдельного агрегата с постепенной его разгрузкой и отключением нагнетателя от технологических коммуникаций газопровода.

Вынужденные остановы, в свою очередь, могут быть нормальными и аварийными. Вынужденный нормальный останов выполняется по команде эксплуатационного персонала при незначительных отклонениях в режиме работы ГПА, появлении предупреждающих сигналов системы автоматики и других отклонениях. При таких отклонениях агрегат может продолжать работать, и не требуется его экстренный (аварийный) останов, например при возникновении утечек масла, резком возрастании его расхода, быстром снижении его уровня в маслобаке, повышении уровня вибрации.

Нормальный останов агрегата осуществляется в следующей последовательности.

ГПА отключается от режима работы в магистраль и переходит на режим «Кольцо». Постепенно снижаются обороты до минимальной частоты вращения валов турбины и нагнетателя. Агрегат отключается от газопровода. Стравливается газ из нагнетателя, прекращается подача газа в камеру сгорания турбины.

Аварийный останов агрегата осуществляется при угрозе аварии по команде оператора или автоматически от устройств защиты, а также во всех случаях отклонений от нормального режима, создающих угрозу безопасности обслуживающего персонала или сохранности оборудования.

Аварийный останов работающего агрегата при срабатывании системы защиты происходит в случаях:

- погасания факела в камере сгорания;
- повышения температуры газов за ТНД выше максимально допустимой;
- повышения температуры подшипников ГПА выше максимально допустимой;
- повышения частоты вращения роторов ТВД и ТНД выше предельно допустимого значения;
- повышенной вибрации опор турбины, повышенной виброскорости ротора нагнетателя;
- понижения давления масла на смазку подшипников турбины и нагнетателя (в масляном исполнении) ниже допустимых значений.

Вынужденный аварийный останов ГПА выполняется сменным персоналом нажатием кнопки «Аварийный останов».

После любого аварийного останова необходимо найти причину неисправности и устранить ее, иначе пуск агрегата категорически запрещен.

## 2

ГАЗОТУРБИНАЯ  
УСТАНОВКА ТИПА Т32

## 2.1. Общее описание и состав газотурбинной установки

Газотурбинная установка типа Т32 (рисунок 2.1, рисунок 2.2) представляет собой двухвальный агрегат открытого термодинамического цикла со свободной (силовой)

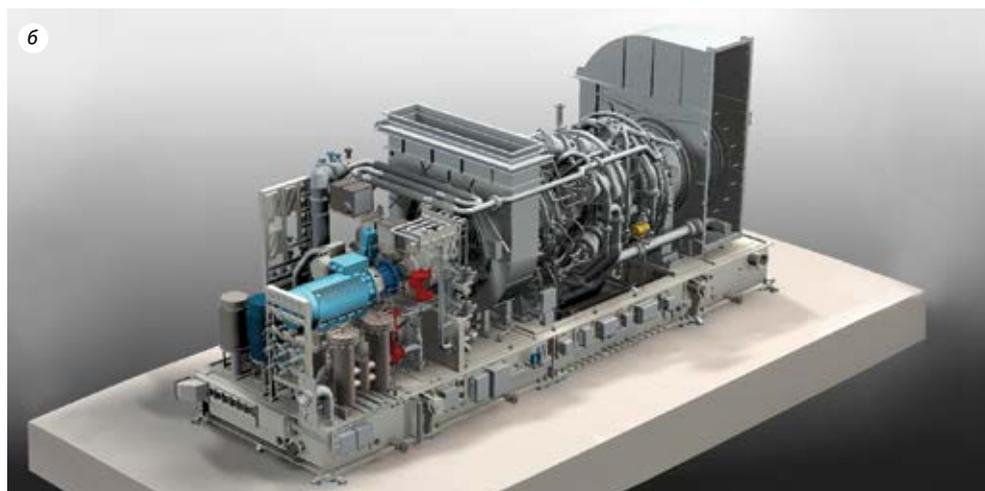
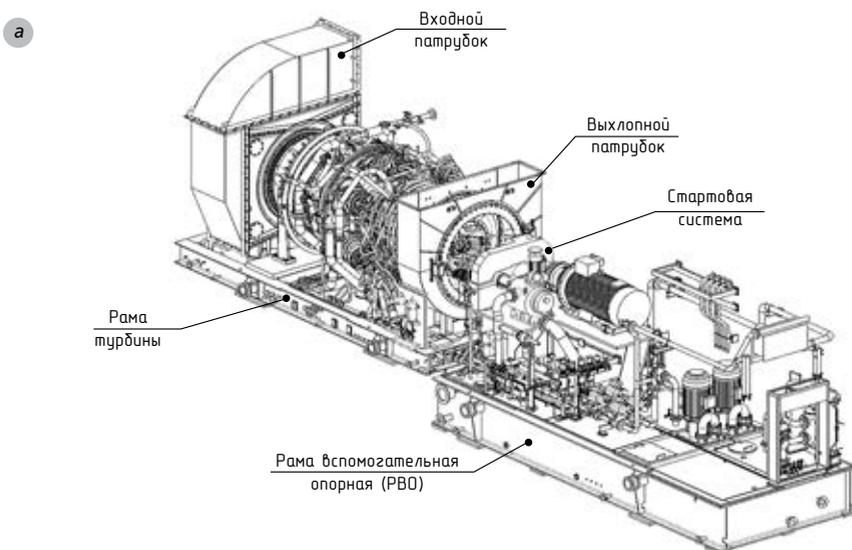


Рисунок 2.1. Газовая турбина типа Т32 и РВО без КШТ: а) двухвальное исполнение; б) однорамное исполнение

турбиной низкого давления, конструктивно состоящий из двух блоков: непосредственно газовой турбины на собственной раме и вспомогательных устройств, обеспечивающих ее работоспособность, расположенных на отдельной вспомогательной опорной раме. На РВО размещены пусковая система с механизмом вращения ротора, система смазки (маслобак), блок топливного газа и другое вспомогательное оборудование. Такое исполнение агрегата называется двухрамным (рисунки 2.1 и 2.2, а).

Возможно однорамное исполнение агрегата с размещением газовой турбины и вспомогательного оборудования на единой раме (рисунки 2.1 и 2.2, б).

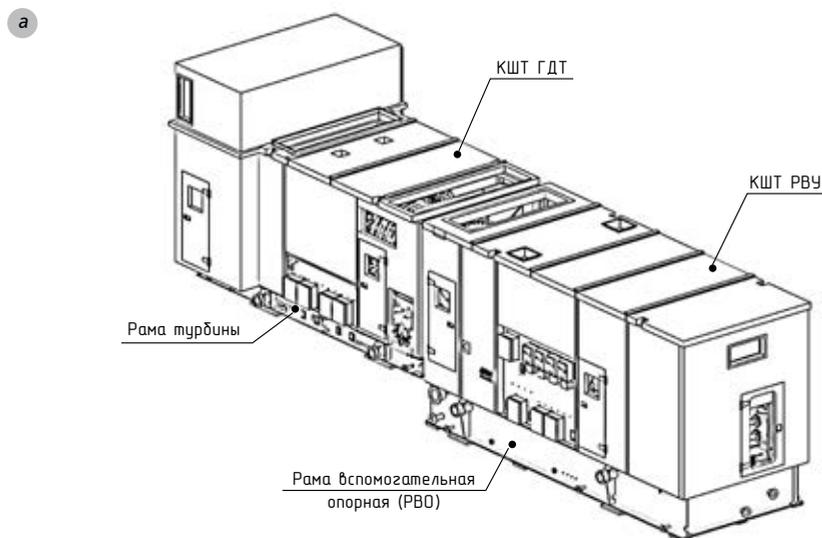


Рисунок 2.2. ГТД типа Т32 и РВУ с КШТ: а) двухрамное исполнение; б) однорамное исполнение

Однорамное исполнение агрегата позволяет использовать один фундамент для размещения как самой турбины, так и вспомогательного оборудования. Таким образом, может быть уменьшено пятно застройки при установке ГТУ, а также сокращены сроки и затраты на изготовление оборудования и монтаж установки.

Газотурбинная установка оборудована КШТ, устанавливаемыми на раму турбины и раму РВО, которые служат укрытием, обеспечивающим защиту персонала компрессорной станции от акустических, тепловых и механических воздействий находящегося в нем технологического оборудования.

Показатели и параметры работы ГТУ на номинальном режиме работы в стационарных условиях приведены ниже (таблица 2.1).

Таблица 2.1. Показатели и параметры ГТУ типа Т32

№	Наименование	Значение
1	Номинальная мощность на муфте привода по условиям ИСО, МВт, не менее	32,0
2	Номинальная мощность на муфте привода в стационарных условиях, МВт, не менее	31,2
3	Эффективный КПД ГТУ при работе на номинальной мощности в стационарных условиях, %, не менее	36,0
4	Номинальная частота вращения вала силовой турбины, об/мин	5714
5	Диапазон изменения частоты вращения вала силовой турбины, % от номинальной	70...105
6	Направление вращения выходного вала силовой турбины при взгляде со стороны компрессора	По часовой стрелке
7	Время запуска и выхода на минимальный рабочий режим (из состояния «горячий резерв»), мин	25
8	Расход топливного газа, макс., кг/с	2,1
9	Давление топливного газа, МПа	3,1...3,5
10	Температура топливного газа, °С	+15...+50
11	Безвозвратные потери масла, кг/маш. ч, не более	0,25
12	Температура продуктов сгорания за турбиной (на срезе выхлопного патрубка турбины), °С, номинальная/максимальная	510/600
13	Расход циклового воздуха при номинальных условиях, кг/с	100
14	Расход продуктов сгорания (на срезе выхлопного патрубка турбины), кг/с	102,1
15	Степень повышения давления воздуха в осевом компрессоре	17,0
16	Содержание вредных веществ в выхлопных газах (определяются в осушенной пробе при температуре 0 °С, давлении 0,1013 МПа и условной концентрации кислорода 15%): - оксидов азота NO <sub>x</sub> , мг/м <sup>3</sup> , не более; - оксида углерода CO, мг/м <sup>3</sup> , не более	50 34,7
17	Мощность выбросов вредных веществ с продуктами сгорания на режиме номинальной мощности: - оксидов азота NO <sub>x</sub> , г/с, не более; - оксида углерода CO, г/с, не более	3,7 2,6

## 2.2. Газовая турбина типа Т32

Газовая турбина типа Т32 состоит из следующих основных элементов (рисунок 2.3):

- впускной секции;
- компрессорной секции;
- секции системы сгорания топлива;
- секции турбины высокого давления;
- секции турбины низкого давления;
- секции выхлопной системы ГТУ.

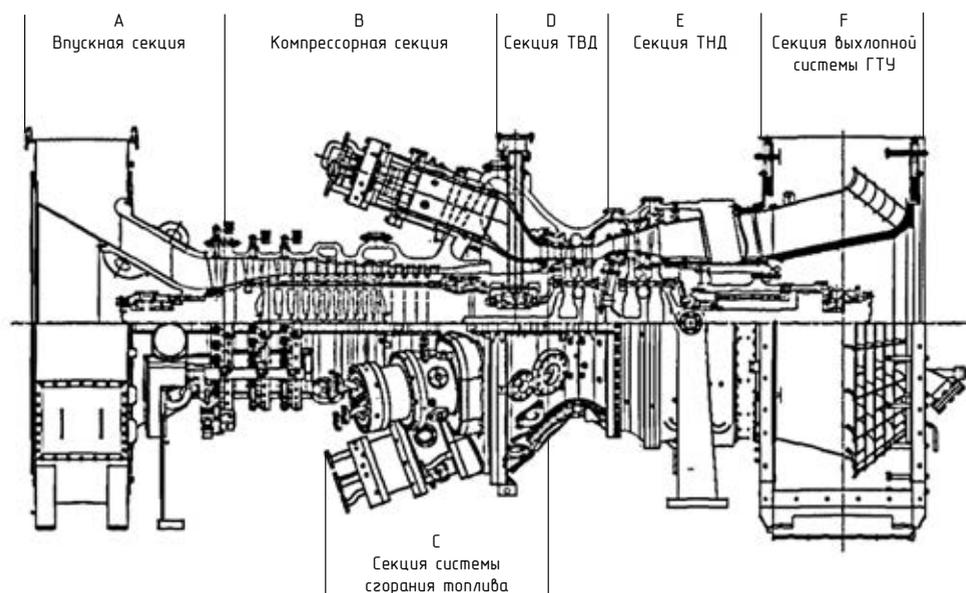


Рисунок 2.3. Продольный разрез газовой турбины типа Т32

При работе турбины наружный воздух через входной фильтр по трубопроводу поступает во впускную секцию газовой турбины (А). Далее воздух сжимается в компрессорной секции (В) до более высокого давления. При сгорании топлива в секции системы сгорания топлива (С) энергия воздуха повышается. После чего высокопотенциальные газы, полученные на предыдущей стадии, поступают в секцию ТВД (Д), где часть тепловой энергии преобразуется в механическую работу, необходимую для вращения ротора осевого компрессора. После расширения в ТВД газы поступают в секцию ТНД (Е), где их тепловая энергия преобразуется в механическую работу. Далее низкопотенциальные газы через секцию выхлопной системы ГТУ (F) выбрасываются в атмосферу.

В следующих разделах представлены описания основных элементов газовой турбины.

### 2.2.1. Впускная секция газовой турбины

Впускная секция направляет поток поступающего из впускной системы окружающего воздуха к компрессору. Впускная секция состоит из следующих составных частей (рисунок 2.4 и рисунок 2.5):

- входного патрубка;
- корпуса впускной секции.

Входной патрубок состоит из усиленной сварной конструкции из углеродистой стали, который разделен по горизонтали на две половины.

Конструкция корпуса впускной секции состоит из внутреннего и внешнего корпуса, соединенных стойками обтекаемой формы. Корпус впускной секции состоит из двух половин, в нижней из которых установлена комбинированная опора с опорно-упорным подшипником. В вертикальном фланце корпуса впускной секции со стороны компрессора размещены лопатки входного направляющего аппарата.

Лопатки ВНА приводятся в движение управляющим кольцом. В корпусе впускной секции установлен опорно-упорный подшипник, воздушное уплотнение и датчики скорости. Передняя часть корпуса впускной секции служит несущей конструкцией газовой турбины. К консоли опоры корпуса впускной секции болтами присоединяются две опоры, которые крепятся к плите основной рамы турбины. Опоры регулируются в продольном направлении. На сборочном чертеже впускной секции показана конструкция корпуса впускной секции в сборе с входным корпусом, которая обеспечивает полную герметичность, препятствует попаданию наружного воздуха и загрязнению впускаемого, а также обеспечивает возможность теплового расширения корпуса газовой турбины в направлении против потока.

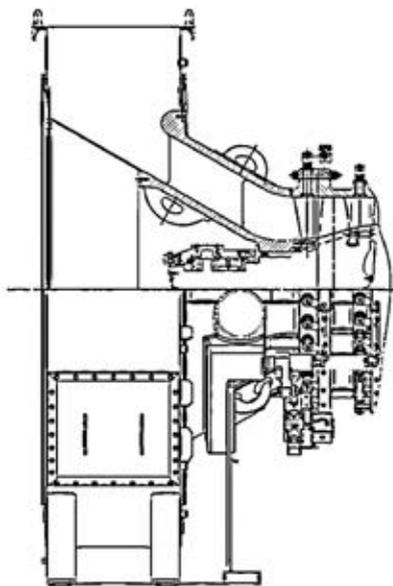


Рисунок 2.4. Продольный разрез впускной секции турбины

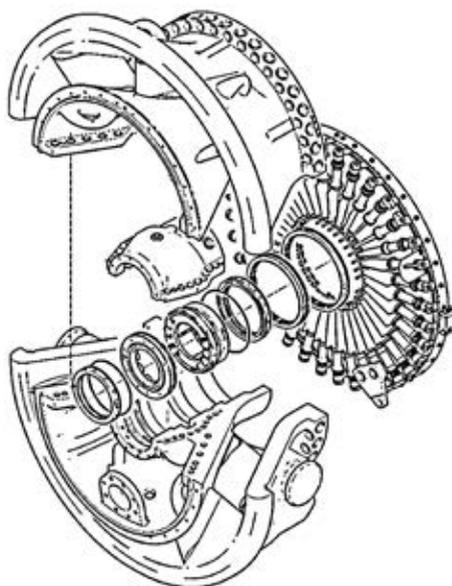


Рисунок 2.5. Подetailное изображение впускной секции турбины

### 2.2.2. Компрессорная секция

Основной задачей компрессорной секции является сжатие воздуха для сжигания. Воздух, поступающий по впускным каналам, проходит через последовательные ступени лопаток ротора и лопаток статора компрессора и сжимается по мере прохождения от одной ступени к другой. Степень сжатия осевого компрессора составляет  $\pi_k = 17$ .

ВНА и первые две ступени лопаток статора имеют изменяемую конфигурацию. Их угловое положение меняется в зависимости от температуры газа на выходе из турбины. Основными элементами компрессорной секции являются:

- статор компрессора;
- ротор компрессора.

Статор компрессора расположен между впускной секцией и секцией системы сгорания топлива и состоит из следующих элементов (рисунок 2.6 – рисунок 2.9):

- входного корпуса компрессора;
- выходного корпуса компрессора;
- направляющих лопаток 1-й и 2-й ступеней изменяемой конфигурации;
- направляющих лопаток 3–11-й ступеней неизменной конфигурации;
- выпускного отверстия 4-й ступени, используемого для охлаждения ТНД и уплотнений подшипников;
- выпускного отверстия 7-й ступени, используемого для охлаждения ТВД и сглаживания пульсаций при пуске и останове.

Входной корпус компрессора – литой, для простоты технического обслуживания и осмотра выполнен с горизонтальным разъемом. Данный корпус крепится фланцами между корпусом компрессорной секции и выходным корпусом компрессора. В нем расположены две ступени поворотных лопаток направляющего аппарата, четыре ступени неподвижных лопаток статора компрессора, выпускной коллектор 4-й ступени и выпускное отверстие 7-й ступени. Выпускной коллектор 7-й ступени расположен между входным и выходным корпусами компрессора.

Выходной корпус компрессора также изготовлен литым, с горизонтальным разъемом. Крепление выходного корпуса выполняется фланцами между входным корпусом компрессора и корпусом ТВД.

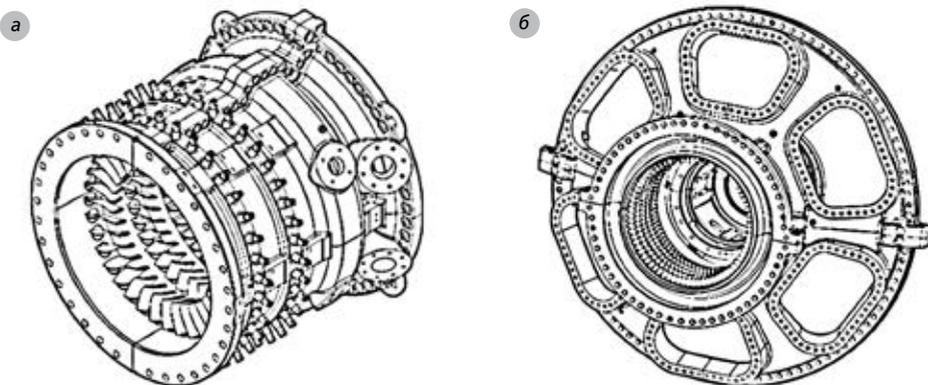


Рисунок 2.6. Общий вид корпусов осевого компрессора: а) входной корпус компрессора; б) выходной корпус компрессора

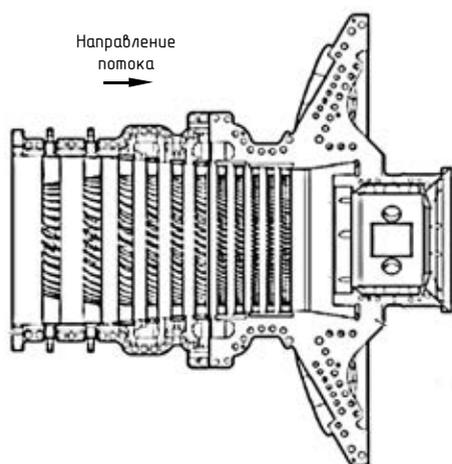


Рисунок 2.7. Продольный разрез компрессорной секции

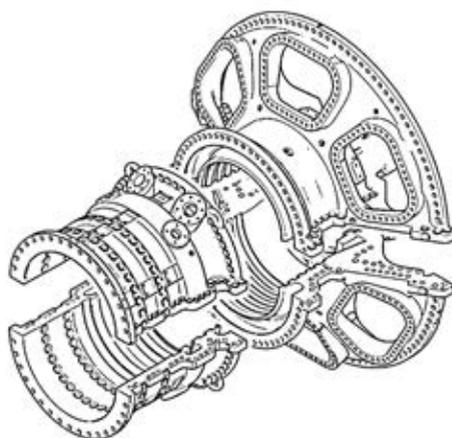


Рисунок 2.8. Подetailное изображение компрессорной секции

В нем расположены пять ступеней лопаток статора компрессора неизменной конфигурации, что создает равномерный поток воздуха в камеры сгорания по рабочей окружности, обеспечивая тем самым равномерность сгорания и температуры в ТВД.

К нагнетательной секции между входным и выходным корпусами компрессора крепятся на фланцах шесть камер сгорания. В нагнетательной секции размещен опорный подшипник № 2, трубопровод, обеспечивающий подачу масла, каналы вентиляции и дренажа. Со стороны лопаток ротора расположен ряд воздушных уплотнений, препятствующих попаданию сжатого воздуха в корпус подшипника № 2.

Ротор компрессора состоит из следующих элементов (рисунок 2.10):

- вала ротора компрессора;
- лопаток ротора компрессора;

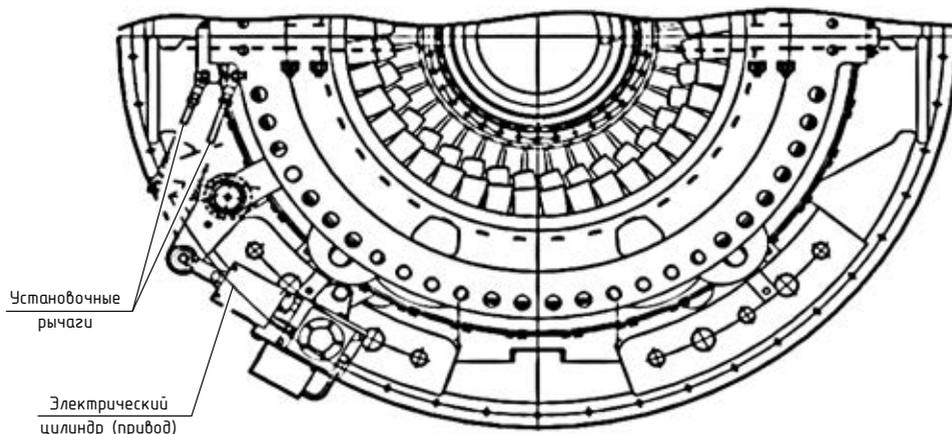


Рисунок 2.9. Управляющие кольца направляющих лопаток 1-й и 2-й ступеней

- рабочих колес ТВД;
- подшипников ротора компрессора.

Вал ротора компрессора состоит из переднего вала, заднего вала, шести дисков и пяти проставок. Детали связаны между собой при помощи 26 стяжек. С целью минимизации уровня вибрации в указанных пределах перед сборкой все комплектующие в отдельности подвергаются динамической балансировке, а после сборки проводится динамическая балансировка узла в сборе.

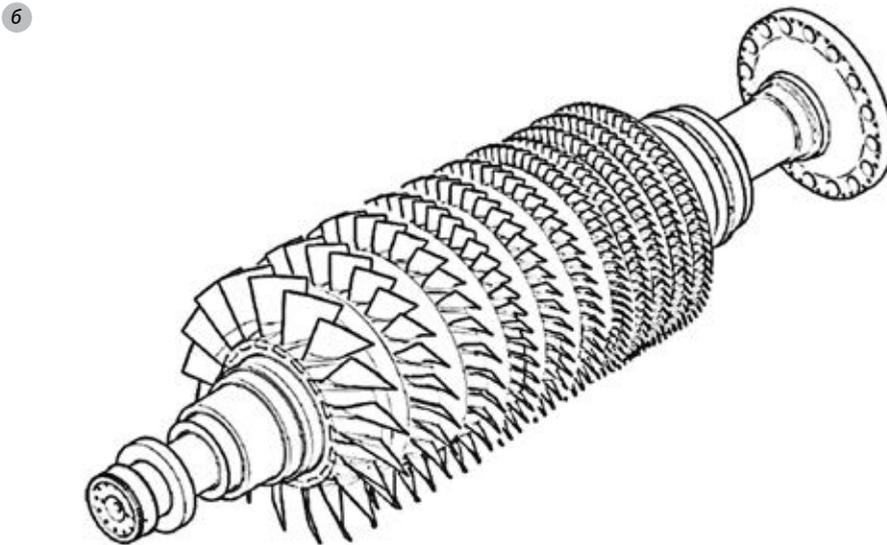
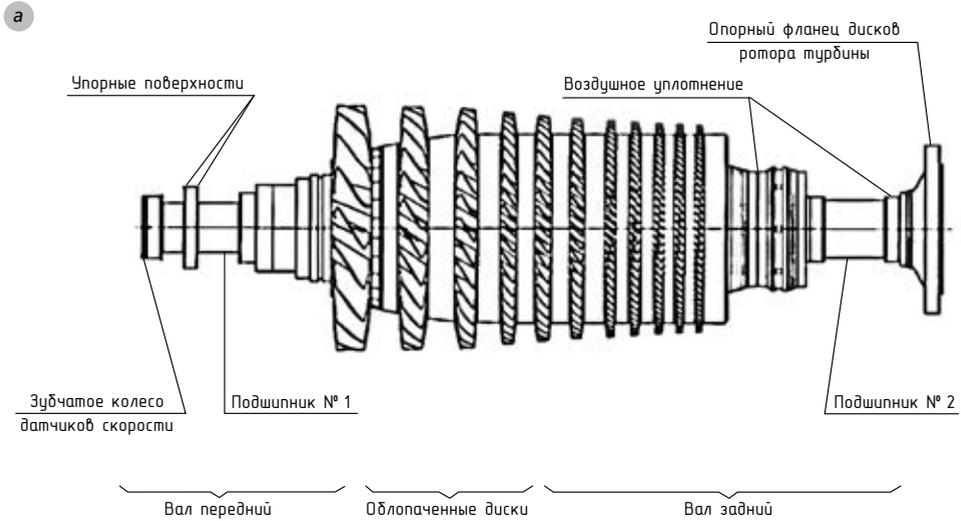


Рисунок 2.10. Ротор компрессора: а) схема ротора компрессора;  
б) объемное изображение ротора компрессора

На переднем валу имеются обработанные поверхности под комбинированный опорно-упорный подшипник № 1, масляное и воздушное уплотнения и паз для лопаток ротора первой ступени компрессора.

На заднем валу выполнены обработанные поверхности для подшипника № 2, воздушных уплотнений, которые расположены со стороны лопаток ротора компрессора, и четыре паза для последних четырех ступеней компрессора. Задний конец вала в узле рабочих дисков ТВД имеет фланцевую конструкцию.

Рабочие диски ТВД устанавливаются на задний вал горячей посадкой. Между двумя рабочими дисками также способом горячей посадки устанавливается проставка. Рабочие диски и проставка крепятся к валу при помощи 16 соединительных тяговых креплений. Рабочие лопатки газовой турбины устанавливают после установки рабочих дисков ТВД. Ротор подвергается динамической балансировке как после установки рабочих дисков турбины с проставками, так и после установки рабочих лопаток каждой ступени газовой турбины (рисунок 2.11).

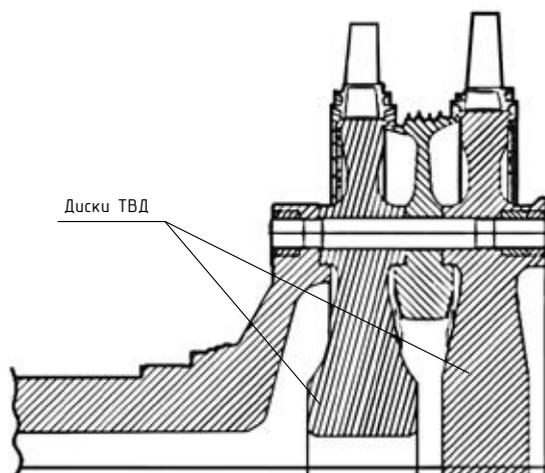


Рисунок 2.11. Рабочие диски ТВД

Ротор компрессора опирается на два подшипника скольжения: подшипник № 1, представляющий собой комбинированный опорно-упорный подшипник, расположенный внутри корпуса входной секции (рисунок 2.12), и опорный подшипник № 2, расположенный внутри выходного корпуса компрессора (рисунок 2.13).

Опорный и опорно-упорный подшипники включают в себя смазочную систему объемного дозирования. В опорный подшипник установлены пять опорных колодок. Опорно-упорный подшипник оборудован одиннадцатью колодками с рабочей стороны и восемью колодками – с нерабочей. Колодки опорного и опорно-упорного подшипников покрыты баббитом.

На подшипники действуют вертикальные силы реакции веса ротора и осевые упорные усилия, создаваемые аэродинамическим упором осевого компрессора на корпус статора компрессора. Кроме того, они подвергаются воздействию динамических усилий, например вибрации. По принципу действия подшипники классифицируются как гидродинамические, так как их несущая способность создается клином тонкого слоя масла.

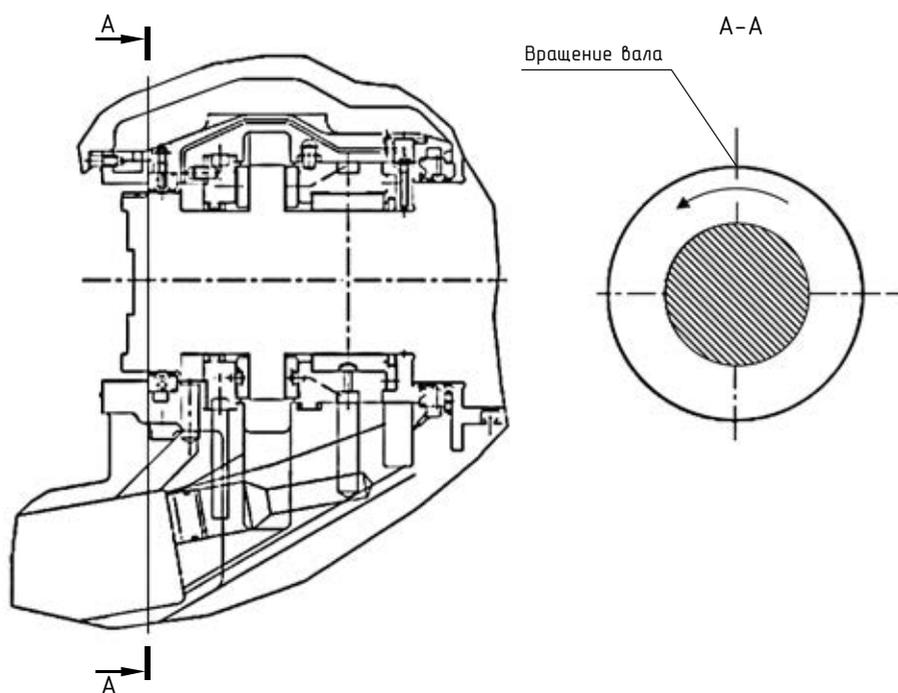


Рисунок 2.12. Опорно-упорный подшипник № 1

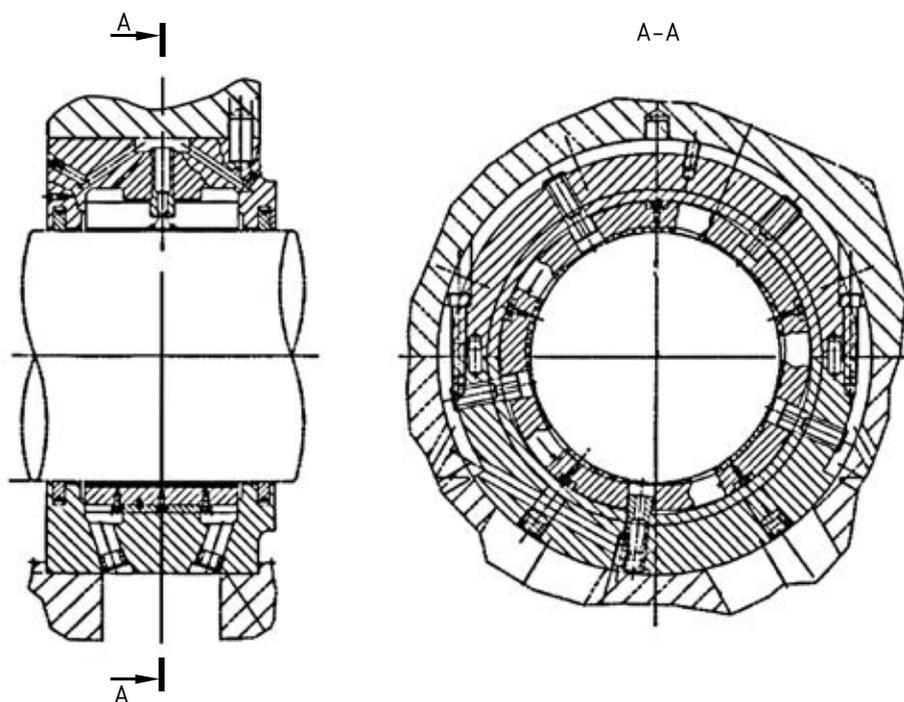


Рисунок 2.13. Опорный подшипник № 2

### 2.2.3. Секция системы сгорания топлива

В ГТУ используется многокамерная система сгорания противоточного типа, шесть камер которой установлены на выходном корпусе компрессора (рисунки 2.14 и 2.15).

В каждой камере сгорания установлено 5 топливных форсунок, каждая из которых содержит трубку предварительного смешения, в которой топливный газ смешивается с воздухом перед поступлением в первичную зону сжигания, и центральной части с контуром диффузии топливного газа.

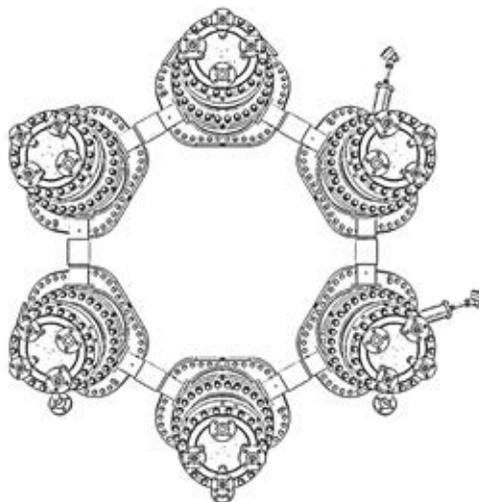


Рисунок 2.14. Узел камеры сгорания (вид по направлению потока)

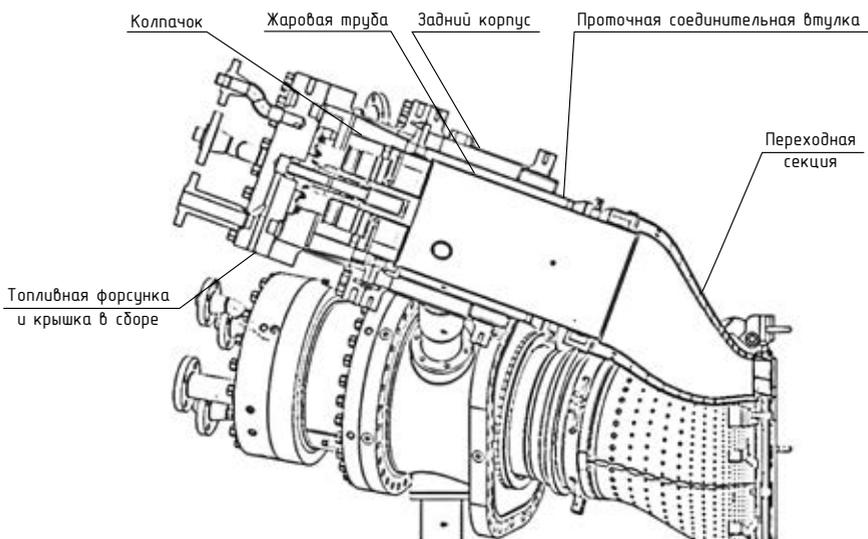


Рисунок 2.15. Продольный разрез камеры сгорания



Рисунок 2.16. 3D-модель топливной форсунки

Секция системы сгорания топлива состоит из шести камер сгорания. Каждая камера сгорания, в свою очередь, состоит из следующих элементов:

- заднего фланца камеры сгорания;
- внешнего пламяперекидного патрубка;
- внутреннего пламяперекидного патрубка;
- проточной соединительной втулки;
- жаровой трубы;
- колпачка;
- узла топливных форсунок с крышкой;
- переходной секции.

Дополнительно в камеры сгорания № 1 и 2 установлено по одному датчику пламени, в камеру сгорания № 6 – два датчика пламени; в камерах сгорания № 4 и 5 установлено по одной свече зажигания.

Поджиг газозвушной смеси осуществляется свечой зажигания, проходящей через задний фланец корпусной оболочки системы сгорания топлива, проточную соединительную втулку и жаровую трубу. Для поджига используется свеча зажигания с самоотводом. При повышении скорости вращения ротора компрессора и повышении давления воздуха свеча зажигания выталкивается из зоны горения.

Пламя, зажженное установленными в камеры сгорания № 4 и № 5 свечами зажигания (рисунок 2.17), распространяется на все остальные камеры сгорания через патрубки переброса пламени.

Датчики пламени, сигнализирующие о наличии пламени, установлены в жаровую трубу камер № 1, 2 и 6 (рисунок 2.18). Их используют для реализации и управления последовательностью запуска ГТУ.

Система сгорания топлива позволяет использовать газовое топливо с теплотворной способностью в пределах от 70 до 100% теплотворной способности природного газа, сохраняя при этом низкое содержание окислов азота в выходных газах. Такая задача выполняется за счет применения соответствующих топливу форсунок и системы распределения топливного газа, состоящей из запорных клапанов топливного газа и трех независимых регулирующих клапанов, которые образуют три независимых контура газа.

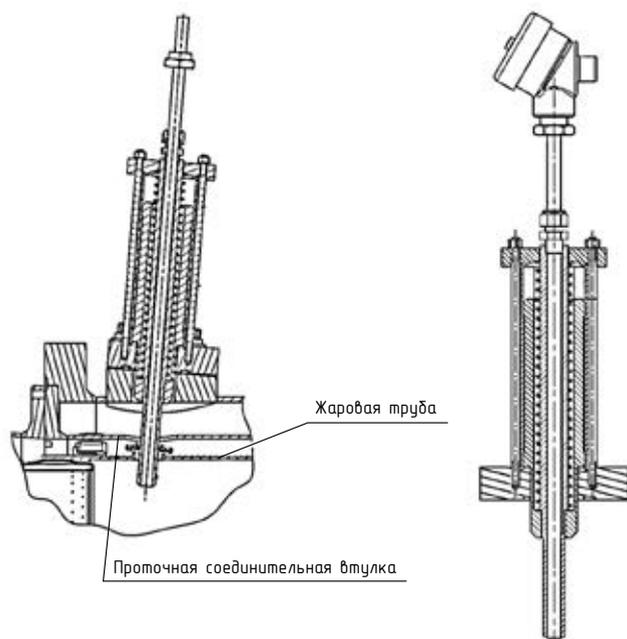


Рисунок 2.17. Свеча зажигания и устройство свечи зажигания

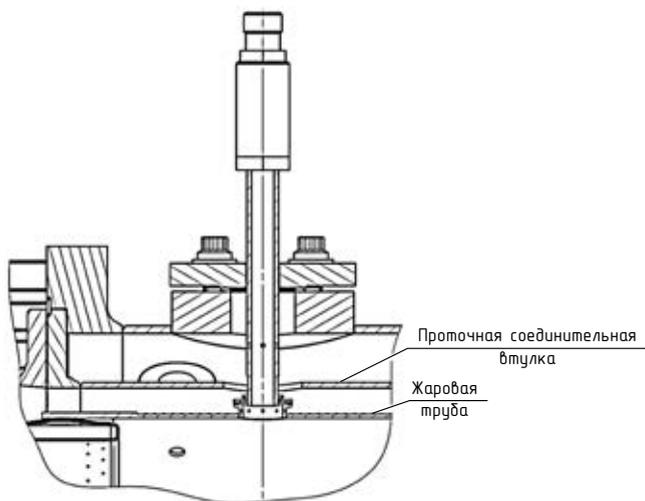


Рисунок 2.18. Датчик пламени и устройство датчика пламени

Система сгорания предусматривает использование диффузионного пламени в каждой форсунке с делением на ступени (рисунок 2.19).

Устойчивость (минимальные пульсации) пламени при работе на режиме предварительного смешения достигается за счет использования системы управления динамикой предварительного смешения.

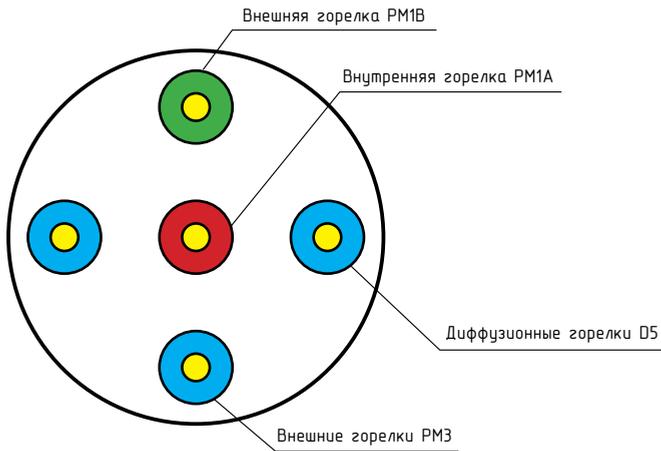


Рисунок 2.19. Система распределения топлива и управления топливной форсункой:  
3 линии предварительного смешения (PM1A, PM1B, PM3) и 1 диффузионная линия (D5)

Камеры сгорания соединены с сопловым аппаратом первой ступени переходниками. Каждый переходник фиксируется зажимом на опорном кольце соплового аппарата 1-й ступени турбины ВД и удерживается на выходном корпусе компрессора.

#### 2.2.4. Секция ТВД

Секция ТВД непосредственно соединена с осевым компрессором. ТВД представляет собой двухступенчатую турбину с воздушным охлаждением сопловых и рабочих лопаток, рассчитанных на достижение высокой эффективности в широком диапазоне мощностей.

ТВД состоит из следующих элементов (рисунок 2.20 – рисунок 2.22):

- корпуса турбины;
- сопловых лопаток 1-й и 2-й ступени турбины;
- рабочих колес 1-й и 2-й ступеней турбины.

Корпус ТВД выполнен литым, с горизонтальным разъемом, а его вертикальные фланцы крепятся к выходному корпусу компрессора передней стороной и к корпусу ТНД задней стороной.

В корпусе ТВД расположены бандажи и сопловые лопатки 1-й и 2-й ступеней. Бандажи установлены в специальные обработанные перегородки, которые образуют теплоизолирующий корпус и обеспечивают малый зазор уплотнения с периферией рабочих лопаток 1-й и 2-й ступени ротора. Зазор между бандажами изолируется герметизирующими планками.

Внутри заднюю поверхность бандажей 2-й ступени защищает от перегрева горячими газами теплоизолирующий корпус. Сопловые лопатки обеих ступеней турбины ВД охлаждаются воздухом (конвекционным и пленочным охлаждением) за счет пропуска воздуха через каждую лопатку воздуха, отобранного с седьмой ступени компрессора.

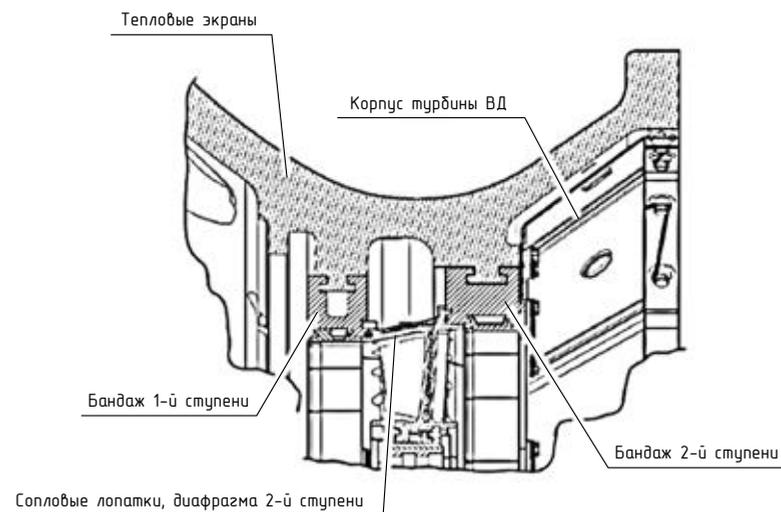


Рисунок 2.20. ТВД в сборе

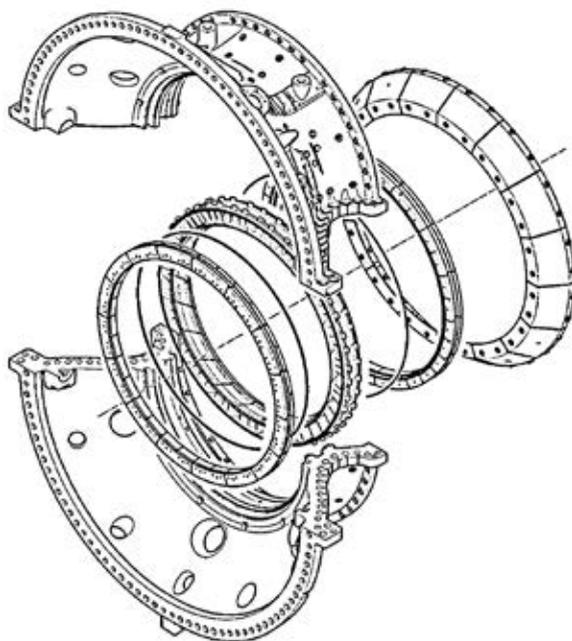


Рисунок 2.21. Подetailное изображение корпуса ТВД

Сопловые лопатки первой ступени разделены на две полости, в которых размещены отражательные вставки. Воздух проходит через пару вставок в противоположных направлениях. В задней вставке воздух поступает сверху, а в передней – снизу. Воздух, попадающий в переднюю полость, выпускается через отверстия во вход-

ной кромке и по обе стороны поблизости от входной кромки. Воздух, попадающий в заднюю полость, выпускается через дополнительные отверстия в пленке и щели в выходной кромке, оснащенные турбулизаторами.

Сопловые лопатки 2-й ступени консольно закреплены на подвеске за периферийную кромку, входящую в пазы внутренних бандажей 1-й и 2-й ступеней. Каждый сектор имеет три обтекаемые поверхности, на каждой из которых находится простая полость со сварной вставкой на внешней платформе для принудительного охлаждения. Охлаждающий воздух поступает сверху и выпускается через выпускные отверстия внутренней платформы и через отверстия в выходной кромке обтекаемых поверхностей.

Хвостовики рабочих лопаток 1-й и 2-й ступеней состоят из трех тангенциальных соединений типа «ласточкин хвост». На хвостовике предусмотрены два закрылка, препятствующие попаданию горячего газа во вращающиеся полости. В хвостовик установлен уплотнительный штифт, а для сокращения утечки газа используются уплотнительные планки.

Лопатки 1-й и 2-й ступеней охлаждаются с помощью воздуха, поступающего через восемь радиально расположенных отверстий в заднем валу ротора компрессора, которые расположены посередине уплотнительных колец нагнетания компрессора (уплотнения радиального ускорителя). Затем воздух по осевому каналу в заднем валу подается к рабочим колесам турбины. Охлаждающий воздух поступает в лопатки через соединения хвостовиков лопаток типа «ласточкин хвост».

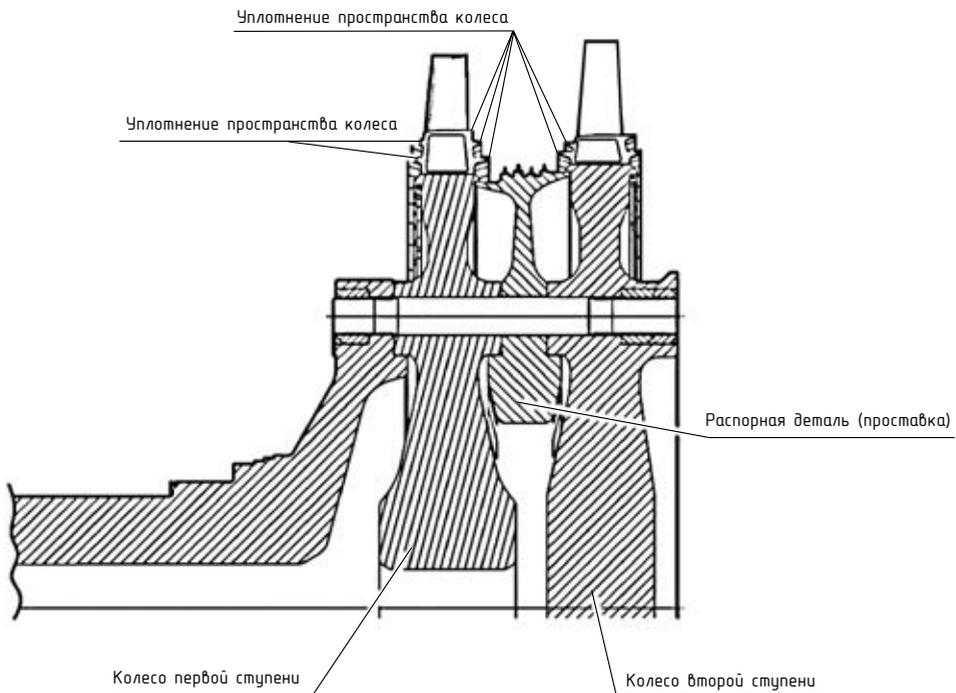


Рисунок 2.22. Рабочие колеса 1-й и 2-й ступеней ТВД

Наличие внутренних полостей обеспечивает конвекцию и внешнее пленочное охлаждение за счет прохождения охлаждающего потока по внутренним лабиринтным каналам с турбулизаторами, в то время как часть его выходит через входную и выходную кромку, создавая пленочное охлаждение.

## 2.2.5. Секция ТНД

Секция ТНД состоит из:

- переходных патрубков;
- корпуса ТНД 1-й ступени;
- корпуса ТНД 2-й ступени;
- выхлопного корпуса ТНД;
- ротора ТНД;
- подшипников.

Проточная часть образована двумя переходными патрубками (рисунки 2.23), которые закреплены на сопловых лопатках 1-й ступени ТНД. Внутренний диаметр наружного переходного патрубка совпадает с диаметром банджа 2-й ступени ТВД. Внутренний переходной патрубок расположен так, чтобы обеспечивался точный радиальный и осевой зазор с закрылками рабочих лопаток 2-й ступени ТВД.

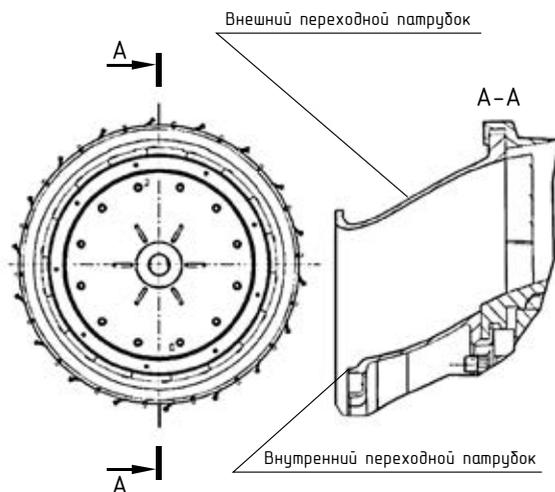


Рисунок 2.23. Переходные патрубки ТНД

Корпус 1-й ступени ТНД (рисунки 2.24) представляет собой оболочку с двумя фланцами, механическая обработка которых обеспечивает прилегание его переднего края к корпусу ТВД, а заднего края – к передней поверхности фланца корпуса 2-й ступени ТНД.

Внутри корпуса 1-й ступени ТНД установлен бандаж из сорока частей, которые установлены на специальные обработанные перегородки и закреплены болтами. На каждой части банджа путем припаивания установлено сотовое уплотнение.

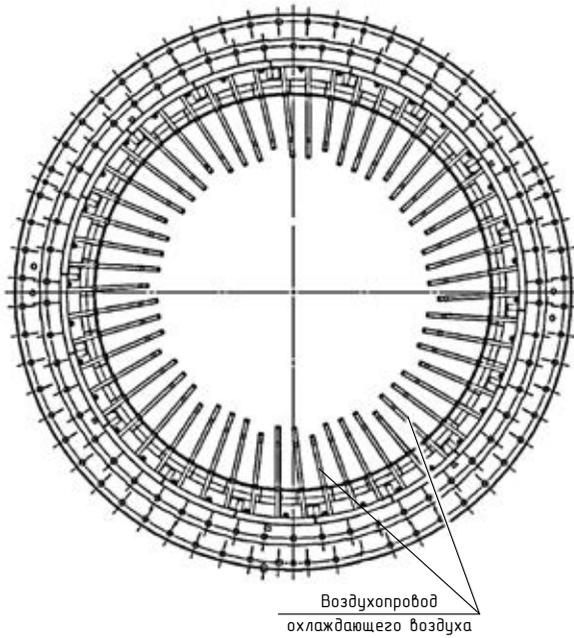


Рисунок 2.24. Корпус 1-й ступени ТНД (силовой)

Бандаж корпуса образует теплоизолирующий экран, а пористый материал обеспечивает надежное уплотнение зазора. Зазор между частями бандажа изолируется уплотнительными планками.

В корпусе 1-й ступени ТНД расположен сопловой аппарат 1-й ступени (рисунок 2.25).

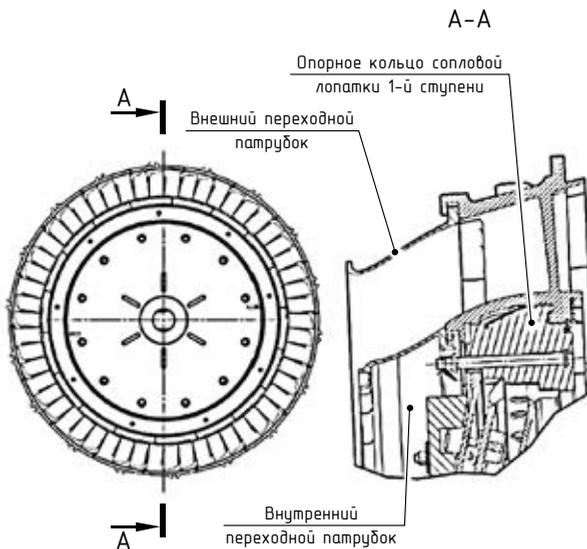


Рисунок 2.25. Сопловые лопатки 1-й ступени ТНД (силовой)

Сопловые лопатки установлены на корпусе при помощи опорного кольца и закреплены с помощью экрана и крепежных сегментов. Зазоры между сегментами сопловых лопаток уплотнены пластинами. Каждый сегмент сопловых лопаток пронумерован, благодаря чему в случае демонтажа его можно установить в прежнее положение.

В каждом сегменте сопловой лопатки есть сквозное отверстие. Отверстия во фланце корпуса, в сегменте сопловой лопатки и опорном кольце (всего 54) должны совпадать, так как в каждое отверстие вставляется трубка. По этим трубкам поступает охлаждающий воздух из выпускного отверстия четвертой ступени осевого компрессора. Сорок из этих трубок подают воздух в пространство между двумя стенками соединительной перегородки (эллиптический экран), а через среднее отверстие внутренней стенки – в переднее и заднее пространство рабочего колеса 1-й ступени и в переднее пространство рабочего колеса 2-й ступени. По остальным четырнадцати трубкам воздух поступает в пространство между внешней стенкой соединительной перегородки и прикрепленной к ней разделительной стенкой. Через отверстие в разделительной стенке воздух поступает в заднее пространство рабочего колеса 2-й ступени ТВД.

Корпус 2-й ступени ТНД (рисунок 2.26) представляет собой оболочку, все поверхности которой подвергнуты механической обработке. Это оболочка с одним фланцем, установленная между задним фланцем корпуса 1-й ступени ТНД и передним фланцем выходного корпуса выхлопной системы турбины.

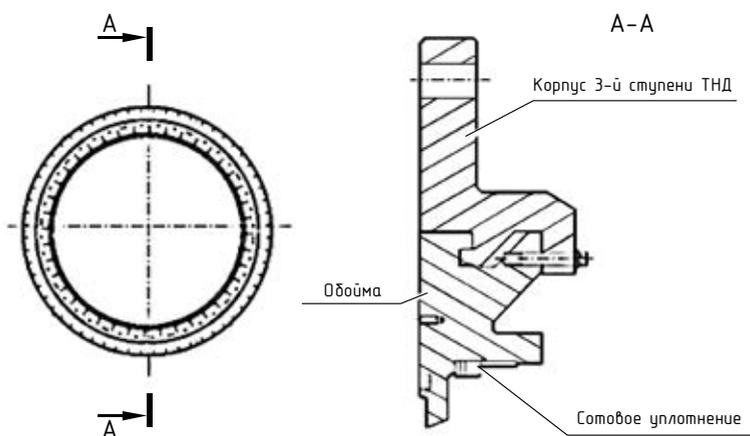


Рисунок 2.26. Корпус 2-й ступени ТНД

Внутри корпуса 2-й ступени ТНД расположен бандаж из сорока частей, которые установлены на перегородки в форме подвески и закреплены болтами. На каждую часть бандажа припаяно сотовое уплотнение. Сорок частей бандажа, установленных на корпусе, образуют теплоизолирующий экран, а пористый материал обеспечивает надежное уплотнение зазора. Зазор между частями бандажа уплотняется пластинами.

В корпусе 2-й ступени ТНД расположен сопловой аппарат 2-й ступени, состоящий из сегментов (рисунок 2.27).

В каждом сегменте сопловых лопаток 2-й ступени находятся по три лопатки. Сегменты установлены на диафрагму (по одной диафрагме на каждый сегмент

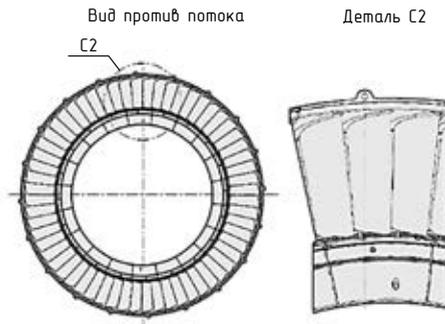


Рисунок 2.27. Сопловые лопатки и диафрагма 2-й ступени ТНД

сопловых лопаток), которая включает сотовое уплотнение, обеспечивающее качественное уплотнение зазора между диафрагмой и дисковой проставкой ротора ТНД. Сопловые лопатки 2-й ступени крепятся к бандажам 2-й ступени на установочные штифты и крепежные скобы. Зазоры между сегментами сопловых лопаток и сегментами диафрагмы уплотняются пластинами.

Ротор ТНД (рисунок 2.28 и рисунок 2.29) состоит из вала, с одной стороны которого находится фланец для соединения с ведомым механизмом, а с другой стороны (спереди) – специальный фланец для соединения с рабочими колесами ТНД. На валу

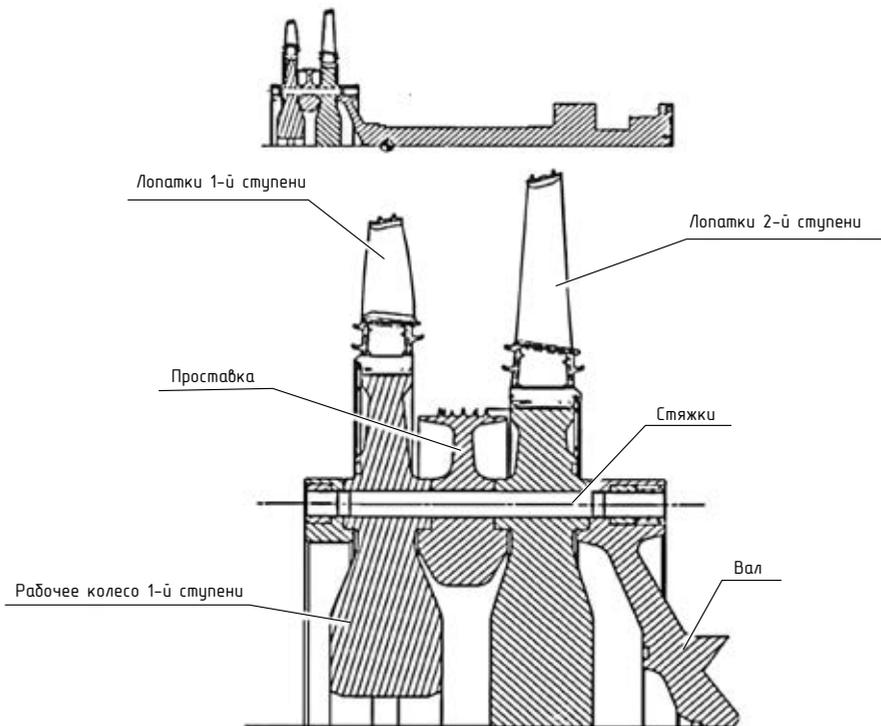


Рисунок 2.28. Ротор ТНД

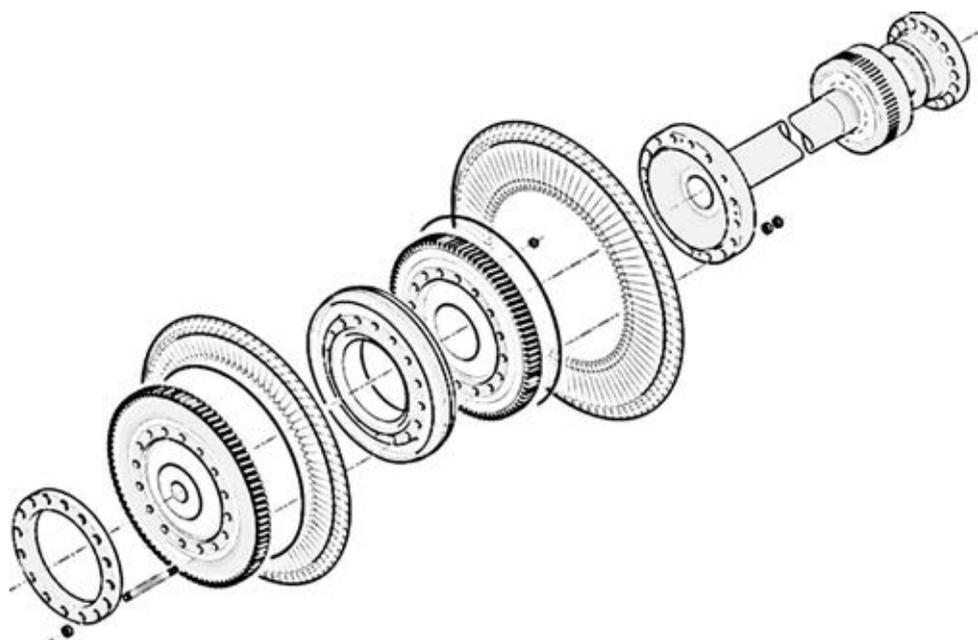


Рисунок 2.29. Подетальное изображение ротора ТНД

есть обработанные поверхности для сопряжения с опорным подшипником, а сзади – поверхности для сопряжения с опорно-упорным подшипником.

Рабочие колеса ТНД устанавливаются на вал с натягом горячей посадкой. Между двумя колесами также путем горячей посадки устанавливается дисковая проставка. Рабочие колеса и проставка крепятся к валу при помощи шестнадцати соединительных тяговых креплений.

Перед сборкой все элементы ротора ТНД проходят динамическую балансировку по отдельности, а после сборки осуществляется динамическая балансировка ротора в целом. Затем устанавливают лопатки ТНД, и после установки лопаток осуществляют динамическую балансировку ротора в сборе.

Лопатки 1-й и 2-й ступеней ТНД имеют на конце пера плотно прилегающие бандажные полки для минимизации уровней вибрации. Хвостовики имеют полку для ослабления теплового потока в направлении рабочих колес и крепления елочного типа.

Уплотнительные планки герметизируют зазор между полками хвостовиков.

Во избежание попадания горячего газа в полости между колесами и проставкой на полке лопаток со стороны входа предусмотрено два уплотнения типа закрылков, а со стороны выхода – одно уплотнение.

Ротор ТНД установлен на два подшипника скольжения (рисунок 2.30). Опорный подшипник № 3 расположен спереди, а подшипник № 4 – сзади. Подшипник № 4 представляет собой комбинированный опорно-упорный подшипник. Подушки и колодки опорного и опорно-упорного подшипников покрыты баббитом. Оба подшипника оснащены системой объемного дозирования.

Реакции на вес подшипников № 3 и 4 – (рисунок 2.31).

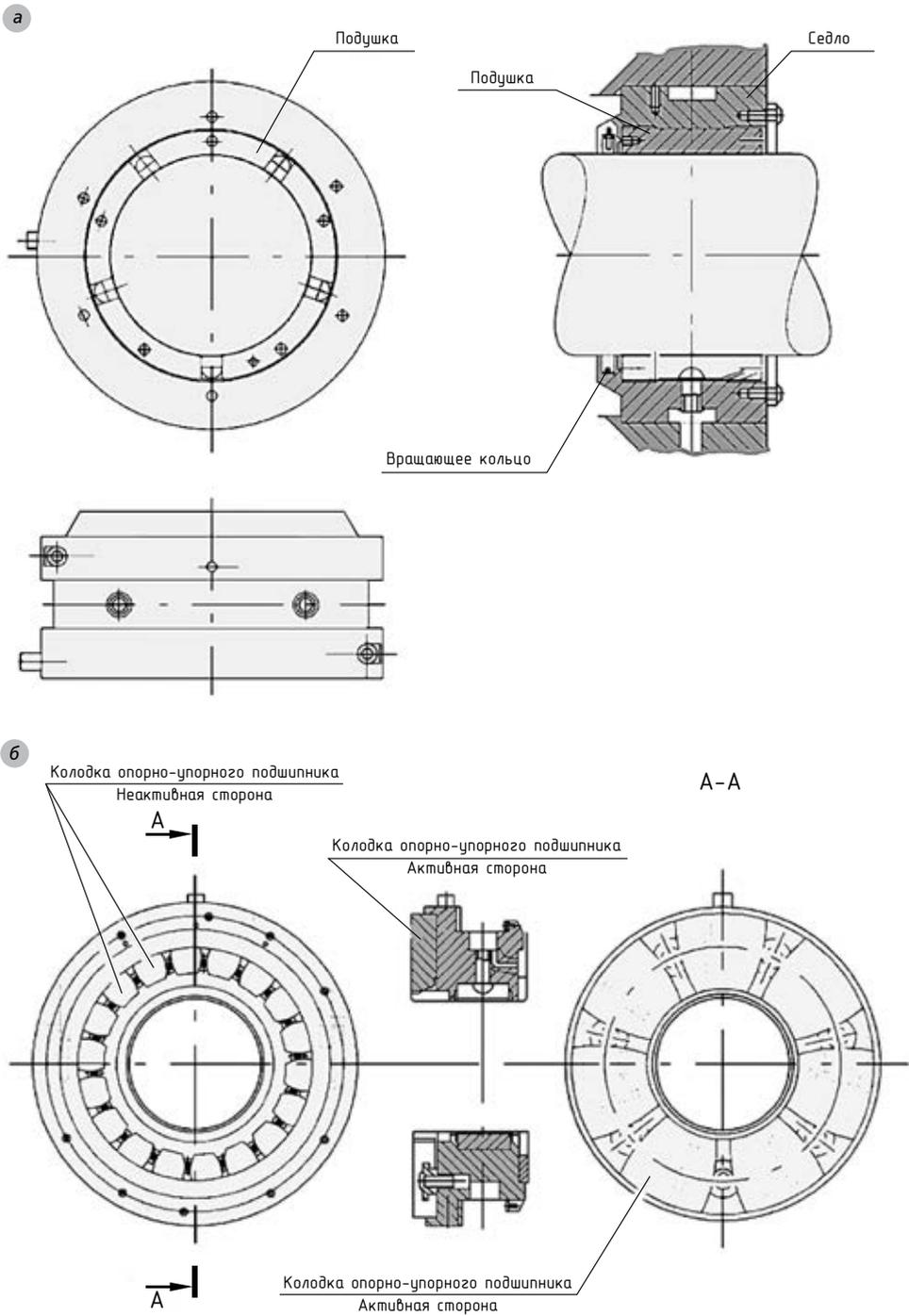


Рисунок 2.30. Подшипники ТНД: а) опорный подшипник № 3;  
б) комбинированный опорно-упорный подшипник № 4

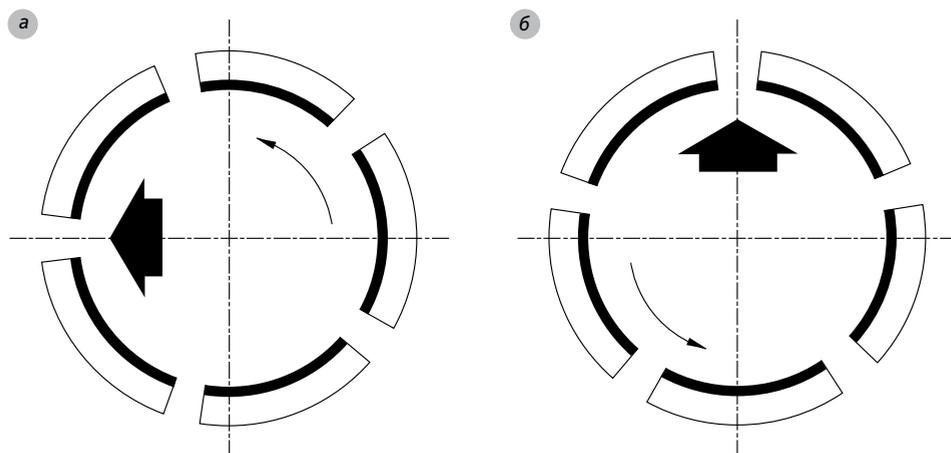


Рисунок 2.31. Реакция на нагрузку: а) опорного подшипника № 3; б) опорно-упорного подшипника № 4

Ротор ТНД размещен в литом корпусе (рисунок 2.32). В литой корпус опор ротора входит нижняя половина корпуса подшипника № 4 (со стороны ведомого механизма). Корпуса подшипника № 4 и подшипника № 3 (со стороны рабочих колес) крепятся к корпусу опор вала болтами или винтами.

Воздушные и масляные уплотнения со стороны рабочих колес опираются на опору подшипника № 3, а воздушные и масляные уплотнения со стороны ведомого механизма – на опору подшипника № 4.

Выхлопной корпус ТНД состоит из литого наружного корпуса и внутреннего корпуса, соединенных между собой шестью равноудаленными стойками (рисунок 2.33).

Между внешним и внутренним корпусами установлен выхлопной диффузор (внутренний диффузор), по которому проходят горячие газы. Выхлопной диффузор

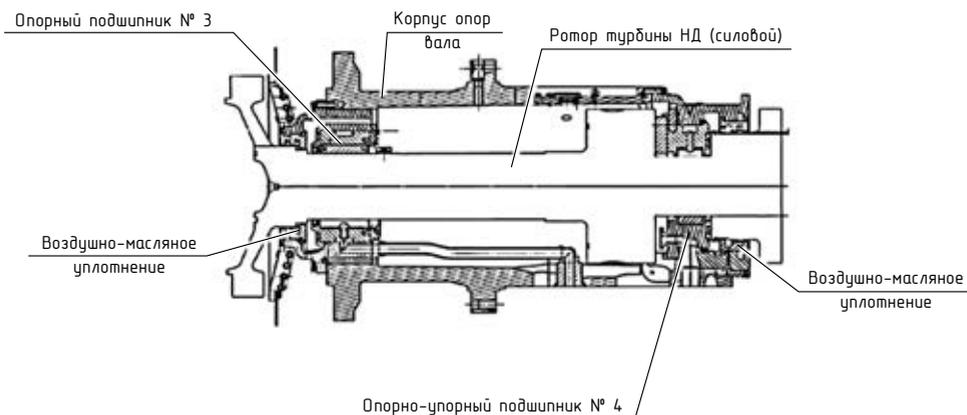


Рисунок 2.32. Корпус опор вала ТНД (силовой)

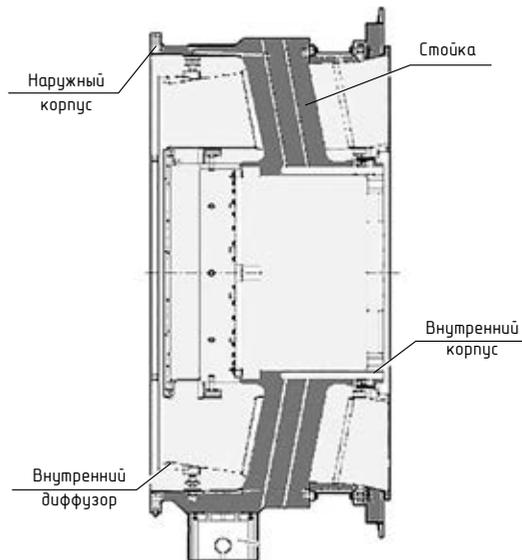


Рисунок 2.33. Выхлопной корпус в сборе

состоит из двух частей (передней и задней), сваренных по окружности и вдоль стоек, и образует защитный экран от излучения горячих газов.

Шесть стоек, соединяющих внутренний и внешний корпус, защищены экранами обтекаемой формы, приваренными к переднему и заднему диффузору выхлопного корпуса турбины. Передний фланец выхлопного корпуса крепится к фланцу корпуса 2-й ступени ТНД болтами, а к заднему фланцу корпуса 1-й ступени – соединительными тяговыми креплениями.

С задней стороны на внутреннем выхлопном корпусе расположен фланцевый разъем, к которому болтами крепится корпус опорно-упорного подшипника ТНД.

В нижней части выхлопного корпуса находится клиновая врезная шпонка, вставленная в точно подогнанное отверстие и закрепленная болтами и установочными штифтами. Слева и справа от внешнего корпуса – в плоскости горизонтального разреза – в отверстия вставлено по одному штифту, закрепленному болтами. Штифтами завершается сборка правой и левой лап в задней части газовой турбины. Лапы, прикрученные к раме турбины, несут вес задней части газовой турбины, а вставленная в прижимной клин клиновая врезная шпонка, сваренная с прикрученной к раме турбины закладной плите, представляет собой фиксирующую точку, ограничивающую продольное перемещение выхлопного корпуса.

## 2.2.6. Секция выхлопной системы ГТУ

Секция выхлопной системы ГТУ состоит из диффузора выхлопной системы и выхлопного патрубка.

Диффузор выхлопной системы ГТУ (внешний диффузор) крепится болтами к заднему фланцу выхлопного корпуса ТНД, переносящего поток горячих газов от вну-

тренного диффузора в выхлопной патрубке, в то же время плавно поворачивая его на  $90^\circ$ , после чего горячие газы направляются в выхлопной газопровод. Внешний диффузор сзади соединен с выхлопным патрубком и опирается на него.

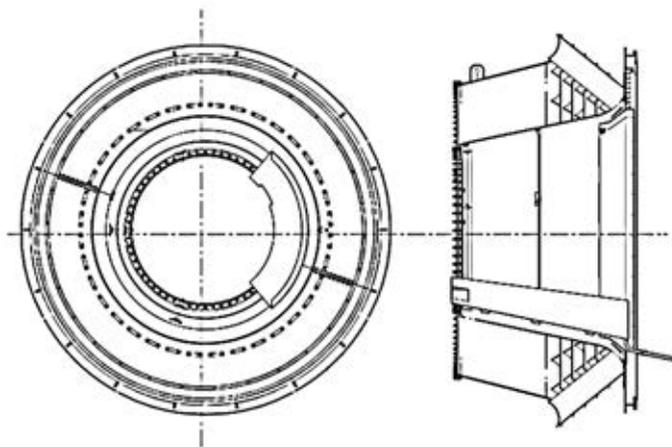


Рисунок 2.34. Диффузор выхлопной системы ГТУ

Выхлопной патрубок (рисунок 2.35) состоит из стальной сварной конструкции, имеющей опорные лапы с отверстиями, за которые крепится к раме турбины. На передней стороне выхлопной патрубок имеет фланец, к которому гибкими листами крепится опорное кольцо выхлопного диффузора, соединенного с выхлопным корпусом ТНД.

К фланцу, расположенному в задней части выхлопного патрубка, гибкими листами крепится диффузор выхлопной системы, образуя соединение типа компенсатора. К выхлопному патрубку приварен ряд гильз для установки термопар измерения температуры выхлопных газов. Фланцы стенок выхлопного диффузора позволяют установить два расширительных короба, которые увеличивают проходное сечение газотока и обеспечивают таким образом беспрепятственный отвод горячих газов.

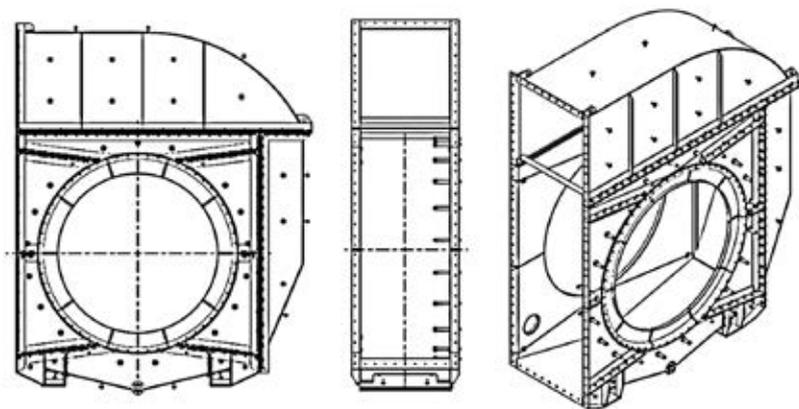


Рисунок 2.35. Монтажная сборка выхлопного патрубка

## 2.3. Рама турбины

Рама турбины (рисунок 2.36, рисунок 2.37) изготовлена преимущественно из двутаврового проката и листа из конструкционной стали. Газовая турбина установлена на раме при помощи двух передних опор, которые регулируются в продольном направлении, и двух задних опорных лап.

Пара передних опор является гибкой и допускает расширение вперед в сторону всасывающего патрубка. Пара задних стоек закреплена продольно, и поскольку обладает гибкостью в поперечном направлении, то по продольной оси двигателя к раме закреплен болтами прижимной клин, а в него вставляется клиновидная врезная шпонка, соединенная с выхлопным корпусом турбины, которая с помощью двух направляющих винтов удерживает в нужном положении продольную ось газовой турбины.

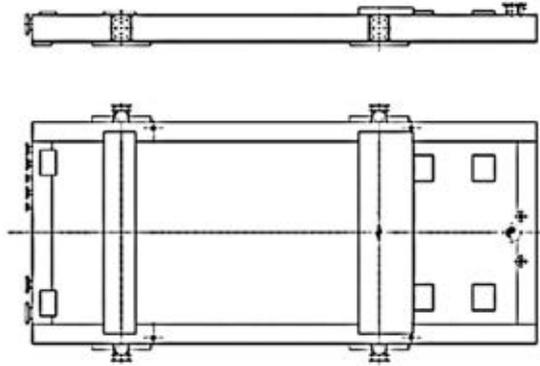


Рисунок 2.36. Рама турбины

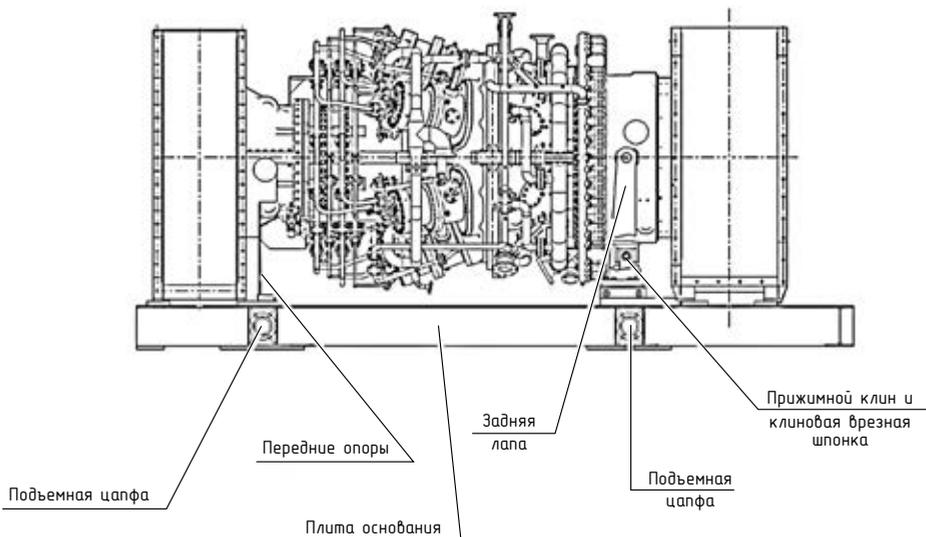


Рисунок 2.37. Газовая турбина на раме

К продольным двутавровым балкам рамы турбины в точках, соответствующих поперечным несущим балкам, приварены четыре подъемные цапфы. Из-за прогиба продольных балок рамы запрещается поднимать раму с турбиной, закрепленной на задних стойках.

Прежде чем поднимать раму с установленной на ней турбиной, следует отпустить, но не вынимать болты, которыми крепятся к раме задние опорные лапы. Достаточно приподнять двигатель за точку установки прижимного клина (с помощью винтового домкрата или гидравлического домкрата с защитной блокировкой) и получить возможность закрутить транспортировочные винты в существующие резьбовые отверстия в клиновой врезной шпонке.

## 2.4. Рама вспомогательная опорная

Рама вспомогательная опорная изготовлена из двутаврового проката и пластин из конструкционной стали (рисунок 2.38).

РВО включает в себя маслбак для масла системы смазки с соответствующими приспособлениями для заливки, дренажа, вентиляции и продувки. По обе стороны снизу к боковым балкам приварено по пять закладных плит, которые обеспечивают точность размещения рамы на фундаменте. На РВО размещено следующее оборудование:

- пусковая система с механизмом вращения ротора;
- система подачи смазочного масла;
- система подачи топливного газа;
- система продувки топливного газа.

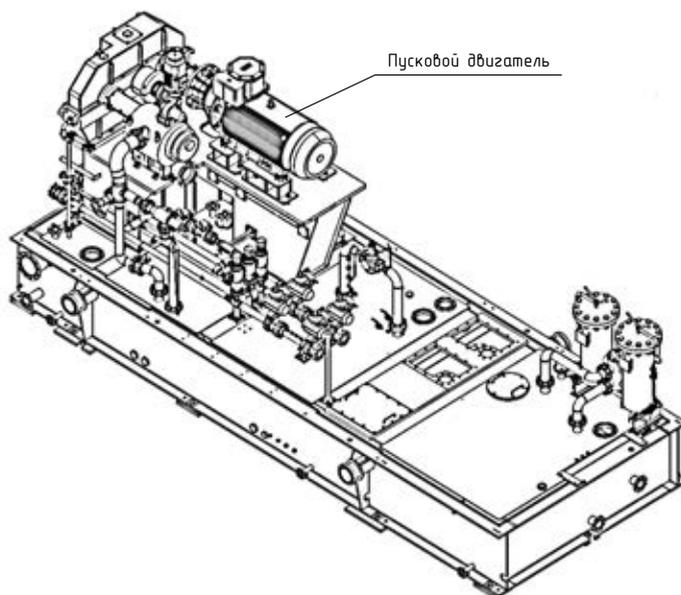


Рисунок 2.38. Рама вспомогательная опорная

### 2.4.1. Пусковая система (электрический двигатель)

Пусковая система состоит из следующих элементов:

- электрического двигателя, соединенного с преобразователем крутящего момента;
- самосинхронизирующейся муфты;
- вспомогательного редуктора;
- валоповоротного устройства в комплекте с электродвигателем переменного тока и автоматической муфтой (в сборе со вспомогательным редуктором).

Электрический двигатель, соединенный с преобразователем крутящего момента, приводит в движение насос преобразователя момента, который подает масло в гидравлическую турбину, подключенную к валу третьего зубчатого колеса вспомогательного редуктора через самосинхронизирующуюся муфту.

Вспомогательный редуктор расположен на РВО с внутренней стороны (со стороны газовой турбины) и представляет собой набор зубчатых передач с тремя зубчатыми колесами. Второе (среднее) зубчатое колесо соединено с ротором ТВД. Третье зубчатое колесо соединено с самосинхронизирующейся муфтой пусковой системы. Первое зубчатое колесо при помощи размещенной спереди муфты связано с главным насосом системы смазки, а также через вращающийся вал связано с главным насосом гидравлического масла, который напрямую соединен с корпусом вспомогательного редуктора.

При запуске пусковая система выполняет три основные функции: приводит в движение (снимает с тормоза) ротор ТВД; разгоняет ротор до скорости розжига; разгоняет ТВД до скорости самоподдерживающегося режима, то есть до скорости вращения, при которой газовая турбина развивает эффективную полезную положительную выходную мощность. При этой скорости происходит размыкание самосинхронизирующейся муфты и остановка пускового двигателя.

В процессе останова газовой турбины, когда останавливается ротор ТВД, валоповоротное устройство автоматически включается и вращает ротор со скоростью 30 об/мин во избежание его искривления в ходе охлаждения. В случае повторного пуска происходит автоматическое расцепление и отключение валоповоротного устройства.

В пусковой системе используется смазочное масло системы смазки газовой турбины. Смазочные трубки редуктора, самосинхронизирующейся муфты и муфты валоповоротного устройства описаны в следующей главе.

### 2.4.2. Система смазки

Система смазки предназначена для подачи отфильтрованного минерального масла нужной температуры и давления к подшипникам и вспомогательным устройствам турбины (преобразователю крутящего момента, вспомогательному редуктору), а также к соединительной муфте редуктора вспомогательных устройств, нагрузочному редуктору и центробежному компрессору.

Основными элементами системы подачи смазочного масла являются:

- маслобак;
- масляный сепаратор;

- насосы смазочного масла;
- фильтры смазочного масла;
- клапаны;
- контрольно-измерительные приборы.

Маслобак входит в состав РВО. Внутренние поверхности бака окрашены в один слой (*толщиной 50 мкм*) неорганической краской. Бак оснащен подключениями для заливки, дренажа, вентиляции и продувки. Подключение для продувки располагается выше уровня отвода смазочного масла.

В баке предусмотрено подключение к циркуляционному контуру маслоохладителя. В верхней части предусмотрено два люка для осмотра внутренних поверхностей и технического обслуживания. Указатель уровня показывает уровень смазочного масла в баке, а датчик уровня разрешает или запрещает работу насосов и/или двух электронагревателей.

Устройство для удаления масляного тумана отсасывает пары, отделяет от паров капли масла и отводит пары в безопасную зону, а капли масла попадают обратно в бак.

Бак смазочного масла имеет подключения для возврата смазочного масла после смазки подшипников газовой турбины, смазки редуктора вспомогательных устройств и соединительной муфты редуктора вспомогательных устройств, слив масла с маслоохладителей и отводов к преобразователю момента и от него. Предусмотрены также отводы для возврата смазочного масла с ЦБК.

Система смазки оснащена главным, вспомогательным и аварийным насосами смазочного масла.

Главный масляный насос приводится в движение посредством вспомогательного редуктора от ротора ТВД и осуществляет подачу масла при нормальной работе агрегата под нагрузкой. Главный масляный насос представляет собой шестеренчатый насос, в нагнетательном трубопроводе которого установлен обратный клапан с отверстием в створке, необходимый для недопущения осушения насоса во время работы вспомогательного маслонасоса.

Вспомогательный маслонасос приводится в движение посредством электродвигателя переменного тока и используется, главным образом, во время отработки программ запуска и останова агрегата. При этом вспомогательный маслонасос способен полностью обеспечивать агрегат смазочным маслом на всех эксплуатационных режимах.

Аварийный маслонасос приводится в движение посредством электродвигателя постоянного тока в случае отключения электроэнергии переменного тока во время остановки газовой турбины и в период ее охлаждения.

Вспомогательный и аварийный маслонасосы представляют собой насосы центробежного типа (вертикальные), рабочие колеса которых погружены в масляный бак. На всасе обоих насосов установлены сетчатые фильтры.

Масло смазки проходит через сдвоенный фильтр со сменными фильтрующими элементами, оборудованный трехходовым клапаном непрерывного потока и переключной трубкой.

Из коллектора, находящегося после фильтра, масло попадает в два маслопровода, по которым далее поступает во вспомогательный маслонасос и во всасывающий трубопровод насоса преобразователя крутящего момента, благодаря чему эти всасывающие трубопроводы всегда заполнены маслом.

Давление масла смазки в коллекторе снижается на калиброванном сужающем устройстве и регулирующем клапане давления «после себя». На выходе из масляного коллектора после регулирующего клапана давления «после себя» находится трубка для смазки самосинхронизирующейся муфты валоповоротного устройства, редуктора вспомогательных систем, соединительной муфты редуктора вспомогательных систем (с трубопроводами вне двигателя), подшипника № 1 ТВД (комбинированного опорно-упорного подшипника) и опорного подшипника № 2, опорного подшипника № 3 ТНД (силовой) и комбинированного опорно-упорного подшипника № 4, с трубопроводами на газовой турбине. На выходе из масляного коллектора находится маслопровод смазки приводных устройств (нагрузочного редуктора, если таковой имеется, и ведомого механизма).

Контроль работы системы смазки осуществляется по приборам измерения давления и температуры.

Клапан регулятора давления «до себя» регулирует давление масла в линии нагнетания главного маслонасоса путем байпасирования масла из трубопровода в маслобак.

Установленный в нагнетательном трубопроводе главного и вспомогательного насосов датчик давления инициирует предупредительный сигнал и выдачу сигнала на включение вспомогательного насоса при падении давления в этой точке ниже заданного значения.

Установленный на фильтре датчик разности давлений инициирует предупредительный сигнал в случае превышения заданного значения разности давлений.

Установленный после фильтра в коллекторе смазочного масла датчик температуры инициирует предупредительный сигнал в случае превышения заданного значения температуры.

Два датчика давления, установленные в коллекторе смазочного масла у трубопровода, выходящего к подшипникам ТНД, инициируют предупредительный сигнал и аварийную остановку агрегата при падении давления масла в этой точке ниже заданного значения. При этом также инициируется сигнал и на включение аварийного маслонасоса.

Смотровые стекла (в стандартном исполнении) и термоэлементы (дополнительные) позволяют контролировать наличие расхода и температуру масла на выходе из подшипников газовой турбины.

Через смотровые стекла контролируется расход масла на выходе из редуктора вспомогательных систем и соединительной муфты редуктора вспомогательных систем.

Два датчика давления, расположенные в верхней части маслобака, инициируют предупредительный сигнал в случае превышения разности между атмосферным давлением и давлением паров внутри бака со смазочным маслом заданного значения.

По показаниям датчика температуры смазочного масла в баке формируются сигналы на включение или выключение нагревателей смазочного масла, а также запрет на запуск установки при падении температуры смазочного масла в баке ниже заданного значения.

Датчик уровня смазочного масла в баке инициирует сигнал на запрет запуска насоса и запуск/работу нагревателя согласно заданным значениям.

### 2.4.3. Система подачи топливного газа

Система подачи топливного газа предназначена для подачи топливного газа требуемого количества в камеры сгорания газовой турбины на режимах пуска, рабочих режимах и режимах нормального останова агрегата.

Газ к ГТУ поступает от блока подготовки топливного газа – стационарного или агрегатного.

Элементы системы подачи топливного газа смонтированы на РВО совместно с элементами системы продувки. Основными элементами системы подачи топливного газа, установленными на РВО, являются:

- фильтр топливного газа;
- два стопорных клапана;
- три регулирующих клапана.

Фильтр топливного газа очищает поступающий из трубопроводной системы подачи газ перед подачей его к стопорным клапанам топливного газа.

Стопорные клапаны предназначены для использования в качестве запорных устройств с дистанционным управлением для мгновенного отсечения потока газа при сигналах аварийной остановки. Принцип работы этих клапанов (двухходовые клапаны пилотного типа) заключается в использовании энергии рабочей среды для их работы. Двухходовые электромагнитные клапаны управляются сигналами агрегатной автоматики. При их срабатывании газ поступает из коллектора топливного газа на рабочий поршень клапана, который перемещается в сторону открытия клапана за счет давления топливного газа, сжимая при этом возвратную пружину, работающую в сторону закрытия стопорного клапана. При отключении питания электромагнитных клапанов камера рабочего поршня соединяется с выпускным коллектором (свечным трубопроводом), что приводит к резкому падению давления в камере рабочего поршня, и под действием усилий возвратных пружин стопорные клапаны закрываются. При аварийной остановке топливный газ из коллектора сбрасывается в свечные трубопроводы через установленные на них электромагнитные клапаны. Один сбросной трубопровод расположен перед стопорными клапанами, другой – в проставке между стопорными клапанами. Топливный газ от стопорных клапанов поступает к трем регуливающим клапанам – одному однодюймовому и двум двухдюймовым.

Регулирующие клапаны управляются командными сигналами агрегатной автоматики, осуществляя дозированную подачу топливного газа в камеру сгорания турбины. Массовый расход газа через три регулирующих клапана рассчитывается на основании данных с установленных в коллекторе датчиков давления газа и с датчиков положения регулирующих клапанов.

Каждый регулирующий клапан оснащен электромеханическим приводом, основными элементами которого являются бесщеточный электродвигатель, шариковая передача, возвратная пружина, датчик положения. Вращение двигателя приводит к перемещению плунжера клапана. Управление электроприводом осуществляется блоком управления, приводящим в действие электродвигатель в соответствии с поступающим от агрегатной автоматики сигналом управления 4-20 мА. Газ от каждого регулирующего клапана поступает в соответствующий коллектор, установленный на раме турбины. Каждый коллектор подключен гибкими шлангами к шести камерам сгорания. Топливный газ подается в шесть камер сгорания тремя отдельными газовыми контурами.

Датчик температуры, расположенный на трубопроводе топливного газа после фильтра топливного газа, и расположенный в том же трубопроводе датчик давления позволяют запустить агрегат при соответствии измеряемых величин заданным значениям.

Два датчика давления, расположенные на трубопроводе топливного газа после стопорных клапанов топливного газа, служат для контроля давления топливного газа после этих клапанов.

Датчики разности давления, установленные в верхней точке коллектора топливного газа и подключенные к нагнетательному воздухопроводу осевого компрессора, контролируют перепад давлений между давлением топливного газа перед камерами сгорания и давлением воздуха в нагнетании осевого компрессора. При падении разности давлений ниже заданного значения происходит срабатывание предупредительного сигнала.

#### 2.4.4. Система продувки тракта топливного газа

Компоненты системы продувки тракта топливного газа, как и система подачи топливного газа, установлены на раме РВО. Продувочный воздух, поступающий из нагнетательного трубопровода осевого компрессора, используется для продувки трубопроводов топливного газа от двухдюймовых регулирующих клапанов, когда по ним не проходит топливный газ. В системе продувки предусмотрены по два продувочных клапана для каждого из независимых контуров топливного газа, из трубопровода между клапанами предусмотрен выпуск воздуха на свечу через электромагнитный клапан.

При отсутствии продувки оба клапана закрыты. Продувочный клапан со стороны топливного газа перекрывает линию выпуска, препятствуя утечке топливного газа.

Управление продувочными клапанами осуществляется электромагнитными клапанами, подающими инструментальный воздух к пневмоприводам клапанов. При подаче питания на электромагнитный клапан инструментальный воздух через золотниковый клапан поступает под поршень пневматического цилиндра, в результате чего продувочный клапан открывается. При снятии питания подвод инструментального воздуха перекрывается, через выпускное окно золотникового клапана воздух из пневматического цилиндра сбрасывается, и под действием пружин цилиндра продувочный клапан закрывается.

Регулировочный клапан в линии пневматического питания непосредственно перед каждым электромагнитным клапаном служит для настройки времени перестановки продувочного клапана.

Установленный перед одним из продувочных клапанов датчик температуры инициирует предупредительный сигнал в случае превышения заданного значения температуры.

### 2.5. Система инструментального воздуха

Для питания пневматических исполнительных механизмов ГТУ используется технологический воздух. Блок подготовки инструментального воздуха (станционный или агрегатный) обеспечивает подачу сухого очищенного воздуха с давлением

0,6-0,7 МПа (изб.) с параметрами качества по классу 3.1.3 согласно ISO 8573.1. Трубопроводы подачи воздуха к ГТУ и в ГТУ выполнены из коррозионностойких материалов. Расчетное давление системы инструментального воздуха ГТУ – 0,9 МПа (изб.).

## 2.6. Система охлаждающего и уплотнительного воздуха

Система охлаждающего и уплотнительного воздуха подает охлаждающий воздух к задней части области рабочего колеса 2-й ступени ТВД, к передней и задней стороне области рабочего колеса 1-й и 2-й ступеней ТНД, на охлаждение стоек выходного корпуса ТНД и как уплотнительный воздух – к масляным уплотнениям всех подшипников газовой турбины. Отбор этого воздуха осуществляется с 4-й ступени осевого компрессора. Непрерывная местная продувка из трубопровода уплотнительного воздуха препятствует проникновению конденсата к уплотнениям подшипников.

Система подает охлаждающий воздух также на сопловый аппарат 1-й и 2-й ступеней ТВД. Отбор этого воздуха осуществляется с 7-й ступени осевого компрессора.

Охлаждающий воздух в заднюю часть 1-й ступени и в переднюю часть 2-й ступени пространства рабочих колес ТВД подается через отверстия в заднем валу компрессора.

Передняя часть пространства рабочего колеса 1-й ступени ТВД охлаждается воздухом с выхода компрессора через уплотнения между корпусом компрессора и ротором.

Отбор с 7-й ступени осевого компрессора используется также для избежания помпажа при пуске газовой турбины. Один двухпозиционный клапан, питаемый инструментальным воздухом через электромагнитные и пневматические клапаны, пропускает отбираемый воздух в выпускную камеру газовой турбины.

Воздух, отобранный с выхода осевого компрессора, подается в систему продувки тракта топливного газа.

Для контроля давления воздуха, охлаждающего сопловой аппарат 1-й и 2-й ступеней ТВД, установлен один датчик давления на отборе с 7-й ступени.

## 2.7. Система управления и защиты

С целью контроля технологического состояния газовой турбины и недопущения аварийных ситуаций в системе управления и защиты используются следующие измерительные приборы.

Для контроля вибрации ротора ТВД и ТНД и защиты от превышения допустимых значений используются датчики сейсмического типа (виброскорости) с выходным сигналом, пропорциональным скорости вибрации (мм/с). Датчики близости с фазоотметчиком расположены на подшипниках № 1 и 4. С целью контроля радиальной вибрации на подшипниках № 1, 2, 3 и 4 размещены бесконтактные датчики вибрации.

Для контроля осевого перемещения роторов ТВД и ТНД и защиты от недопустимого осевого сдвига в опорно-упорных подшипниках № 1 и 4 применены датчики осевого перемещения.

Для контроля температуры подшипников турбины и защиты в случае превышения температуры подшипников в подушки подшипников № 1, 2, 3 и 4, а также в нерабочие и рабочие колодки опорно-упорных подшипников № 1 и 4 установлены термометры сопротивления.

Программное управление частотой вращения ротора, регулирование и защита от превышения частоты вращения осуществляется с помощью шести магнитных датчиков, расположенных в корпусе подшипников № 1 и 4. Значения частоты вращения определяются за счет изменения магнитного поля вследствие последовательного хода зубьев и канавок ротора под магнитными полюсами датчиков во время вращения ротора.

Соответствующими измерительными приборами осуществляется контроль работоспособности осевого компрессора по давлению во входном патрубке (преобразователе абсолютного давления), температуре на входе в осевой компрессор, давлению нагнетания осевого компрессора, температуре нагнетания осевого компрессора и температуре точки росы окружающего воздуха.

Контроль устойчивости сгорания осуществляется с использованием пьезоэлектрического преобразователя давления, расположенного на каждой камере сгорания. Пьезоэлектрический преобразователь давления защищает элементы системы камеры сгорания турбины от чрезмерных колебаний давления.

Измерение температуры рабочего пространства колеса ТВД и ТНД позволяет контролировать правильность воздействия воздушного охлаждения. С этой целью слева и справа, для передней и задней поверхности каждого колеса турбины, установлены термопары.

Для регулирования и защиты контролируется температура на выходе турбины (21 термопара по окружности на задней стенке камеры выхлопной системы).

## 2.8. Система автоматического управления газовой турбиной

Для управления газовой турбиной применен блок управления газовой турбиной, который входит в состав САУ ГПА.

САУ ГПА представляет собой распределенную систему управления, состоящую из агрегатных интеллектуальных станций, интегрируемых в технологические узлы ГПА и соединенных высокоскоростной отказоустойчивой линией связи. В состав каждой АИС входят линейка контроллеров, модулей ввода-вывода, функциональных и коммуникационных модулей, технические средства ЛВС; средства связи с объектом (модули релейные, оптроны, контакторы и т.д.).

БУ ГТ осуществляет прием сигналов от КИП ГТ и управление исполнительными механизмами. Конструктивно БУ ГТ представляет собой шкаф со степенью защиты оболочки не ниже IP41 по ГОСТ 14254. БУ ГТ является локализованной версией американского шкафа управления Mark Vie Baker Hughes и конструктивно с ним взаимозаменяем.

АИС ГПА выполнены в виде конструктивно соединенных корпусов – взрывозащищенного корпуса с защитой вида Exd, IP65 по ГОСТ 14254 и взрывозащищенного корпуса с защитой вида Exe, IP54 по ГОСТ 14254, предназначенного для размещения клемм для подключения внешних кабелей.

Описание конструкции и работы САУ ГПА приведено в разделе 4.17.

## 2.9. Кожух шумотеплоизолирующий ГТУ

Для снижения шумового влияния на персонал, а также для обеспечения охлаждения корпуса и вспомогательного оборудования ГТУ оснащена отдельными КШТ, установленными на раму турбины и раму РВО. Двухрамное и однорамное исполнение ГТУ с КШТ показаны на рисунке 2.2.

Все модули изготовлены из балок из углеродистой стали, соединенных друг с другом в жесткую структуру, на которую установлены изоляционные панели.

Панели можно снимать по отдельности, обеспечивая таким образом полноценный доступ к основным компонентам для технического обслуживания или замены (съёмная крыша и двери кожуха).

В качестве шумоизоляционного и теплоизоляционного материала стен предусмотрена минеральная вата.

Наружные поверхности несъемных панелей и смотровых дверных панелей окрашены эпоксидной краской для углеродистой стали, а внутренние поверхности изготовлены из перфорированных листов оцинкованной стали с проложенной внутри минеральной ватой.

КШТ газовой турбины и КШТ РВО оснащены:

- системой вентиляции и обнаружения утечки газа;
- системой освещения;
- выхлопной системой.

Вентиляционный воздух из отсека вспомогательного оборудования поступает в турбинный отсек, где преобразователем сопротивления контролируется температурный режим, осуществляется управление потоком вентиляционного воздуха и запуск вспомогательного вентилятора в случае отказа главного вентилятора или в случае превышения температуры воздуха в турбинном отсеке.

Из турбинного отсека вентиляционный воздух выходит наружу в атмосферу. Входное и выходное отверстия для вентиляционного воздуха оснащены автоматическими противопожарными заслонками, которые закрываются, если система обнаружения пожара выявит наличие возгорания. По сигналу от САУ ГПА происходит автоматическая остановка системы вентиляции, противопожарные клапаны закрываются. При наличии в КШТ утечек топливного газа соответствующие газовые детекторы инициируют предупредительный сигнал, поступающий в пожарный контроллер. При достижении предельной концентрации 10% НКПВ включается аварийная вентиляция, при достижении порога 20% НКПВ происходит аварийный останов агрегата.

Для оповещения персонала в ангаре используются световые табло с двух сторон снаружи агрегата и звуковые извещатели, а также световые табло и звуковые извещатели в блоке САУ.

Система освещения имеет светодиодные светильники рабочего и аварийного освещения. Система аварийного освещения включается при исчезновении питания системы основного освещения.

При проектировании КШТ используется конфигурация с боковым выхлопом (вправо по ходу газа). Выхлопные газоходы изготовлены из листовой и профильной углеродистой стали и изолированы изнутри базальтовой минеральной ватой, обшитой листами нержавеющей стали.

## 2.10. Промывочная система ГТУ

Газотурбинная установка оснащена системой фильтрации впускного воздуха, снижающей или устраняющей наличие загрязняющих веществ, способных повредить осевой компрессор или ухудшить его характеристики. Независимо от фильтрующей способности фильтра, засорение осевого компрессора неизбежно и зависит от условий окружающей среды. Чрезмерное засорение лопаток компрессора приводит к снижению его производительности и, следовательно, к ухудшению характеристик газовой турбины. Засорение осевого компрессора может быть вызвано несколькими типами загрязнений, которые невозможно полностью устранить с помощью КВОУ, например песка, пыли, соленой воды. Наибольшие проблемы вызывают такие загрязнители, как смеси жидкостей, масел или углеводородов, которые оседают на лопатках и образуют маслянистую пленку, на которую налипают твердые частицы.

Ухудшение характеристик вследствие загрязнения осевого компрессора происходит при нормальной эксплуатации компрессора и приводит к росту потребления топлива газовой турбиной, а также к такому опасному газодинамическому явлению, как помпаж осевого компрессора. Следовательно, для сохранения хорошей производительности газовой турбины необходимо регулярно очищать компрессор.

Промывочная машина для оперативной и автономной промывки газовой турбины вручную подключается к штуцеру оперативной или автономной промывки, в зависимости от того, какой тип промывки необходимо выполнить.

Система оперативной промывки позволяет проводить очистку газовой турбины во время работы на полной скорости и под нагрузкой. Ее следует использовать в дополнение к системе автономной промывки, так как она менее эффективна, чем автономная, и используется для увеличения периода между автономными промывками. Для оперативной промывки обычно нужно, чтобы температура на входе в компрессор и температура воды и моющего средства превышали 10 °С.

Автономная промывка производится во время остановки ГТУ, когда агрегат находится на валоповороте, и выполняется в два этапа. На первом этапе впрыскивается достаточное количество моющего средства, чтобы оно впиталось в отложения. На втором этапе, когда моющее средство полностью впитается в отложения, компрессор промывается водой. Моющее средство и вода впрыскиваются через ряд сопел, установленных во входном корпусе.

## 3

## ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ КОМПРЕССОР ПРИРОДНОГО ГАЗА В СОСТАВЕ ГПА-32 «ЛАДОГА»

### 3.1. Общее описание и состав центробежного компрессора

Центробежный компрессор в составе ГПА-32 «Ладога» предназначен для работы на магистральном газопроводе. Сжимаемая среда – транспортируемый природный газ. В зависимости от объекта применения ЦБК могут быть одно- и двухсекционные с различной степенью сжатия и иметь подшипники скольжения с системой смазки либо систему магнитного подвеса.

Соединение компрессора с приводной турбиной осуществляется сухой соединительной муфтой, входящей в объем поставки турбины.

Компрессоры оснащены сухими газодинамическими уплотнениями, могут иметь проточные части с лопаточными или безлопаточными диффузорами. Некоторые показатели работы компрессоров могут быть изменены для конкретных необходимых условий эксплуатации.

Технические характеристики некоторых типов компрессоров, применяемых в ГПА-32 «Ладога», приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Технические характеристики ЦБК, применяемых в ГПА-32 «Ладога»

№	Параметры	Тип ЦБК					
		Н-400			ЦБК-150-2,6/226-5714/32С	ЦБК-425-3,6/69-32С	ЦБК-535-21-1С
		400-21-1С	400СПЧ1,44/76-32С	400СПЧ 1,38/76-32С			
1	Производительность, приведенная к нормальным условиям (0,1013 МПа, 20 °С), млн $\text{м}^3/\text{сут}$	78,9	62,0	66,0	19,7	11,5	63,5
2	Объемная производительность при начальных условиях, $\text{м}^3/\text{мин}$	505	748	780	143	446	534
3	Потребляемая мощность, МВт	30,4	29,5	28,3	28,5	24,4	29,6
4	Полиτροпный коэффициент полезного действия ЦБК, не менее, %	85,0	85,0	84,0	85,0	86,4	87,0
5	Степень сжатия	1,4	1,4	1,4	2,6	3,6	1,5
6	Давление газа конечное, абсолютное, на выходе из нагнетательного патрубка, МПа	11,80	7,45	7,45	22,10	6,75	9,91
7	Температура на входе в нагнетатель, °С	5	15	20	24	33	5
8	Частота вращения ротора нагнетателя, об/мин	5550	5550	5500	9615	5500	5550

Ниже представлена конструкция центробежного компрессора на примере агрегата ЦБК 535-21-1С.

Общий вид компрессора представлен ниже (рисунок 3.1).

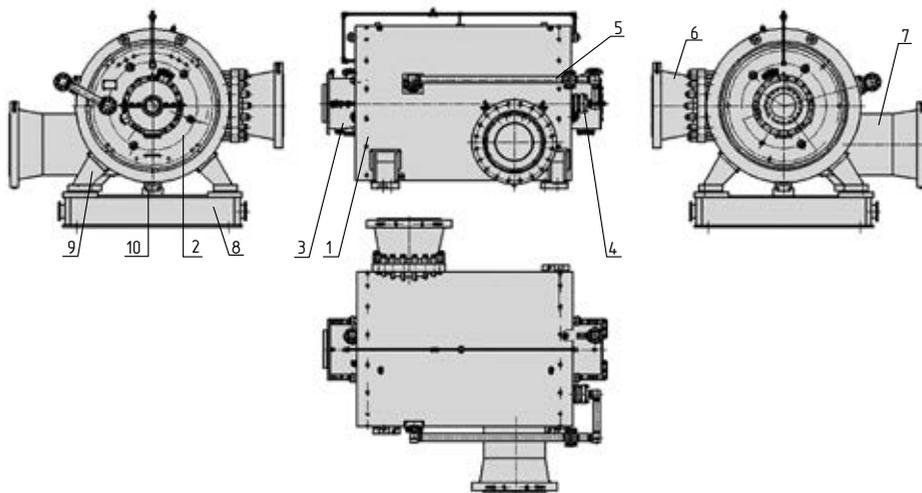


Рисунок 3.1. Общий вид компрессора: 1 – цилиндр; 2 – пакет; 3 – кожух опорного подшипника; 4 – кожух опорно-упорного подшипника; 5 – трубопровод; 6 – всасывающий патрубок; 7 – нагнетательный патрубок; 8 – рама фундаментная; 9 – опора; 10 – наварыш

Продольный разрез компрессора представлен ниже (рисунок 3.2).

Компрессор является турбомашинной центробежного типа. Движение газа и повышение давления в проточной части компрессора происходит за счет создания поля

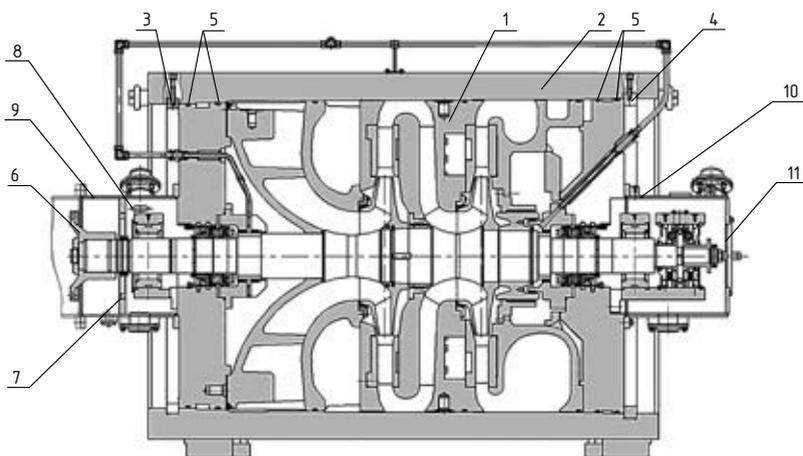


Рисунок 3.2. Продольный разрез компрессора: 1 – пакет; 2 – цилиндр; 3 – кольцо из 8 частей; 4 – кольцо из девяти частей; 5 – уплотнительные кольца; 6 – втулка фланцевая; 7 – обойма уплотнения; 8 – верхняя половина блока опорного вкладыша; 9 – верхняя половина кожуха опорного подшипника; 10 – верхняя половина кожуха опорно-упорного подшипника; 11 – крышка

центробежных сил в рабочих колесах. Поле сил обеспечивает движение газа от центров рабочих колес к их перифериям и за счет преобразования кинетической энергии потока в потенциальную энергию давления.

Процесс сжатия происходит следующим образом. Поток газа поступает из всасывающего патрубка в камеру всасывания, затем на первое рабочее колесо. В рабочих колесах повышается кинетическая и потенциальная энергия газа, возрастает его скорость и давление. В расположенных за колесами лопаточных диффузорах кинетическая энергия потока, вышедшего из колес, частично преобразуется в потенциальную, скорость газа уменьшается, а давление возрастает. Обратный направляющий аппарат организует поток на вход во второе рабочее колесо. После второго колеса газ поступает в спиральную камеру, откуда направляется в нагнетательный патрубок и далее по нагнетательному трубопроводу в трассу.

При работе компрессора под давлением пакет находится под действием растягивающего усилия от давления газа. Совместность работы цилиндра и пакета обеспечивается отсутствием крепежа между отводом и средней частью.

Радиальные и осевые усилия воспринимаются опорными и упорным подшипниками на любой частоте вращения.

### 3.2. Корпус компрессора

Корпус компрессора (*рисунок 3.3*) является базовой деталью, в которую устанавливается пакет, и который воспринимает давление газа. Корпус имеет кованую стальную оболочку, к ней приварен нагнетательный патрубок 7, четыре опоры 9, два наварыша 10 (*рисунок 3.1*).

Внутренняя расточка цилиндра выполнена ступенчатой, что облегчает сборку и разборку компрессора. По внутренней расточке цилиндра выполнены посадочные



Рисунок 3.3. Корпус компрессора в производстве

поверхности, по которым при помощи резиновых уплотнительных колец, установленных в пакете, достигается уплотнение газовых полостей. Всасывающий патрубок 6 (рисунок 3.1) крепится к цилиндру шпильками, герметичность обеспечивается уплотнительным кольцом. В наварышах выполнены пазы под осевые шпонки.

В корпусе выполнен ряд каналов для обеспечения прохода газа от сухих уплотнений, уравнильной линии и от думмисного уплотнения. Также имеются отверстия для присоединения приспособлений.

По внутренней расточке со стороны всасывания и со стороны компрессора выполнены канавки под установку запорных колец из восьми и девяти частей, необходимых для стопорения пакета в осевом направлении. Сектора колец крепятся в пазах цилиндра винтами.

Корпус крепится к фундаментной раме четырьмя шпильками с контрольными шайбами. Шайбы установлены с зазором между поверхностью опор и шпилек и позволяют контролировать смещение компрессора в работе.

### 3.3. Рама фундаментная

Рама фундаментная (рисунок 3.4) служит основанием для компрессора. Обеспечивает фиксацию компрессора к фундаменту на четырех стяжках и монтажных подкладках. Центровка агрегата при монтаже достигается установкой рамы на фундаменте. При необходимости центровка может быть изменена в процессе наладки или при эксплуатации за счет прокладок и шпонок между рамой и цилиндром компрессора. В зависимости от способа транспортировки компрессора сварная рама может иметь различные конструктивные особенности.

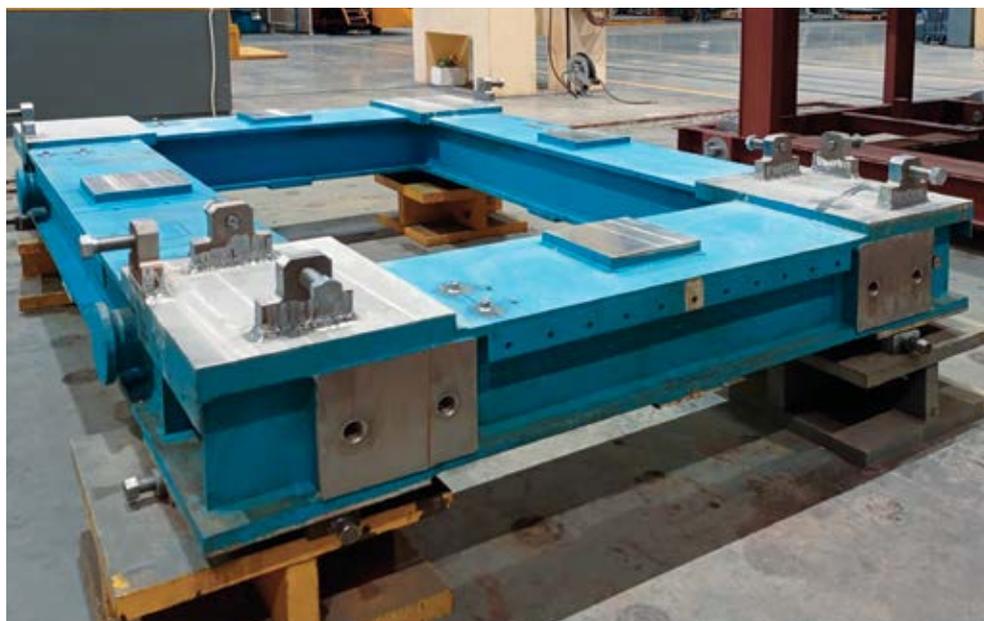


Рисунок 3.4. Рама фундаментная

### 3.4. Пакет

Пакет (рисунок 3.5, а) устанавливается в расточку цилиндра. Основными частями пакета являются (рисунок 3.5, б): крышка 1, камера всасывания 2, средняя часть 3, отвод 9, нагнетательная крышка 8, ротор 10. Внутри расточки крышки, нагнетательной крышки, отвода и средней части расположены обоймы лабиринтных уплотнений 4, 5, 6, 7. Ротор лежит на опорных вкладышах 11.

По наружным диаметрам пакета выполнены канавки под установку резиновых уплотнительных колец. К камере всасывания прикреплены две опоры с роликами, которые обеспечивают легкую выкатку пакета из расточки цилиндра.

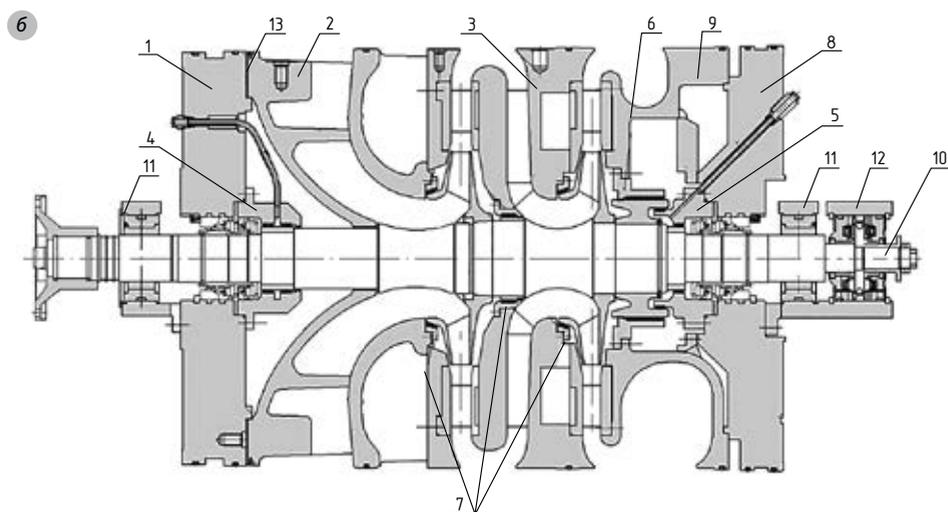
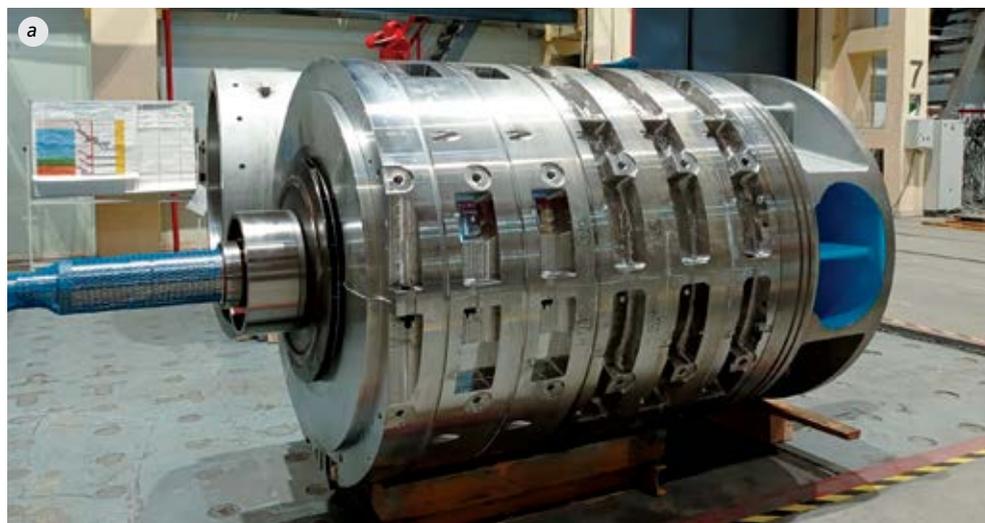
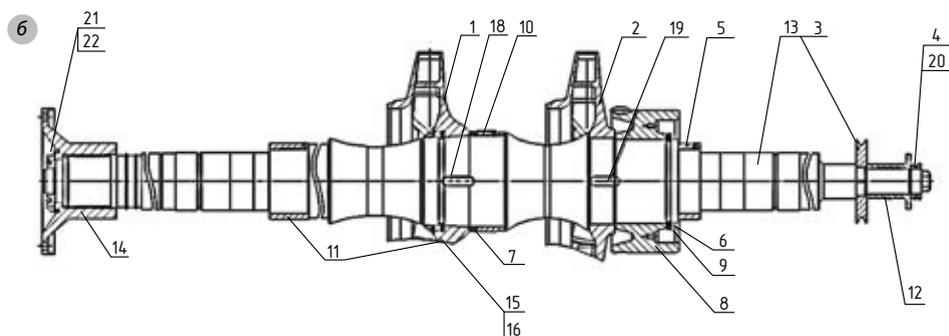


Рисунок 3.5. Пакет: 1 – крышка; 2 – камера всасывания; 3 – средняя часть; 4, 5, 6, 7 – обойма уплотнения; 8 – нагнетательная крышка; 9 – отвод; 10 – ротор; 11 – вкладыши опорные; 12 – вкладыш упорный; 13 – пластины

Между кольцом из девяти частей 4 и пакетом 1 предусмотрен зазор (рисунк 3.2). Он обеспечивается пригонкой пластин 13, установленных между крышкой 1 и камерой всасывания 2 (рисунк 3.5, б). Между отводом и средней частью крепеж отсутствует. Данная конструкция исключает перегрузку и разрушение крепежа от напряжений при работе компрессора. Внутри крышки и нагнетательной крышки выполнены каналы, обеспечивающие работу сухих уплотнений.

### 3.5. Ротор компрессора

Ротор компрессора (рисунк 3.6, а) состоит из вала 13, на котором насажены колеса рабочие 1 и 2, думмиса 8, втулок уплотнений 5, 10, 11, диска упорного 3 (рисунк 3.6, б).



Рисунк 3.6. Ротор компрессора: а) фото, б) чертёж с позициями, где: 1 – колесо первой ступени; 2 – колесо второй ступени; 3 – диск упорный; 4 – гайка; 5 – втулка; 6 – кольцо упорное из двух половин; 7 – кольцо дистанционное; 8 – думмис; 9 – кольцо стяжное; 10 – втулка; 11 – втулка; 12 – втулка; 13 – вал; 14 – втулка фланцевая; 15 – гайка; 16 – шайба стопорная; 17 – шайба; 18 – шпонка; 19 – шпонка; 20 – шайба; 21 – гайка; 22 – шайба

Рабочее колесо первой ступени насажено на конический участок вала с натягом. Рабочие колеса установлены на шпонках. Рабочее колесо первой ступени закреплено гайкой 15 со стопорной шайбой 6. Дистанционное кольцо 7 обеспечивает стабильную величину натяга при посадке. Думмис застопорен кольцами 6 и 9. Диск упорный фиксируется в осевом направлении гайкой 4, от поворота – шпонкой. Гайка 4 стопорится шайбой 20.

Соединение втулки фланцевой 14 с валом – шлицевое. От осевого перемещения втулка фланцевая фиксируется гайкой 21 и стопорной шайбой 22.

### 3.6. Вкладыш упорный

Вкладыш упорный (рисунок 3.7, а) служит для восприятия осевых усилий, действующих на ротор нагнетателя, и установки ротора в заданном положении относительно статора.

Вкладыш имеет (рисунок 3.7, б) две разъемные обоймы 1 и 2 с колодками 4, 5, 6 и выравнивающими устройствами, обеспечивающие равномерное прижатие колодок к диску упорному 14. Выравнивающее устройство представляет собой рычажную систему, состоящую из балансиров 10, упоров 7 и разъемного сепаратора 9. Половина сепараторов заведена в паз обойм и стопорится штифтами 15. Упорные колодки расположены в гнездах обойм и опираются на цилиндрические поверхности балансиров выравнивающего устройства. От выпадения колодки удерживаются проволочными стопорными кольцами 11, 12. Сепараторы определяют взаимное расположение балансиров и колодок так, что касание балансира и колодки происходит по линии, смещенной от середины колодки в направлении вращения. Этим создаются наилучшие условия образования масляного клина. По этой причине обоймы с колодками обязательно должны быть установлены с соответствующей стороны упорного диска.

Необходимая величина осевого разбега (от 0,3 до 0,5 мм), установка ротора в осевом положении достигаются обработкой колец упорных 8, закрепленных к торцам обойм. Масло к вкладышу подводится через подвод, установленный в кожухе опорно-упорного подшипника.



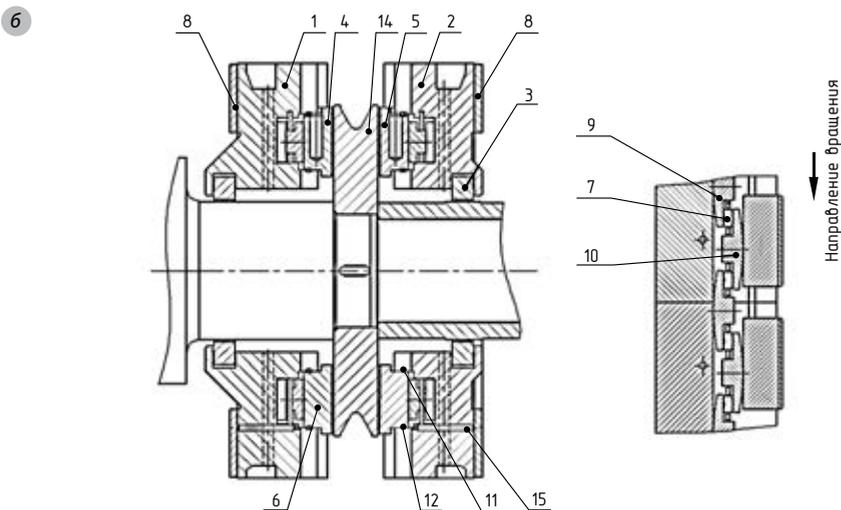


Рисунок 3.7. Вкладыш опорный: а) фото, б) чертеж с позициями: 1, 2 – обойма; 3 – кольцо плавающее; 4, 5, 6 – колодка опорная; 7 – упор; 8 – кольцо упорное; 9 – сепаратор; 10 – балансир; 11, 12 – стопор; 13 – плавающее кольцо; 14 – диск упорный; 15 – штифт

### 3.7. Вкладыш опорный

Ротор установлен на двух одинаковых по конструкции опорных вкладышах (рисунок 3.8, а). Вкладыш состоит из корпуса 3, сепаратора 2 и пяти опорных колодок 1 (рисунок 3.8, б).

Колодки расположены в окнах сепаратора, состоящего из двух частей. Сепаратор изготовлен из низкоуглеродистой стали с заливкой баббитом всей внутренней поверхности расточки, образующей окна под установку колодок.

Сепаратор установлен в корпусе и имеет возможность радиального перемещения, благодаря чему отслеживается всплытие вала ротора по принципу плавающего кольца.



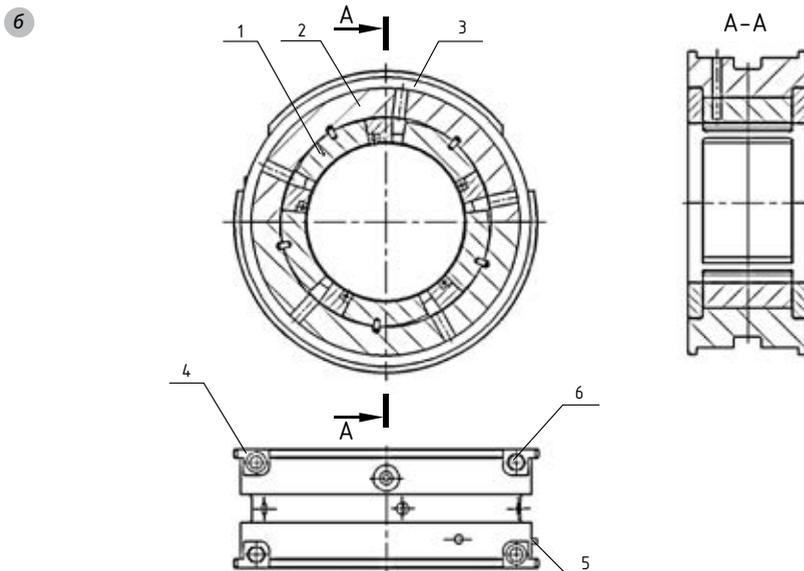


Рисунок 3.8. Вкладыш опорный: а) фото, б) чертеж с позициями: 1 – коладка опорная; 2 – сепаратор; 3 – корпус вкладыша; 4 – винт; 5 – штифт; 6 – штифт установочный

Опорные вкладыши отличаются между собой наличием отверстий для слива масла. В правильно собранных вкладышах отверстия должны находиться на стороне, противоположной сухим газодинамическим уплотнениям.

### 3.8. Система сухих газодинамических уплотнений

В компрессоре используются сухие газодинамические уплотнения (рисунок 3.9). Уплотнения предотвращают утечку газа под давлением со стороны компрессора в атмосферу.



Рисунок 3.9. Модель сухих газодинамических уплотнений

Основными элементами уплотнения являются два кольца, одно из которых неподвижно, а второе жестко связано с вращающимся валом компрессора. Через узкий радиальный зазор между поверхностями колец газ протекает из области высокого давления перед уплотнением в область низкого давления.

Постоянное наличие зазора между кольцами обеспечивает отсутствие сухого трения и износа поверхностей, образующих зазор, заполненный газом.

### 3.9. Конфузор компрессора

К фланцу всасывающего патрубка компрессора крепится конфузор (рисунок 3.10). Конфузор предназначен для измерения расхода газа через компрессор и настройки противопомпажной защиты и вваривается на всасывающем трубопроводе при монтаже газопроводов на станции.

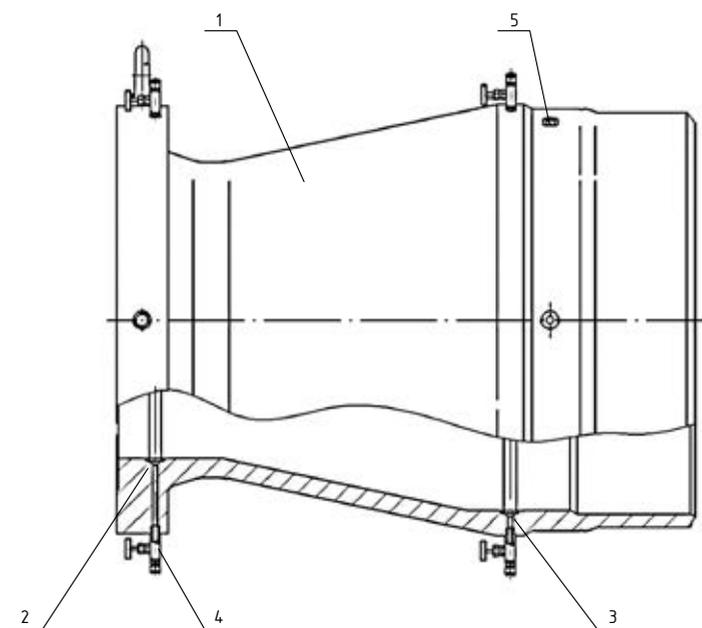


Рисунок 3.10. Конфузор компрессора: 1 – корпус в сборе; 2, 3 – обечайка из трех частей; 4 – клапан игольчатый; 5 – пробка

Конфузор представляет собой корпус 1 с внутренней конусной расточкой и двумя обечайками 2, 3 на цилиндрических участках, образующих камеры отбора статических давлений. От камер отбора имеются отборы перепада давления, отбор давления на входе, два дренажных отбора для продувки от конденсата. Кроме того, имеются места для подсоединения двух датчиков температуры, место для сброса газа и конденсата от блока подготовки буферного газа.

### 3.10. Система магнитного подвеса

В компрессоре, в зависимости от конструкции, вместо опорных и упорных подшипников скольжения может применяться система магнитного подвеса, которая предназначена для удержания ротора в рабочем положении в радиальном и осевом направлениях и автоматической компенсации перемещений ротора, возникающих от дисбаланса валопровода и других естественных возмущений при работе агрегата на всех режимах (пуск, работа на режимах нагрузки, останов) с заданными характеристиками и условиями эксплуатации.

СМП (рисунок 3.11) включает в себя комплект магнитных подшипников и систему автоматического управления электромагнитным подвесом ротора.

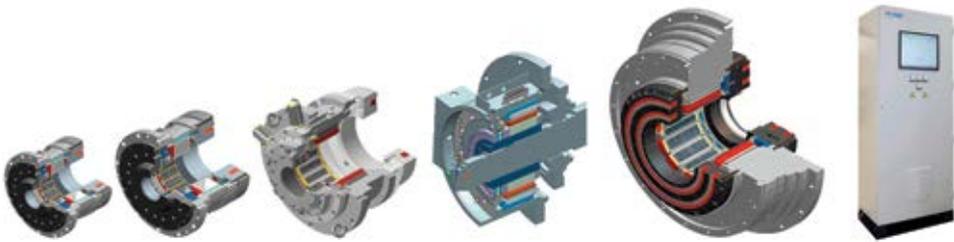


Рисунок 3.11. САУ СМП и модельный ряд КМП с диаметром шейки ротора от 110 до 410 мм

Преимущества магнитного подвеса в сравнении с классической системой смазки:

- повышение эффективности за счет снижения потери мощности;
- увеличение ресурса в 2 раза;
- снижение эксплуатационных затрат на 10%;
- повышение надежности;
- пожаробезопасность.

Эскиз общего вида ротора с указанием мест расположения основных блоков КМП приведен ниже (рисунок 3.12), где:

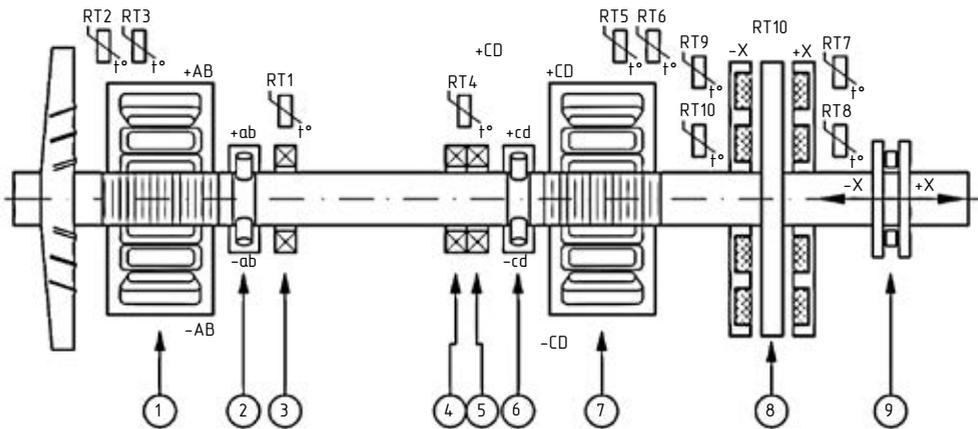


Рисунок 3.12. Эскиз общего вида ротора с блоками КМП: 1, 7 – радиальные магнитные подшипники; 8 – осевой магнитный подшипник; 2, 6 – радиальные и 9 – осевой датчики положения ротора; 3, 4, 5 – страховочные подшипники

### 3.11. Состав и характеристики природного газа

Пример состава природного газа, поступающего в компрессор, в процентах по объему указан ниже (таблица 3.2).

Таблица 3.2. Состав природного газа

№	Компонент	Состав, % об.
1	Метан $\text{CH}_4$	86,05
2	Этан $\text{C}_2\text{H}_6$	4,6
3	Пропан $\text{C}_3\text{H}_8$	1,45
4	Бутан $\text{C}_4\text{H}_{10}$	0,5
5	Пентан $\text{C}_5\text{H}_{12}$	0,11
6	Углекислый газ $\text{CO}_2$	0,04
7	Азот $\text{N}_2$	7,19
8	Гелий $\text{He}$	0,05
9	Удельная газовая постоянная сухого газа, Дж/кг К	455,6
10	Плотность газа при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м <sup>3</sup>	0,76

Физико-технические характеристики газа, поступающего в компрессор, следующие.

Температура точек росы по влаге и тяжелым углеводородам для умеренных и жарких климатических зон в зимний период – не более минус 5 °С, в летний период – не более 0 °С. Для холодной климатической зоны в зимний период – не более минус 20 °С; в летний период – не более минус 5 °С.

Концентрация сероводорода – не более 20 мг/м<sup>3</sup>, а мольная доля кислорода дожига составляет не более 1,0%.

Сжимаемый газ нетоксичен, горюч, взрывоопасен при объемной доле газа в воздухе от 5 до 17%, по коррозионному воздействию на металлы нейтрален.

Массовая концентрация примесей твердых частиц размером до 20 мкм должна быть не более 5,0 мг/м<sup>3</sup> (при условиях всасывания).

Расчетная температура газа на входе в компрессор – плюс 5 °С; диапазон изменения от плюс 5 до плюс 45 °С. Пределы изменения температуры газа на входе в компрессор – от минус 30 до плюс 60 °С.

## 4

## АГРЕГАТНЫЕ СИСТЕМЫ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ

### 4.1. Укрытие индивидуальное ангарного типа

Укрытие индивидуальное ангарного типа предназначено для размещения в нем основного оборудования с обеспечением:

- защиты оборудования в различных климатических условиях;
- нормативных условий для обслуживающего персонала при техническом обслуживании и ремонте;
- благоприятных условий для последующей модернизации и реконструкции оборудования ГПА.

Внешний вид укрытия (рисунки 4.1) и металлический каркас (рисунки 4.2) представлены ниже.



Рисунок 4.1. Укрытие индивидуальное ангарного типа, габариты (ШхВхГ) 42,3 x 25,2 x 30,73 м

Характеристики основных технологических процессов в укрытии:

- режим работы – 3 смены;
- наличие непостоянных рабочих мест – да;
- категория укрытия по взрывопожарной и пожарной опасности – А;
- производственные вредности – тепловыделения от оборудования, утечка природного газа, утечка CO<sub>2</sub> в аварийных ситуациях после срабатывания системы пожаротушения.

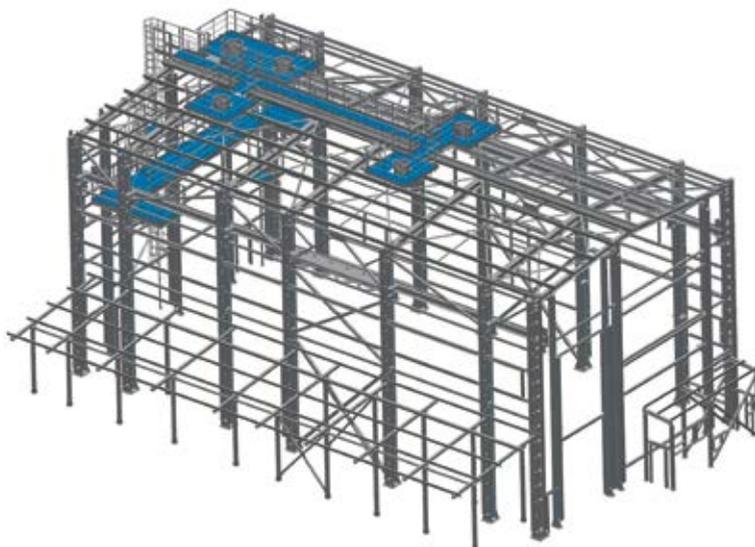


Рисунок 4.2. Каркас

Основные характеристики укрытия:

- укрытие относится к IV степени огнестойкости;
- класс конструктивной пожарной опасности – С0;
- класс функциональной пожарной опасности – Ф5.1;
- уровень ответственности здания – повышенный (I);
- расчетная сейсмостойкость – 8 баллов.

Ангарное укрытие комплектуется системами безопасности и жизнеобеспечения:

- системой освещения;
- системой вентиляции и обогрева;
- заземлением оборудования в укрытии;
- системой пожарообнаружения, пожаротушения и контроля загазованности;
- системой дренажной.

Ангарное укрытие выполнено в виде каркасного сооружения из стального профиля, установленного на специальном фундаменте. В качестве несущего элемента применен металлический каркас из прокатных профилей. В поперечном направлении каркас здания представляет собой однопролетную раму с жестким креплением колонн к фундаментам и жестким креплением балок покрытия к колоннам. Устойчивость каркаса в продольном направлении обеспечивается системой связей по колоннам и балкам покрытия.

Кровля и стеновые ограждающие конструкции укрытия выполнены из трехслойных панелей с негорючим минераловатным утеплителем на основе базальтового волокна. В конструкции укрытия предусмотрены легкосбрасываемые конструкции (кровельные сэндвич-панели).

Толщина стеновых сэндвич-панелей – 150 мм, кровельных сэндвич-панелей – 200 мм.

В конструкции укрытия предусмотрено применение мостового электрического однобалочного опорного крана грузоподъемностью 12,5 т. На высоте 8,85 м распо-

ложена площадка для обслуживания крана, на высоте 10,47 м – площадка для захода на мост крана.

В торце здания находится наружная лестница для доступа на кровлю. На кровле предусмотрена площадка для обслуживания вентиляторов и дефлекторов.

По боковым сторонам и на заднем торце расположены двери для обслуживающего персонала. На переднем торце укрытия предусмотрены утепленные подъемно-секционные ворота для закатки и выкатки крупногабаритного оборудования.

Двери укрытия выполнены в искро- и пожаробезопасном исполнении и оборудованы замками с ручками-защелками, доводчиками самозакрывания, устройством для опломбирования. Конструкция дверных замков предусматривает беспрепятственное открытие дверей изнутри укрытия.

Со стороны переднего торца выполнен пристрой (отсек) (рисунки 4.1) для размещения модулей очистителя масла электростатического и газового пожаротушения категории «Д» по взрывопожарной и пожарной опасности. Отсеки отделены от укрытия ГПА противопожарной перегородкой первого типа с пределом огнестойкости не менее EI45.

В укрытии предусмотрено естественное освещение с установкой морозостойких шумотеплоизолирующих глухих металлопластиковых оконных блоков.

В укрытии предусмотрены следующие виды освещения:

- ремонтное (напряжение ~12 В);
- рабочее (напряжение ~220 В);
- аварийное (напряжение =220 В).

Управление рабочим освещением осуществляется кнопочными постами, установленными возле входов в укрытие. Включение освещения безопасности осуществляется автоматически при отключении основного освещения вследствие аварии или пропадания основного питания.

Для организации ремонтного освещения внутри укрытия на противоположных стенах устанавливаются взрывозащищенные розетки, подключаемые через соединительную коробку к внешнему источнику питания ~12 В, расположенному за пределами взрывоопасной зоны.

Укрытие оборудовано системой вентиляции и отопления. Минимальная температура при работающем агрегате – не менее плюс 5 °С, в период проведения регламентных работ и в состоянии готовности пуска ГПА – не менее плюс 15 °С. Общеобменная приточно-вытяжная вентиляция обеспечивает трехкратный обмен воздуха в час.

Ангарное укрытие оборудовано пассивной молниезащитой. В качестве естественного молниеприемника используется каркас металлической кровли укрытия и металлических конструкций кровли.

## 4.2. Система воздухозаборная

Система воздухозаборная обеспечивает очистку воздуха от пыли и других механических примесей с целью уменьшения эрозионного износа лопаточного аппарата и загрязнения проточной части газовой турбины, снижающих экономичность и ресурс агрегата в целом. Система воздухозаборная состоит из системы всаса,

включающей в себя устройство воздухозаборное и воздуховод цикловой, и системы вентиляции и охлаждения газовой турбины. Общий вид воздухозаборной системы представлен ниже (рисунки 4.3).

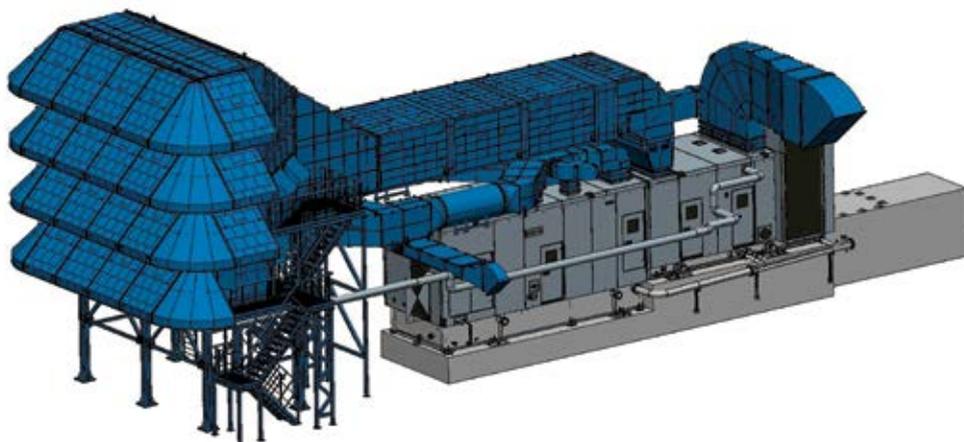


Рисунок 4.3. Модель общего вида воздухозаборной системы

Устройство воздухозаборное является одной из составляющих частей воздухозаборной системы.

Устройство предназначено для очистки от пыли и других механических примесей, защиты от атмосферных осадков циклового воздуха и воздуха охлаждения КШТ, поступающего из атмосферы, а также снижения шума от работы ГТУ и формирования воздушного потока на входе в установку, включая его подогрев при угрозе обледенения.

Воздухозаборное устройство изготавливается в климатическом исполнении УХЛ категории размещения I по ГОСТ 15150 и может эксплуатироваться при температуре наружного воздуха от минус 60 °С до плюс 45 °С с распределением температур по ГОСТ 16350. ВЗУ обеспечивает заданные технические характеристики при эксплуатации в зонах с относительной влажностью до 100%, максимальной кратковременной запыленностью атмосферного воздуха до 30 мг/м<sup>3</sup> и среднегодовой концентрацией пылевых частиц в атмосферном воздухе не более 3 мг/м<sup>3</sup>.

Ветровые и сейсмические нагрузки определяются в соответствии с ГОСТ 34283. Снеговые нагрузки на элементы агрегата определены в соответствии со СП 20.13330.2016.

Общий вид ВЗУ представлен ниже (рисунок 4.4).

Воздухозаборное устройство состоит из блока фильтрации воздуха четырехсекционного 1, установленного на опоре 2. Для обслуживания ВЗУ оснащено лестницами и площадками 3. Для соединения с трубопроводом циклового воздуха и с системой охлаждения КШТ устанавливаются конфузур 4, 5. Соединение конфузур 5 с системой охлаждения КШТ производится через компенсатор. Конфузор 4 соединяется с трубопроводом циклового воздуха, в котором компенсатор установлен дальше по ходу воздуха. Система противообледенительная 6 соединена с трубопроводом, предназначенным для подвода отбираемого от ГТУ горячего воздуха

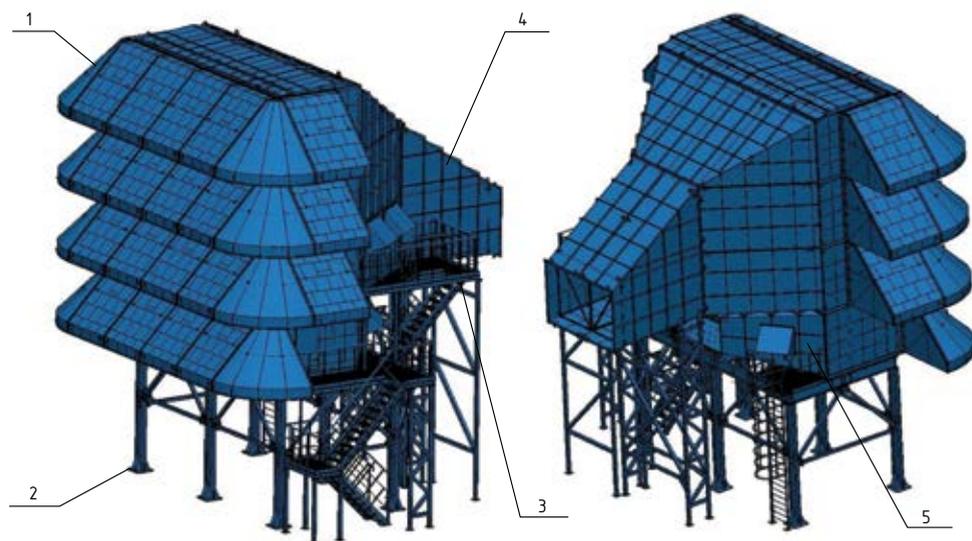


Рисунок 4.4. Устройство воздухозаборное: 1 – блок фильтрации воздуха четырехсекционный; 2 – опора; 3 – лестницы и площадки обслуживания; 4 – конфузор; 5 – конфузор; 6 – система противообледенительная

в зоны всасывания фильтров ВЗУ и фильтров блока очистки воздуха системы охлаждения КШТ газотурбинной установки. Подмешивание горячего воздуха к цикловому воздуху обеспечивает снижение относительной влажности последнего, тем самым исключая обледенение фильтров в условиях повышенной влажности воздуха при отрицательных температурах окружающей среды.

Воздуховод цикловой является одной из составляющих частей воздухозаборной системы. Общий вид воздуховода циклового представлен ниже (рисунок 4.5).

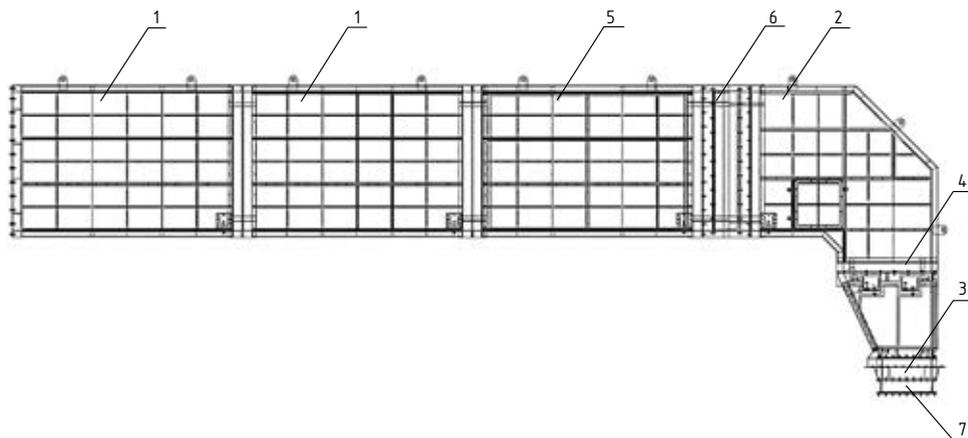


Рисунок 4.5. Воздуховод цикловой: 1 – секция прямая; 2 – секция поворотная; 3 – фланец переходной; 4 – секция переходная; 5 – шумоглушитель; 6 – компенсатор тканевый; 7 – компенсатор тканевый

Система вентиляции и охлаждения газовой турбины предназначена для удаления излишнего тепла от оборудования с помощью продувки пространства под кожухами ГТУ.

Система вентиляции и охлаждения обеспечивает:

- подачу чистого воздуха от блока очистки в кожухи ГТ, РВО, выхлопного патрубка и трансмиссии;
- отвод нагретого воздуха из-под кожухов ГТ, РВО, выхлопного патрубка и трансмиссии за пределы укрытия ГПА;
- контроль загазованности на входе и выходе из КШТ ГТ и РВО;
- избыточное давление в кожухах ГТ и РВО не менее 50 Па;
- температуру воздуха не более 100 °С, обеспечивающую работоспособность электрооборудования и приборов контроля, расположенных под кожухами ГТУ;
- исключение возможности попадания посторонних предметов.

Общий вид системы вентиляции и охлаждения ГТ представлен ниже (рисунок 4.6).

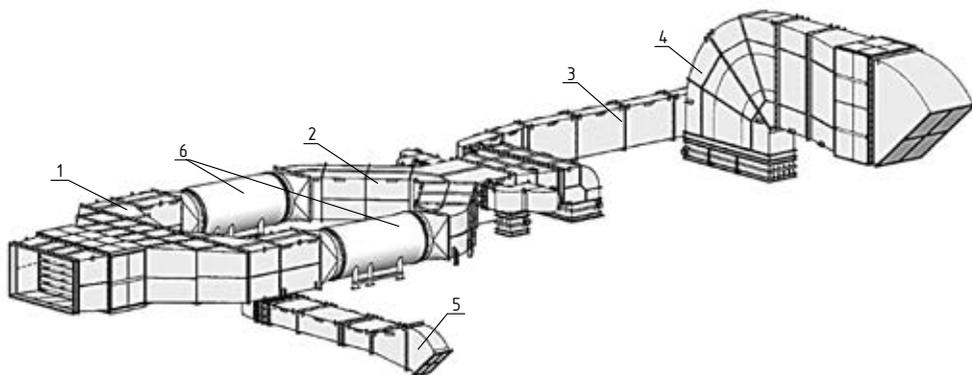


Рисунок 4.6. Система вентиляции и охлаждения ГТ: 1 – воздуховод наддува кожуха ГТ наружный; 2 – воздуховод наддува кожуха ГТ; 3 – воздуховод наддува выхлопного патрубка; 4 – воздуховод сброса с кожухов ГТ и выхлопного патрубка; 5 – воздуховод сброса с кожуха РВО; 6 – вентилятор осевой

В состав системы вентиляции и охлаждения ГТ входит следующее оборудование:

- подводящие и отводящие воздуховоды;
- два осевых вентилятора с аппаратурой для плавного частотного регулирования оборотов в диапазоне 10-100%;
- клапаны противопожарные с электроприводами, препятствующие распространению пожара и перекрывающие тракт неработающей системы;
- клапаны с электроприводами, регулирующие объем подмешиваемого теплого воздуха к холодному воздуху перед подачей его в КШТ РВО;
- шумоглушители пластинчатого типа перед осевыми вентиляторами и на выходе отработанного воздуха из воздуховода сброса с кожухов ГТ и выхлопного патрубка;
- тканевые компенсаторы.

### 4.3. Система выхлопа

Система выхлопа предназначена для отвода и рассеивания потока горячих газов и продуктов горения, снижения уровня шума, распространяющегося в окружающее пространство от потока отработанных газов ГТД.

Конструктивное исполнение системы выхлопа показано ниже (рисунок 4.7).

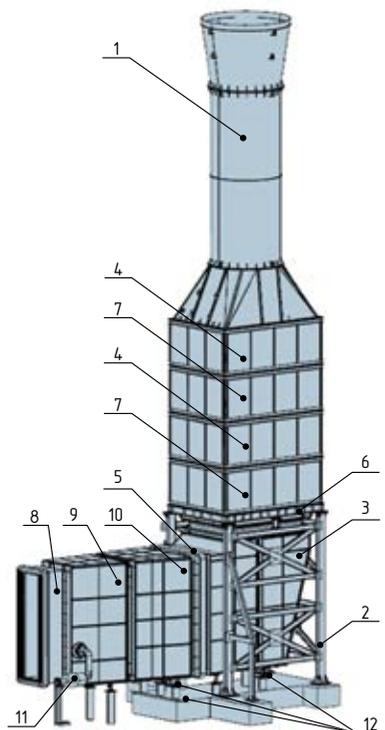


Рисунок 4.7. Конструктивное исполнение системы выхлопа: 1 – труба выхлопа; 2 – опора; 3 – камера поворотная; 4 – шумоглушитель выхлопа; 5, 6 – компенсатор; 7 – проставка; 9, 10 – диффузор; 11 – трубопровод сброса воздуха; 12 – опоры узлов системы выхлопа

### 4.4. Система подвода воздуха в отсек вспомогательного оборудования

Система подвода воздуха в отсек вспомогательного оборудования предназначена для охлаждения отсека вспомогательного оборудования и представляет собой разноуровневый трубопровод, выполненный из прямоугольных (размерами от 800x800 мм до 500x500 мм) и цилиндрических (диаметрами от 560 мм до 450 мм) воздухопроводов из оцинкованной стали толщиной 0,7 мм по ГОСТ 14918, с фланцами, соединенными через отводы, тройники, переходы. Трубопровод снабжен взрывозащищенным и противопожарным клапанами (рисунок 4.8).

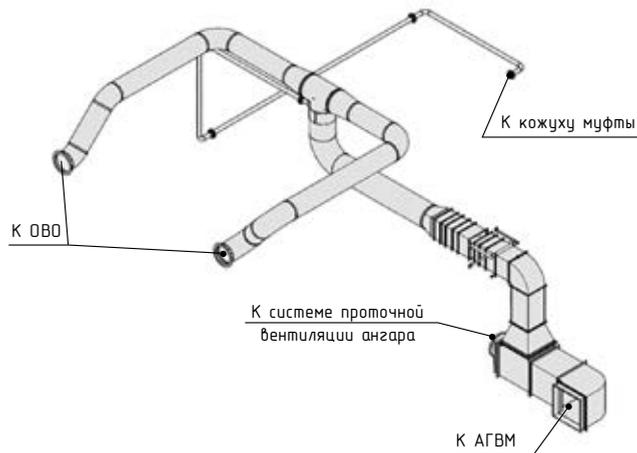


Рисунок 4.8. Система подвода воздуха в отсек вспомогательного оборудования

## 4.5. Агрегат воздушнонагревательный

Агрегат воздушнонагревательный модульный на газовом топливе предназначен для непрямого нагрева приточного воздуха в системах приточной вентиляции индивидуального укрытия ангарного типа. АВГМ также обеспечивает очистку наружного воздуха, его подогрев и поддержание в зимний период температуры не менее плюс 15 °С (при нахождении в ремонте и проведении технического обслуживания) и подачу в воздухопровод системы вентиляции отапливаемого помещения.

Для работы блока воздушного обогрева АВГМ используется природный газ, подготовленный по ГОСТ 5542 (на границе фланца подвода топливного газа к блоку).

АВГМ выполнен в блочно-контейнерном исполнении (рисунок 4.9).

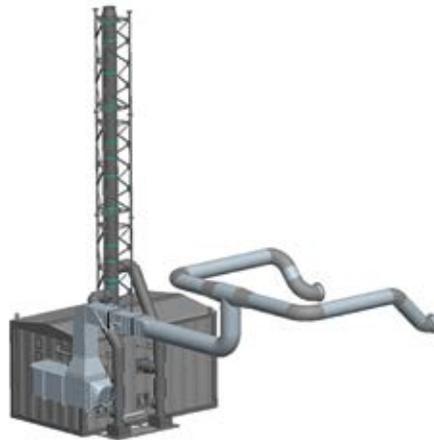


Рисунок 4.9. Внешний вид агрегата воздушнонагревательного типа АВГМ с системой подвода воздуха в отсек вспомогательного оборудования

АВГМ состоит из следующих составных частей:

а) *теплогенератора в следующем составе:*

- контейнер;
- воздушный фильтр;
- модуль вентилятора – 2 шт.;
- модуль теплообменника – 4 шт.;
- система газовая;
- система слива конденсата;
- установка обогревателя;
- система контрольно-измерительных приборов и автоматики и электропитания;
- автоматическая система пожарной сигнализации и контроля загазованности;

б) *внешних систем в следующем составе:*

- дымоход;
- система слива конденсата;
- свечи продувочные;
- система обогрева слива конденсата;
- внешние козырьки.

## 4.6. Система топливного газа

Оборудование, изделия и материалы в составе системы подачи топливного газа совместно с блоком подготовки топливного газа расположены в пределах укрытия индивидуального ангарного типа.

Система топливного газа (*рисунок 4.10*) (оборудование, изделия и материалы совместно с блоком подготовки топливного газа) осуществляет следующие функции:

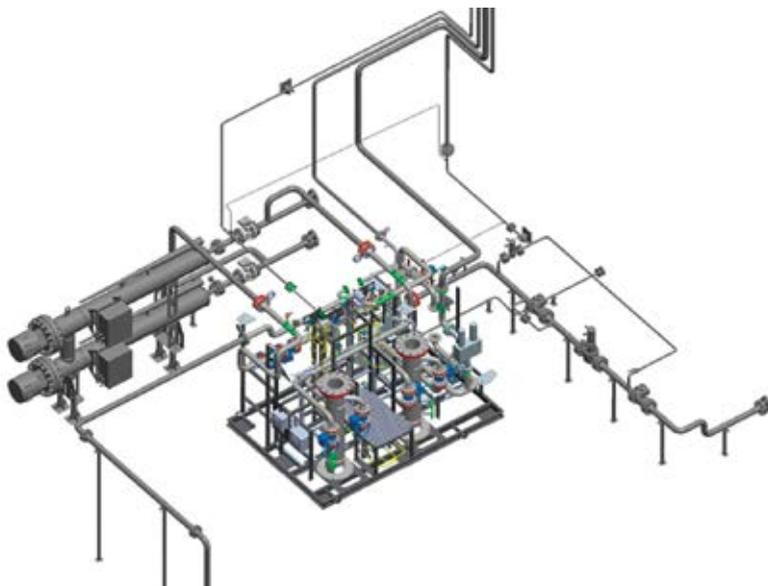


Рисунок 4.10. Общий вид системы топливного газа

- осушку газа от жидких фракций;
- очистку газа от механических частиц;
- измерение расхода газа;
- подогрев газа в заданном диапазоне;
- редуцирование.

Элементы системы топливного газа (трубопроводы, соединительные детали: отводы, тройники, фланцы), запорно-регулирующая арматура выполнены из коррозионной стали.

## 4.7. Система подачи буферного газа

Система подачи буферного газа совместно с блоком подготовки буферного газа применяется для защиты сухих газодинамических уплотнений от возможных повреждений неочищенным или кислым технологическим газом.

Система обеспечения СГУ буферным газом совместно с блоком подготовки буферного газа должна обеспечивать очистку и бесперебойную подачу буферного газа к центробежному компрессору.

Конструкция системы буферного газа совместно с блоком подготовки буферного газа показана ниже (рисунок 4.11).

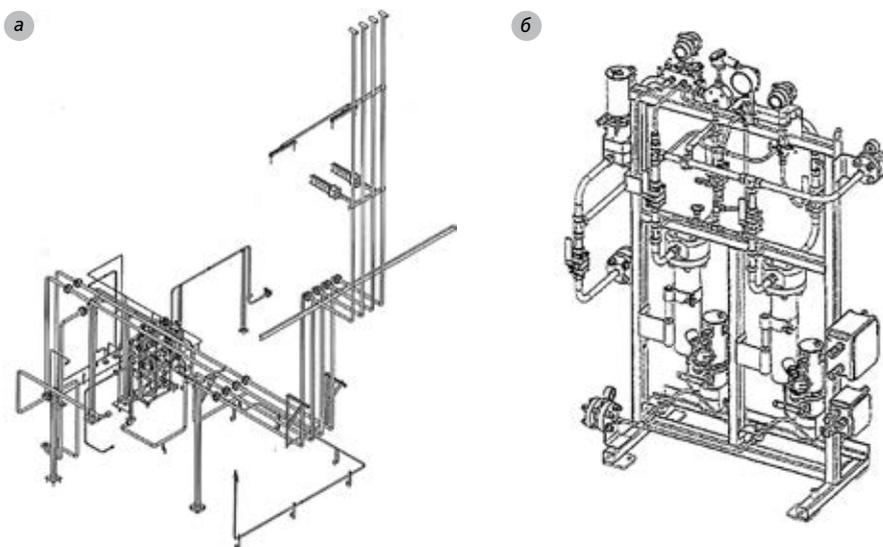


Рисунок 4.11. Система буферного газа: а) система подачи буферного газа;  
б) общий вид блока подготовки буферного газа

Система буферного газа состоит из группы трубопроводов, предназначенных для герметичного соединения узлов сухих газодинамических уплотнений, расположенных в передней и задней крышках компрессора, с панелью управления СГУ, запорной арматурой, трубопроводами подачи буферного газа в панель управления от стационарной системы, трубопроводами сброса утечек газа через СГУ в атмосферу.

## 4.8. Система контроля давления газовой магистрали

Система контроля давления газовой магистрали предназначена для контроля давления газа на входе и выходе из компрессора, расположена рядом с ЦБК в пределах укрытия ангарного типа.

Принципиальная схема системы контроля давления газовой магистрали представлена ниже (рисунок 4.12).

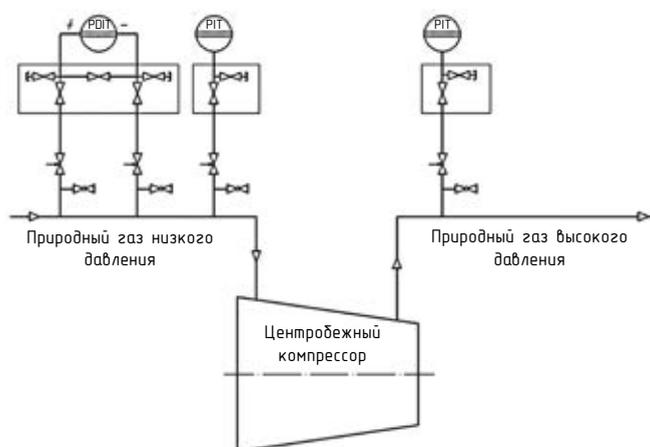


Рисунок 4.12. Принципиальная схема системы контроля давления газовой магистрали

## 4.9. Система обеспечения инструментальным и барьерным азотом

Система обеспечения инструментальным и барьерным азотом совместно с блоком подготовки инструментального и барьерного азота предназначена для очистки и бесперебойной подачи азота к ГТУ, блоку компрессора и исполнительным механизмам.

Компоненты системы изготовлены в исполнении УХЛ (ХЛ) по ГОСТ 15150 и могут эксплуатироваться при температуре окружающей среды от минус 60 до плюс 45 °С. Для защиты системы обеспечения барьерным и инструментальным азотом от обледенения при температуре эксплуатации ниже плюс 5 °С выполняется теплоизоляция и обогрев ее элементов.

В состав системы входят:

- блок подготовки инструментального и барьерного азота;
- шесть трубопроводных сборок;
- опорные конструкции;
- манометр для определения давления газа в трубопроводе инструментального азота;
- шаровый кран;
- комплект теплоизоляции.

При работе системы азот с давлением 0,6-0,8 МПа (изб.) и температурой от плюс 5 до плюс 80 °С поступает во входной трубопровод системы и далее в блок подготовки инструментального и барьерного азота. После очистки по одной из выходных линий и инструментальный азот подводится к ГТУ в двух точках. По второй из выходных линий барьерный азот подводится к стойке СГУ. От стойки барьерный азот двумя линиями подходит к центробежному компрессору.

Основные технические характеристики блока подготовки инструментального и барьерного азота указаны в таблице ниже (таблица 4.1).

Таблица 4.1. Основные технические характеристики блока подготовки инструментального и барьерного азота

№	Параметры	Ед.	Значение
1	Общая производительность	нм³/ч	10...29
2	Производительность по барьерному азоту перед ПУ СГУ	нм³/ч	10...20
3	Производительность по инструментальному азоту перед ГТУ	нм³/ч	9
4	Производительность максимальная	нм³/ч	60
5	Давление рабочее (изб.)	МПа	0,6...0,8
6	Давление расчетное (изб.)	МПа	0,6...0,8
7	Давление пробное гидравлическое	МПа	0,6...0,8
8	Температура стенки расчетная	°С	80
9	Температура рабочей среды минимальная	°С	80
10	Температура рабочей среды максимальная	°С	80

В состав блока подготовки инструментального и барьерного азота входит следующее оборудование:

- два фильтра азотных (рабочий и резервный) с коалесцирующими фильтрующими элементами;
- два датчика давления для определения перепада давления на фильтрующих элементах фильтров;
- три манометра для определения давления газа в камере каждого фильтра и на выходе из блока;
- два сигнализатора максимального уровня накопившейся жидкости в дренажных камерах;
- комплект шаровых кранов и обратных клапанов;
- байпасная линия между линией входа в блок и выходом;
- два электромагнитных клапана на линии входа;
- дросселирующий байпас вокруг второго электромагнитного клапана, обеспечивающий плавный напуск газа при пуске;
- электроустановочные изделия;
- сварная несущая рама.

Общий вид блока подготовки инструментального и барьерного азота с точками присоединения представлен на рисунке ниже (рисунок 4.13).

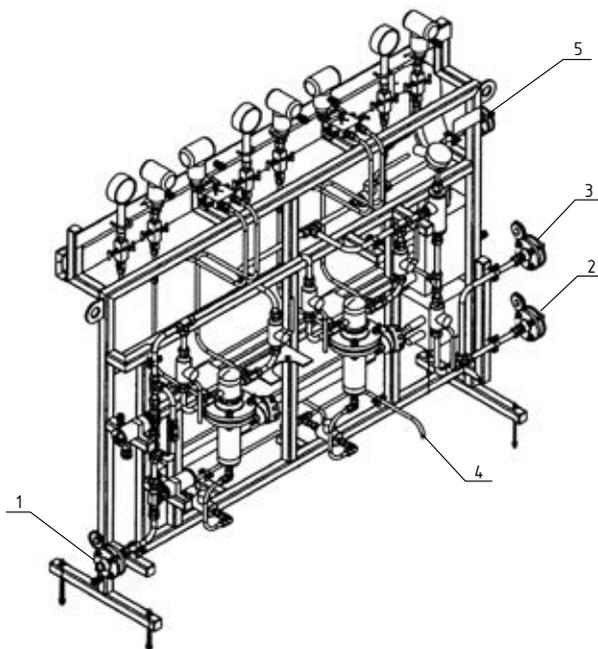


Рисунок 4.13. Общий вид блока подготовки инструментального и барьерного азота: 1 – вход азота; 2 – выход барьерного азота; 3 – выход инструментального азота; 4 – дренаж фильтров; 5 – сборс на свечу

При работе блока азот с давлением 0,6-0,8 МПа (изб.) и температурой от плюс 5 до плюс 80 °С поступает в рабочий фильтр блока. При прохождении потока газа через фильтрующий элемент удерживаются механические примеси и задерживаются капли влаги, которые стекают по внешней стороне фильтрующего элемента в дренажную камеру. Эффективность фильтрации составляет:

- по твердым частицам свыше 5 мкм – 100%;
- по капельной жидкости свыше 5 мкм – 100%.

Система КИПиА обеспечивает контроль текущих значений уровня, давления, температуры и перепада давления на блоке подготовки инструментального и барьерного азота. Все измерительные цепи, цепи сигнализации и управления выведены на клеммные коробки. В блоке предусмотрено защитное заземление электрооборудования, технологического оборудования и металлоконструкций.

## 4.10. Система маслообеспечения

Система маслообеспечения агрегата обеспечивает подачу смазочного масла требуемых параметров в подшипники ГТУ и центробежного компрессора во всем

диапазоне частоты вращения, включая пускоостановочные и аварийные режимы работы.

Оборудование, изделия и материалы в составе системы маслообеспечения расположены как в пределах укрытия ГПА ангарного типа, так и вне его. Система маслообеспечения состоит из следующих основных изделий:

- трубопровод слива масла из рамы в емкость снаружи укрытия ГПА;
- трубопровод подачи охлажденного масла, идущего от аппарата воздушного охлаждения масла;
- трубопровод первичной заправки масла в маслобак;
- трубопровод подачи масла на охлаждение в АВОМ;
- трубопровод со смотровым окном;
- трубопроводы к маслоочистителю и от него;
- трубопровод подачи азота;
- КИПиА;
- комплект крепежа для установки опорных конструкций на фундамент;
- запорно-регулирующая арматура (краны, регуляторы, клапаны обратные, дроссельные шайбы и т.п.);
- трубопроводы суфлирования от подшипников ГТУ и ЦБК, включая три маслоуловителя и пять влагоуловителей.

Маслоуловитель предназначен для суфлирования паров масла, поступивших из-под кожуха трансмиссии. Маслоуловитель состоит из основных узлов и деталей, показанных на рисунке ниже (рисунк 4.14).

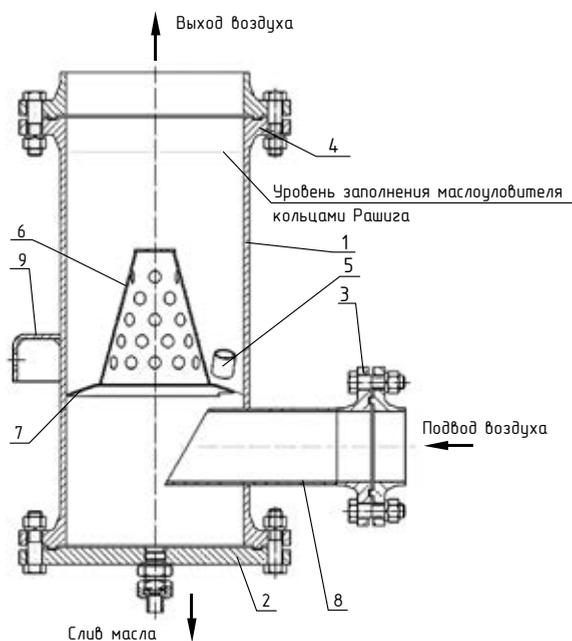


Рисунок 4.14. Устройство и основные габаритные размеры маслоуловителя: 1 – корпус; 2 – заглушка; 3 – фланец DN80; 4 – фланец DN200; 5 – кольца Рашига; 6 – обечайка; 7 – тарелка; 8 – патрубок; 9 – кронштейн

Маслоуловитель работает следующим образом: поток воздуха подходит через патрубок 8 в корпус 1 маслоуловителя, меняет направление на угол  $90^\circ$  и проходит через конусную обечайку 6 с тридцатью девятью отверстиями. Над обечайкой равномерно распределены кольца Рашига 5. При взаимодействии воздуха с кольцами имеющееся масло оседает на поверхностях колец и сливается в нижнюю часть корпуса 1 через зазор между тарелкой 7 и стенкой корпуса. Далее очищенный воздух подается в систему через фланец 4 и, пройдя влагоуловитель, сбрасывается в атмосферу через сбросную свечу.

Из нижней части корпуса масло сливается в трубопровод слива масла с турбины через штуцер.

Влагоуловитель предназначен для исключения попадания влаги в маслосистему агрегата во время его простоя. Он размещается на участке трубы суфлирования, расположенной выше маслоуловителя.

Влагоуловитель состоит из следующих основных узлов и деталей, показанных на рисунке ниже (рисунк 4.15).

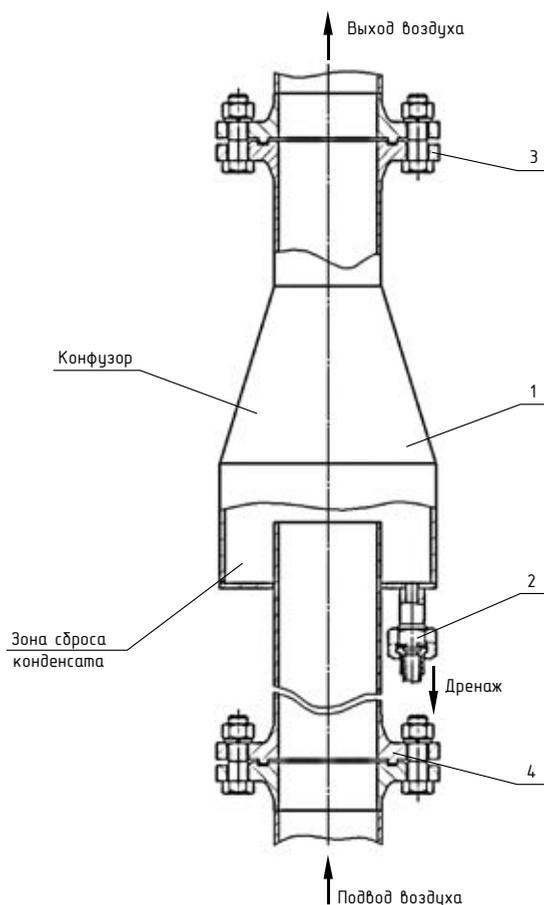


Рисунок 4.15. Влагоуловитель: 1 – корпус; 2 – штуцерно-нипельное соединение; 3, 4 – фланцы DN80

Влагоуловитель работает следующим образом. Во время простоя агрегата влага, сконденсировавшаяся в трубопроводе суфлирования кожуха трансмиссии, размещенном выше влагоуловителя, стекает по стенкам конфузора корпуса 1 в зону сбора конденсата, откуда удаляется через выходное отверстие. Сливной трубопровод из полости влагоуловителя не соединен со сливным коллектором турбины. Конденсат (в смеси с небольшим количеством масла) отводится в переносную емкость. Во время работы агрегата слив через выходное отверстие перекрыт.

### 4.11. Система дренажа ГТУ

Система дренажа газотурбинной установки обеспечивает отвод возможных протечек масла и конденсата в дренажную систему компрессорного цеха при проведении технического обслуживания и ремонта оборудования ГПА. Условное изображение и расположение системы дренажа ГТУ представлено ниже (рисунок 4.16).

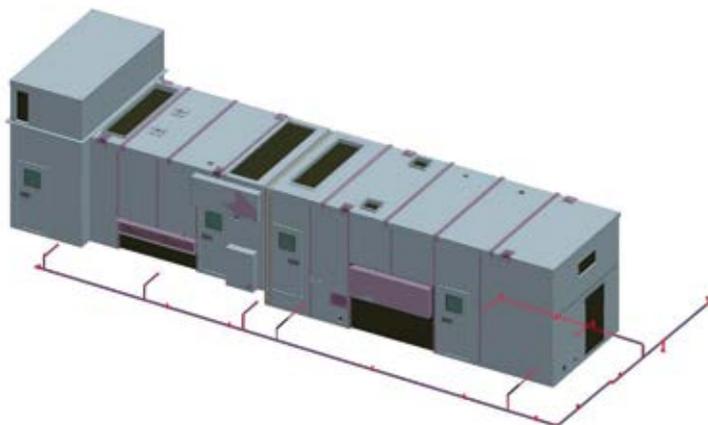


Рисунок 4.16. Условное изображение системы дренажа ГТУ

Оборудование, изделия и материалы в составе системы дренажа ГТУ расположены в пределах укрытия индивидуального ангарного типа.

### 4.12. Система очистки газоздушного тракта газовой турбины

Как было описано в разделе 2.10 о промывочной системе ГТУ, независимо от фильтрующей способности КВОУ засорение осевого компрессора неизбежно и зависит от условий окружающей среды. Ухудшение технико-экономических характеристик вследствие загрязнения осевого компрессора происходит при нормальной эксплуатации компрессора и приводит к росту потребления топлива газовой турбиной, а также к такому опасному газодинамическому явлению, как помпаж осевого компрессора.

Поэтому для сохранения производительности газовой турбины необходимо очищать компрессор при достижении критического уровня потерь производительности.

Система очистки газозвдушного тракта газовой турбины включает следующие основные части:

- устройство для подготовки и подачи моющего раствора;
- система промывки газозвдушного тракта;
- коллектор промывочной жидкости;
- трубопровод клапанов промывочной жидкости;

Устройство для подготовки и подачи моющего раствора выполнено в виде отдельно стоящего блока с размещенным на несущей раме с каркасом оборудованием. В состав данного блока входит насос, бак для моющего раствора, бак для дистиллированной воды, два фильтра, трубопроводы с необходимой арматурой, манометр и пульт управления. Электропитание устройства осуществляется от трехфазной сети. Мощность, потребляемая от электросети, не превышает 3,0 кВт. Внешний вид устройства без колес представлен ниже (рисунок 4.17), его масса не превышает 350 кг. Устройство для подготовки и подачи моющего раствора также предназначено для подачи дистиллированной воды.

Через систему промывки газозвдушного тракта устройство соединяется с форсунками, размещенными на ГТУ. Набор форсунок состоит из двух комплектов. Первый предназначен для промывки осевого компрессора на холодной прокрутке, второй – для промывки на ходу.



Рисунок 4.17. Внешний вид устройства для подготовки и подачи моющего раствора (колеса не показаны)

### 4.13. Установка автоматическая пожарной сигнализации, пожаротушения и контроля загазованности

Автоматическая установка пожарной сигнализации, пожаротушения и контроля загазованности для ГПА-32 «Ладога» предназначена для обеспечения безопасности людей, технологического процесса и снижения материального, экологического, экономического и социального ущерба при возможных пожарах и авариях. Системы автоматической противопожарной защиты в случае возникновения возгорания, аварии на производстве обеспечивают взаимодействие с системами управления технологическим процессом, системами вентиляции, системами противодымной защиты, системами противопожарного водоснабжения и другими системами, обеспечивающими безопасность и управление технологическим процессом и жизнедеятельностью людей.

Полное наименование систем, входящих в состав ГПА-32 «Ладога»:

- система пожарной автоматики и контроля загазованности;
- установка газового пожаротушения.

СПА и КЗ ГПА-32 «Ладога» включает в себя следующие системы противопожарной защиты и безопасности:

- автоматическую установку газового пожаротушения;
- автоматическую установку пожарной сигнализации;
- систему контроля загазованности, включая оповещение при загазованности;
- систему оповещения и управления эвакуацией при пожаре.

В соответствии с требованиями нормативных документов защите соответствующими системами подлежат следующие блоки и укрытия ГПА-32 «Ладога» (таблица 4.2).

Таблица 4.2. Применяемые типы систем противопожарной защиты

№	Помещение	Тип системы
1	Укрытие ГПА	АУПС
		СОУЭ
		СКЗ
2	Отсек газовой турбины	АУПС
		АУГП
		СКЗ
		СОУЭ
3	Отсек вспомогательного оборудования	АУПС
		АУГП
		СКЗ
		СОУЭ
4	Отсек очистителя масла	СОУЭ
5	Отсек пожаротушения	СОУЭ
6	Участок агрегата воздухонагревательного типа АВГМ	АУПС
		СОУЭ
		СКЗ
7	Участок блока КСАУ	АУПС
		СОУЭ

Работа АУПС, ПТ и КЗ осуществляется в автоматическом режиме. Мониторинг за АУПС ПТ и КЗ осуществляет эксплуатирующий персонал посредством устройств отображения информации на автоматизированном рабочем месте.

#### 4.14. Система промышленная телевизионная

Система промышленная телевизионная для газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога» предназначена для считывания визуальной информации о текущем состоянии помещений, расположенного в них технологического оборудования и находящегося персонала при помощи IP-видеокамер с дальнейшим сжатием видеоданных и передачей их через последовательность стандартных интерфейсов на автоматизированные рабочие места оперативного персонала компрессорной станции.

Система работает круглосуточно в режиме реального времени и обеспечивает следующие функции:

- предоставление наглядного отображения состояний и управление компонентами системы промышленной телевизионной с АРМ оператора из диспетчерской компрессорной станции;
- воспроизведение видеозаписи с использованием любого режима отображения на мониторе АРМ;
- запись информации на внутренние носители;
- использование индивидуальной для каждой IP-камеры настройки сценария и продолжительности записи;
- запись видеоданных от всех камер одновременно;
- оперативный доступ к любому записанному кадру или последовательности кадров путем задания идентификатора камеры, даты и времени;
- распечатка любого экранного изображения или кадра видеозаписи на подключенном к АРМ оператора печатающем устройстве;
- экспорт любой видеозаписи или отдельного кадра на сменный носитель для их последующего изучения или распечатки на другом компьютере.

#### 4.15. Система электрообогрева

Система электрообогрева состоит из системы обогрева кровли укрытия и системы обогрева маслопровода.

Система обогрева кровли ангарного укрытия предназначена для исключения образования наледи в водосточных трубах и желобах.

Система обогрева маслопровода предназначена для исключения замерзания масла в трубопроводах системы маслообеспечения при отрицательных температурах окружающего воздуха.

Для подогрева используются саморегулирующие греющие кабели, включение которых происходит автоматически при снижении окружающей температуры ниже рабочих отметок.

## 4.16. Система электроснабжения

Система электроснабжения ГПА-32 «Ладога» включает в себя:

- системы распределения электроснабжения собственных нужд в границах ГПА (размещение в блок-контейнере САУ и ЭТ);
- системы контроля и управления электрической части и релейной защиты (размещение в блок-контейнере САУ и ЭТ);
- системы освещения (размещение в блок-контейнере САУ и ЭТ);
- системы заземления – в границах поставки ГПА.

Система распределения электроснабжения предназначена для питания потребителей, обеспечивающих работу ГПА и вспомогательных сооружений в нормальных и аварийных условиях работы.

Система контроля и управления электрической части и релейной защиты осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов.

Система освещения предназначена для создания нормальных условий работы персонала в рабочий и ремонтный периоды, а также для обеспечения эвакуации при нарушениях электроснабжения.

Система заземления обеспечивает безопасность персонала и защиту оборудования, в том числе работу автоматических систем контроля и управления, с применением микропроцессорной техники.

Подключение электрооборудования переменного тока с номинальным напряжением до 690 В частотой 50/60 Гц или электрооборудования постоянного тока с номинальным напряжением до 1000 В осуществляется силовыми кабелями по кабеленесущим конструкциям, прокладываемым как внутри укрытия индивидуального ангарного типа, так и для соединения отдельных блоков за его пределами. Силовые и контрольные кабели применяются в зависимости от температуры окружающей среды: от минус 60 °С (в исключительных случаях от минус 70 °С) до плюс 45 °С. В соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» по классификации пожароопасных и взрывоопасных зон кабельная продукция применяется в следующем исполнении:

- не распространяющие горение при групповой прокладке с низким выделением дыма «нг (А)-LS»;
- с отсутствием выделения опасных галогенов «нг (А)-HF»;

Во взрывоопасных зонах применяется кабельная продукция бронированная с медными жилами в ПВХ-изоляции.

## 4.17. Система автоматического управления комплексная

КСАУ ГПА предназначена для автоматического контроля, управления и регулирования и может изготавливаться в двух исполнениях: централизованной (рисунки 4.18) и распределенной (рисунки 4.19) архитектурах и компоновке.

КСАУ ГПА в централизованном исполнении выполняется в шкафом исполнении со степенью защиты оболочки не ниже IP41 по ГОСТ 14254. Структурно выделяются два основных компонента – БУ ГТД и непосредственно шкафы САУ ГПА.

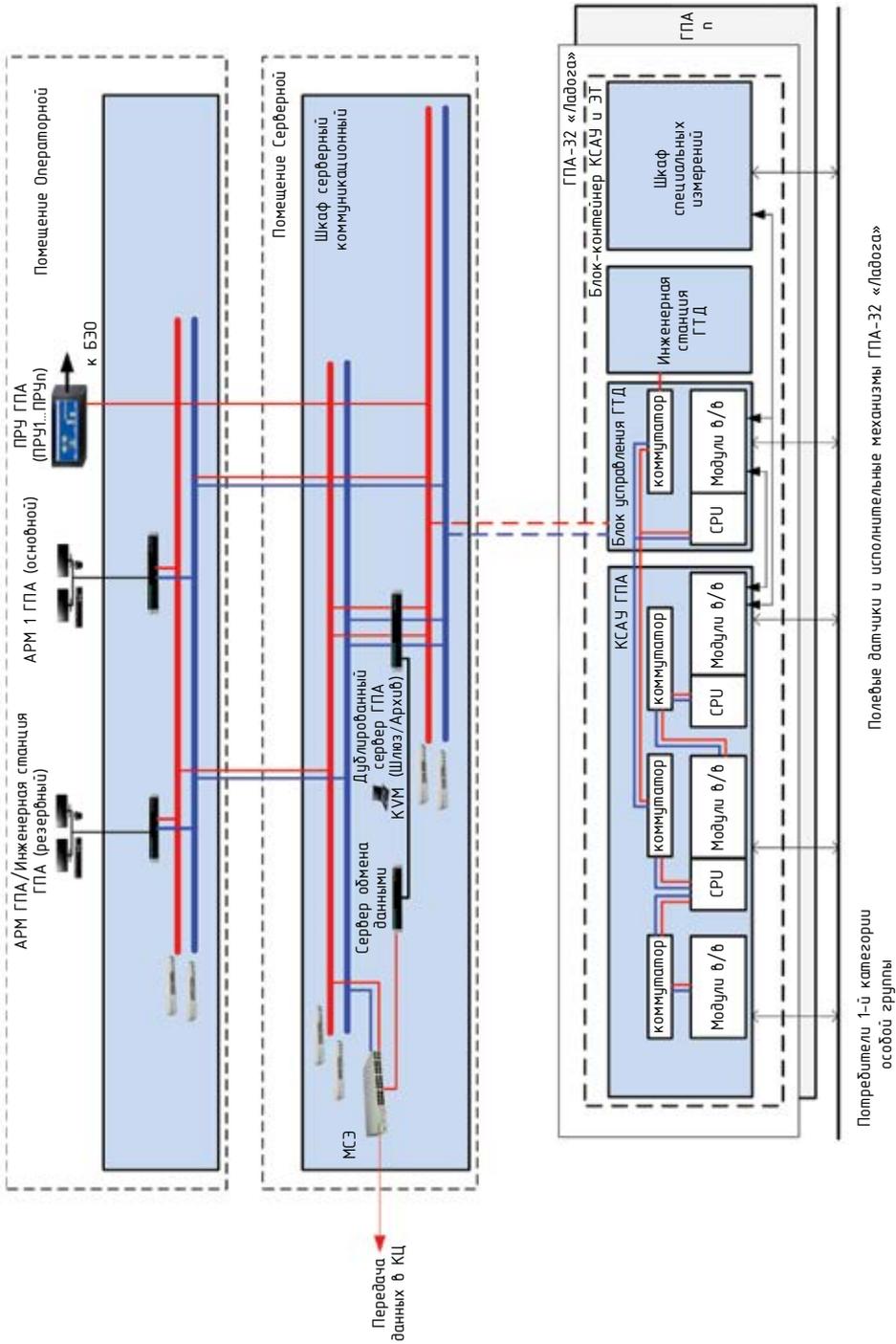


Рисунок 4.18. Централизованное исполнение КСАУ ГПА

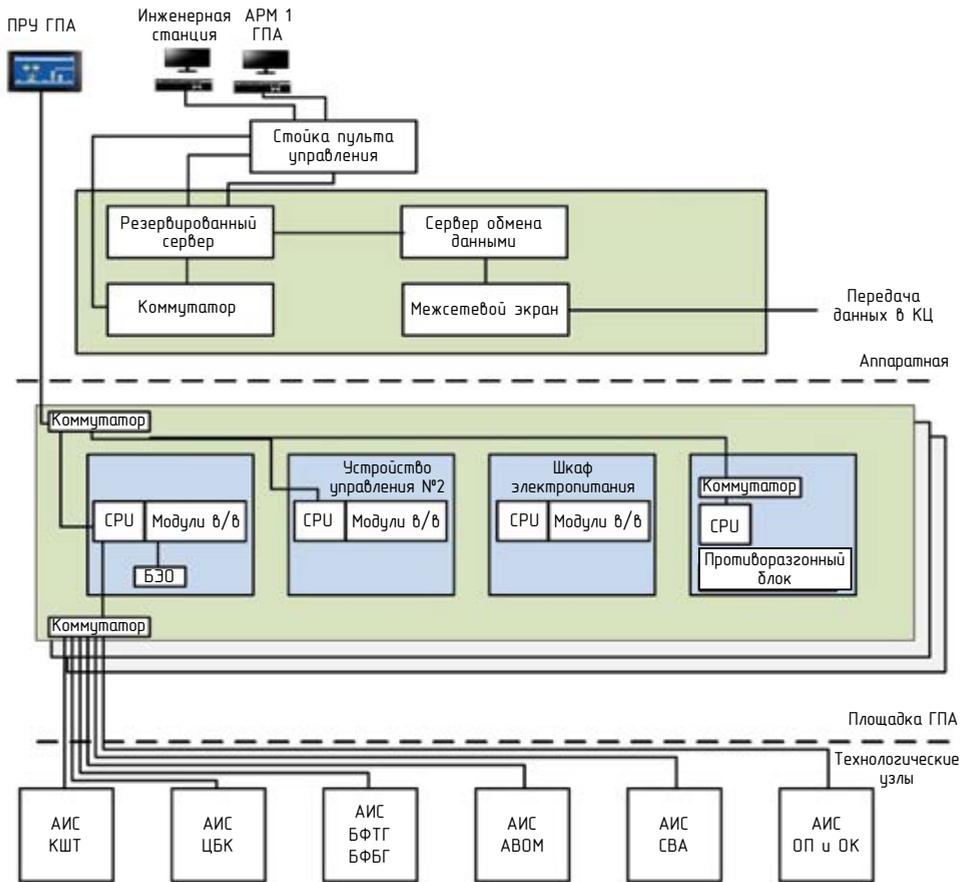


Рисунок 4.19. Распределенное исполнение КСАУ ГПА

САУ ГПА и БУ ГТД выполнены по одноплатформенной схеме с использованием однотипных контроллеров. Отличием централизованной архитектуры от распределенной является применение центральных контроллеров, сосредоточенных в одном блок-контейнере, отвечающих за получение и обработку данных, управление исполнительными механизмами (рисунок 4.18). Преимуществом такой платформы является простота построения, удобство обслуживания и ремонта.

КСАУ ГПА, построенная с распределенной архитектурой, отличается наличием нескольких вынесенных локальных контроллеров, функционирующих совместно с одним или несколькими централизованными контроллерами. Как центральные, так и локальные контроллеры вовлечены в процесс обработки данных от местного КИП и управления исполнительными механизмами (рисунок 4.19). К преимуществам такого варианта построения КСАУ можно отнести: модульность построения с автономным функционированием локальных систем, экономию контрольных кабелей за счет уменьшения длин кабельных трасс, сокращение габаритов электротехнических помещений ГПА за счет переноса составных частей САУ на периферию.

КСАУ ГПА-32 «Ладога» включает в себя:

- САУ ГПА;
- БУ ГТУ;
- панель резервного управления;
- АРМ ГПА;
- пожарный контроллер;
- устройство низковольтное комплектное распределения и управления;
- блок-контейнер САУ и ИБП;
- комплект монтажных частей для кабелей, подключаемых к ГТ и компрессору;
- комплект кабелей для подключения ГТД, компрессора и их систем.

Оборудование КСАУ ГПА монтируется в блок-контейнер на заводе-изготовителе ГПА и далее направляется к месту эксплуатации.

Связь КСАУ ГПА с АСУ ТП компрессорной станции или компрессорного цеха осуществляется по цифровым каналам в соответствии с требованиями системы вышестоящего уровня.

КСАУ ГПА обеспечивает непрерывный круглосуточный режим работы ГПА без постоянного присутствия персонала в зоне технологического оборудования.

Ниже представлены основные функции КСАУ ГПА:

- управление ГТ на всех режимах;
- автоматическая проверка пусковой готовности ГПА;
- автоматическая защита ГПА по технологическим параметрам;
- автоматическое поддержание состояний «Холодный резерв», «Горячий резерв»;
- автоматический перевод ГПА из состояния «Холодный резерв» в состояние «Горячий резерв» и обратно по команде оператора;
- автоматическое выполнение проверочного режима «Комплексная проверка кранов»;
- автоматический пуск ГПА (из резерва с заполненным или незаполненным контуром нагнетателя) с выводом на необходимые рабочие режимы (например, «Кольцо», «Магистраль»);
- автоматический перевод ГПА из одного рабочего режима в другой (например, из режима «Кольцо» в режим «Магистраль» или обратно) по заданию оператора или в соответствии с командами, приходящими из САУ вышестоящего уровня;
- автоматическое управление исполнительными механизмами и кранами газовой обвязки ГПА по заданным алгоритмам;
- автоматический нормальный останов ГПА со стравливанием и без стравливания газа из контура нагнетателя по команде оператора;
- автоматический вынужденный останов ГПА со стравливанием и без стравливания газа из контура нагнетателя по сигналам каналов защиты;
- автоматический аварийный останов ГПА со стравливанием и без стравливания газа из контура нагнетателя по сигналам каналов защиты либо по команде оператора;
- экстренный аварийный останов ГПА по сигналу отказа ПТС управляющей системы либо по команде оператора при непредвиденных обстоятельствах;

- автоматический перезапуск с интервалом 3 сек. вспомогательных механизмов после пропадания напряжения 400 (380) В 50 Гц на время не более 30 сек. (время пуска и набора нагрузки аварийной дизельной электростанции) – ГПА при этом сохраняет работоспособность;
- автоматический контроль отработки исполнительных механизмов на всех режимах работы при наличии сигнализаторов положения;
- запрет выполнения команд оператора, если они не предусмотрены алгоритмами управления или регулирования;
- управление ГПА от панели резервного управления;
- взаимодействие с системой автоматического пожаротушения;
- взаимодействие с преобразователями и другими приборами контроля и управления ГПА по каналам интерфейсов типа RS 232, RS 422, RS 485;
- управление утилизатором тепла (при его наличии), включая регулирование температуры воды на выходе утилизатора;
- автоматическая стабилизация режимов работы ГПА по заданным алгоритмам;
- регулирование (стабилизация) частоты вращения ротора силовой турбины;
- отработка задания по частоте вращения, вводимого оператором, или по командам подсистем верхнего уровня;
- безударный переход от регулирования частоты вращения ротора силовой турбины к предельному регулированию и обратно;
- антипомпажное регулирование, обеспечивающее нахождение рабочей точки на расстоянии не более 10% до линии реального помпажа. Линия помпажа и линия регулирования уточняются и выстраиваются после проведения помпажных тестов в условиях объекта эксплуатации при пусконаладочных работах;
- предотвращение помпажа ЦБК и превышения заданных уровней ограничиваемых параметров при ошибочных действиях оператора;
- автоматическая адаптация структуры и параметров САУ ГПА в зависимости от характеристик действующих возмущений, обеспечивающая предотвращение развития предпомпажной ситуации и прекращение помпажа в случае его возникновения по не зависящим от САУ ГПА причинам;
- стабилизация одного из основных технологических параметров (давление газа на выходе из ЦБК, степень сжатия газа в ЦБК, расход компримируемого газа);
- обеспечение заданного распределения нагрузки между параллельно или последовательно работающими агрегатами совместно с АСУ ТП компрессорного цеха или компрессорной станции;
- в САУ ГПА предусмотрена «стратегия выживания», обеспечивающая безопасность эксплуатации ГПА при исчезновении части сигналов на входе САУ ГПА или отказе отдельных устройств или блоков, заключающаяся в перераспределении сигналов от резервированных датчиков, устройств и блоков ГПА;
- защита и управление электроприводными устройствами ГПА, в том числе плавный пуск и останов двигателей исполнительных механизмов, а также регулирование скорости вращения электродвигателей путем преобразования частоты выходного напряжения;

- управление электроприводными устройствами ГПА в режимах сигнализации: а) отработки команд управления, б) режимов работы, в) состояния аппаратуры НКУ ГПА;
- контроль параметров напряжений электропитания, в том числе контроль значения тока и напряжения трехфазного электропитания 400/230 В, 50 Гц, контроль перекоса фаз трехфазного электропитания 400/230 В, 50 Гц, контроль значений токов и напряжений постоянного тока 220 В.

#### Информационные функции:

- измерение и непрерывная или по вызову обслуживающего персонала индикация значений, измеряемых и расчетных технологических параметров ГПА в единицах физических величин по ГОСТ 8.417 с указанием знака данного параметра (знак «+» допускается не указывать);
- представление на дисплее рабочей станции мнемосхем ГПА с указанием значений измеряемых параметров и положений исполнительных механизмов;
- постоянное представление на дисплее панели управления значений технологических параметров ГПА;
- обнаружение и представление обслуживающему персоналу информации об изменении состояния оборудования ГПА;
- представление обслуживающему персоналу аварийно-предупредительной сигнализации, включая сообщения о блокировке ручного (дистанционного) управления исполнительными механизмами ГПА при попытке некорректного управления;
- представление информации о невыполненных предпусковых условиях;
- представление информации о невыполненных условиях поддержания ГПА в состоянии ожидания;
- представление обслуживающему персоналу информации о невыполнении или невозможности выполнения того или иного этапа реализации функций контроля, управления и регулирования по причине неисправности какого-либо исполнительного механизма или при изменении режима работы ГПА;
- запоминание сигналов, вызвавших аварийный останов, а также значений основных технологических параметров ГПА при срабатывании аварийной защиты с возможностью ретроспективного анализа состояния ГПА;
- возможность (с помощью клавиатуры и дисплея рабочей станции) регулировки настроек регулятора ГТУ (в соответствии с изменением характеристик ГТУ), а также регистрация параметров ГТУ при эксплуатации ГПА;
- представление обслуживающему персоналу информации о неисправности аппаратуры КСАУ ГПА;
- представление информации о невыполнении команд управления и регулирования неисправности цепей управления исполнительными механизмами или отсутствии напряжения на исполнительных механизмах;
- формирование и представление на дисплее рабочей станции массивов текущей и ретроспективной информации в виде непрерывно обновляемых файлов;
- параметры ретросистемы (глубина и частота записи параметров) могут конфигурироваться в соответствии с требованием заказчика;

- формирование массивов информации для регистрации на принтере и записи на съемном носителе, периодически или по вызову оператора, необходимой отчетной документации;
- вычисление параметров (при отсутствии возможности их прямого измерения);
- связь с системой управления вышестоящего уровня и обработка ее команд.

Функции контроля исправности КСАУ ГПА:

- автоматический непрерывный контроль целостности цепей управления особо ответственными исполнительными механизмами, обеспечивающими функционирование газоперекачивающего агрегата (включая контроль за исполнительными механизмами, обеспечивающими выполнение останова ГПА);
- автоматический непрерывный контроль целостности цепей особо ответственных аналоговых и дискретных датчиков, используемых для обеспечения нормального функционирования газоперекачивающего агрегата (включая контроль за датчиками, используемыми для выполнения аварийного останова ГПА);
- автоматический контроль исправности основных программно-технических средств КСАУ ГПА с сигнализацией отказа;
- защита ПТС от несанкционированного доступа.

#### 4.18. Площадки обслуживания

В составе ГПА-32 «Ладoga» для обслуживания разработаны и используются следующие группы площадок.

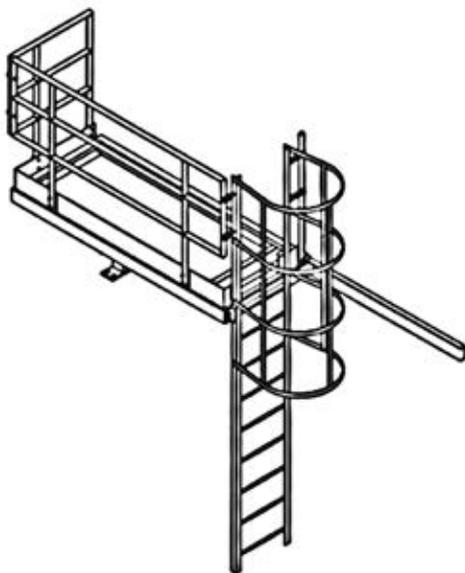


Рисунок 4.20. Площадка обслуживания защитной сетки

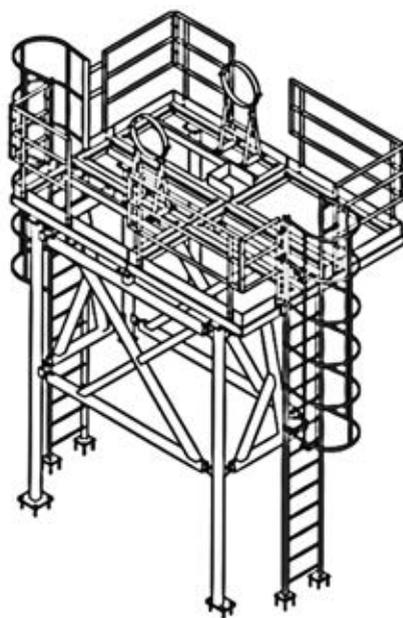


Рисунок 4.21. Площадка обслуживания клапанов

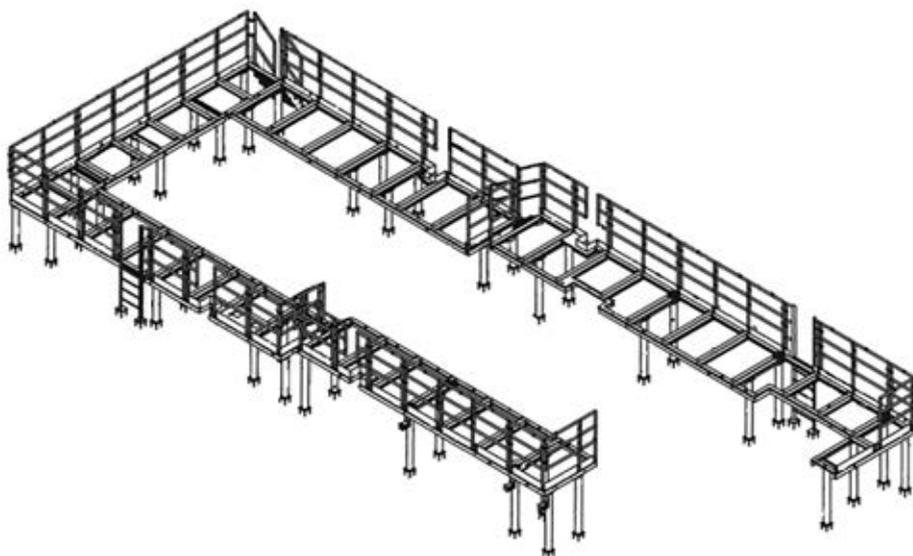


Рисунок 4.22. Площадка обслуживания ГТУ

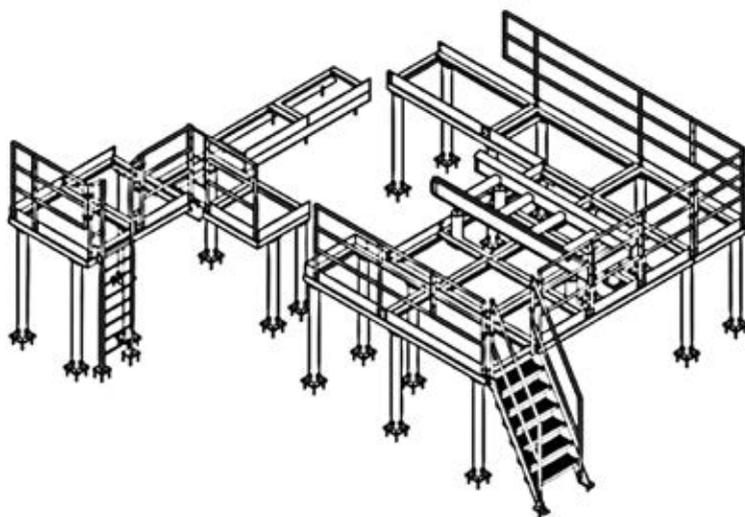


Рисунок 4.23. Площадка обслуживания ЦБК

Площадки, расположенные внутри ангарного укрытия:

- площадка обслуживания защитной сетки;
- площадка обслуживания клапанов;
- площадка обслуживания ГТУ;
- площадка обслуживания компрессора;
- площадка обслуживания воздуховода;

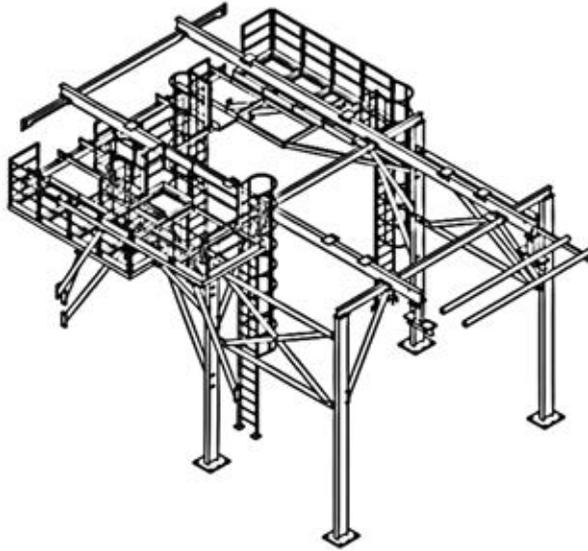


Рисунок 4.24. Площадка обслуживания воздуховода

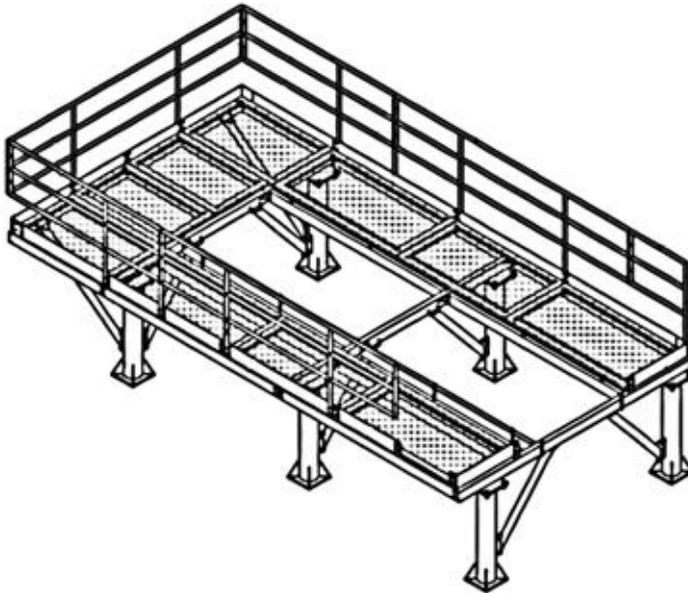


Рисунок 4.25. Площадка обслуживания АВОВ

Площадки, расположенные на открытом воздухе, возле ангарного укрытия:

- площадка обслуживания АВОВ.

Площадки обслуживания защитной сетки состоят из отдельных сборочных единиц: рамы, укосин, опоры, вертикальных лестниц, ограждений, бортов, настилов, деталей и крепежных изделий.

## 5

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ГПА-32 «ЛАДОГА»

Невский завод является единственным отечественным производителем современных газоперекачивающих агрегатов на базе стационарной газовой турбины мощностью 32 МВт.

Первый газоперекачивающий агрегат ГПА-32 «Ладога» с газовой турбиной T32 (на базе газовой турбины типа MS5002E производства Nuovo Pignone (Италия)) введен в эксплуатацию в 2011 году. На тот момент на зарубежных объектах находилась всего одна установка такого типа. Даже итальянский завод-изготовитель не имел статистики неисправностей по газовой турбине-прототипу. Технические решения, заложенные в ее конструкцию, предстояло отработать в ходе эксплуатации агрегатов.

В последующий период 2012-2022 годов Невский завод довел серийное производство агрегатов до 10-12 в год, расширил долю применяемых отечественных компонентов и вспомогательного оборудования, а также внедрил мероприятия по повышению надежности и улучшению конструкции агрегатов на основе опыта, полученного в ходе эксплуатации и технического обслуживания ГПА на отечественных газотранспортных объектах.

В настоящее время Невским заводом изготовлено и поставлено на объекты газотранспортной сети РФ более 80 газоперекачивающих агрегатов ГПА-32 «Ладога». Суммарная наработка парка установленного оборудования составляет свыше 900 тысяч часов. Значительное количество установленного оборудования, с одной стороны, характеризует ГПА-32 «Ладога» как надежный и востребованный агрегат, с другой стороны, позволяет Невскому заводу проводить систематизацию и статистический анализ неисправностей, на основе чего разрабатывать дальнейшие мероприятия по совершенствованию конструкции и повышению надежности ГПА.

### 5.1. Анализ неисправностей ГПА-32 «Ладога»

Анализ неисправностей ГПА-32 «Ладога» выполнен на основе актов дефектации, отчетов, писем от эксплуатирующих организаций, а также результатов планового технического обслуживания агрегатов за период с 2017 по 2021 год. Под неисправностями понимаются не только отказы, приведшие к вынужденному (аварийному) останову агрегата, но и любые другие несоответствия конструкции, выявленные в ходе планового технического обслуживания или нормальной эксплуатации агрегата. Всего по действующему парку ГПА-32 «Ладога» проанализировано около 600 неисправностей и повреждений.

По каждой неисправности Невский завод разрабатывал мероприятия по предотвращению, вносил изменения в конструкцию, в технологии изготовления и эксплуатации агрегата, менял поставщиков сырья, материалов и вспомогательного оборудования в случае недостаточного качества поставляемой продукции.

Анализ неисправностей ГПА-32 «Ладога» показал, что наибольшее количество несоответствий приходилось на самый технологически сложный элемент – газотурбинную установку (44% от общего числа). Наибольшее количество отказов приходилось на работу выхлопной системы ГТУ (устранено изменением конструкции и частичной заменой поставщиков), а также камеры сгорания (устранено заменой на новую конструкцию).

На втором месте по доле отказов находятся вспомогательные агрегатные системы (25% от общего числа), включающие в себя большое количество вспомогательного оборудования, приобретаемого у сторонних производителей с отсутствием возможности достоверного входного контроля на всех этапах его производства. Такие несоответствия устраняются заменой поставщика либо повышенными требованиями входного контроля, в том числе дополнительными испытаниями.

На КСАУ ГПА приходится доля в 16% отказов. Отказы по системе управления, как правило, обусловлены потерей или искажением передаваемых сигналов, вызванных сбоем оборудования (платы, шины передачи данных) или программными сбоями. С целью повышения надежности работы КСАУ ГПА Невский завод разработал собственную систему на отечественной элементной базе. Применение КСАУ собственного изготовления позволяет снизить число неисправностей за счет повышенного контроля всех этапов разработки программного обеспечения и производства оборудования.

На работу центробежных компрессоров в составе ГПА приходится доля в 15% всех отказов. При этом неисправности обычно проявляются после существенной наработки компрессора и устраняются в ходе планового технического обслуживания.

На ежегодную статистику неисправностей оказывает влияние наработка оборудования, поскольку некоторые неисправности начинают проявлять себя только с течением времени (только 24 агрегата имеют наработку свыше 24 000 часов). Дополнительно на статистику оказывает влияние применение нового локализованного оборудования, особенности эксплуатации конкретного ГПА, а также новые технические решения, внедряемые по требованию заказчика.

Распределение неисправностей по системам ГПА за период с 2017 по 2021 год представлено на рисунке ниже (рисунки 5.1).

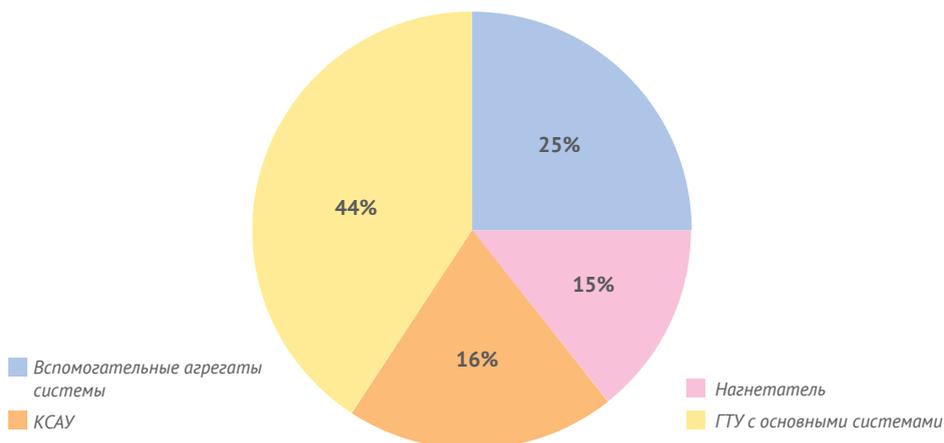


Рисунок 5.1. Распределение отказов по системам ГПА за 2017–2021 гг.

## 5.2. Повышение надежности газотурбинной установки Т32

Распределение учетных отказов по системам газовой турбины представлено ниже (рисунок 5.2).

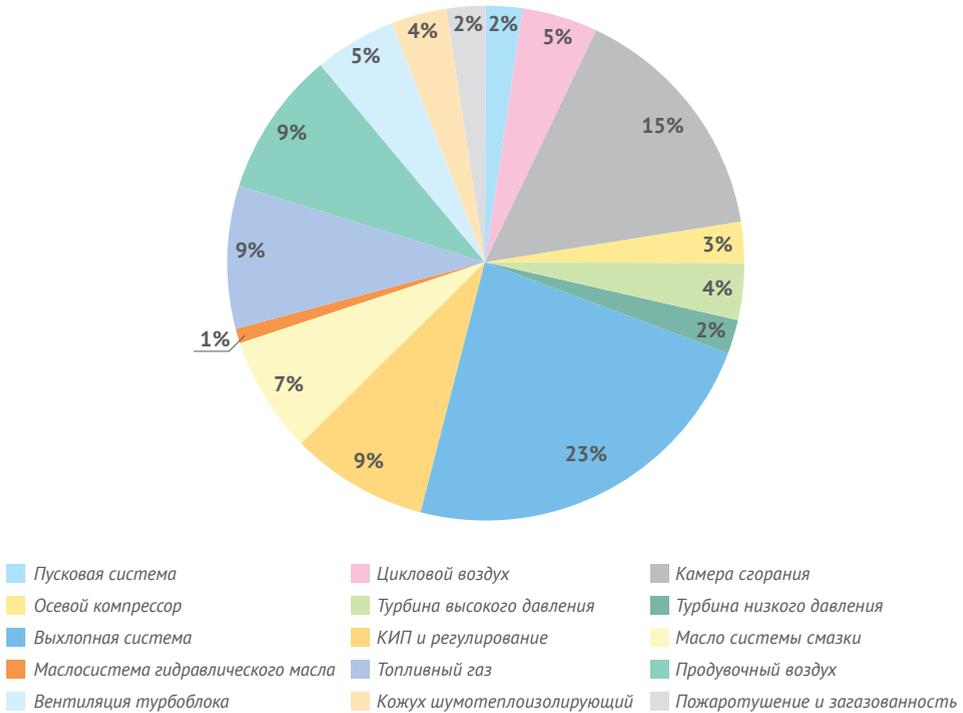


Рисунок 5.2. Распределение отказов по системам ГТУ за 2017–2021 гг.

Наибольший процент неисправностей ГТУ приходится на выхлопную систему (23%) и камеру сгорания (15%). Доли неисправностей остальных систем и элементов конструкции не достигают 10%.

Ниже представлены основные неисправности, выявленные в ходе эксплуатации ГТУ типа Т32 и мероприятия, разработанные заводом-изготовителем по их устранению.

### 5.2.1. Камера сгорания

Отказы газовых турбин по неисправности камер сгорания составляют 15% от общего числа отказов ГТУ. В связи с этим Невский завод уделяет повышенное внимание мероприятиям по увеличению надежности работы и совершенствованию конструкции камер сгорания.

В ходе эксплуатации ГПА-32 «Ладога» выявлены следующие основные несоответствия в работе камеры сгорания газовой турбины:

- неравномерность поля температур, фиксируемая на выхлопе, и вызванные этим аварийные остановки;
- трещины в торцах топливных форсунок в области отверстий для выхода газа;
- поломка воспламенителей свечи зажигания;
- деформация экрана жаровой трубы;
- разрушение ободочных лепестковых уплотнений жаровой трубы.

Большая часть отказов камеры сгорания относится к остановам по аномально высокому разбросу температур на выхлопе и выявленным при последующих бороскопических осмотрах дефектам.

Аварийный останов по неравномерности температур на выхлопе ГТ обычно происходит при переходе из диффузионного режима работы камеры сгорания в режим «премикс» и обратно. Кроме указанных ниже причин на ранних этапах эксплуатации парка ГПА-32 «Ладoga» часть остановов была вызвана некорректной работой алгоритмов регулирования турбины. В дальнейшем подобные случаи учтены при корректировке и обновлении программного обеспечения БУ ГТУ.

Неравномерность температур газа на выхлопе является следствием неравномерного расхода топливной смеси через отдельные форсунки. В ранних модификациях газовой турбины применялись форсунки с картриджем пассивной продувки. В них изменение расхода происходило из-за изменения зазора между наконечником картриджа и центральным отверстием в торце форсунки вследствие механического износа или деформаций (рисунок 5.3).

Неравномерные зазоры в наконечнике с картриджем приводили к трению, износу стенок, конечному разрушению (обрыву) картриджа и повреждениям форсунки (рисунок 5.4). Восстановление



Рисунок 5.3. Неравномерные зазоры в наконечнике с картриджем пассивной продувки (наработка 3847 часов)



Рисунок 5.4. Обломленный картридж форсунки (ТО-24000)

штатного зазора обеспечивалось путем подбора и замены изношенных картриджей и форсунок.

К перекосу температур выхлопа газовой турбины также приводило засорение каналов подачи топлива в торцевой крышке и форсунках (рисунки 5.5).

С целью предотвращения указанных неисправностей разработана новая форсунка без центрального отверстия под картридж продувки с фланцем, выполненный цельным с частью ее корпуса (рисунки 5.6).



Рисунок 5.5. Загрязнение форсунки картриджного типа (наработка форсунок 8863 часа)

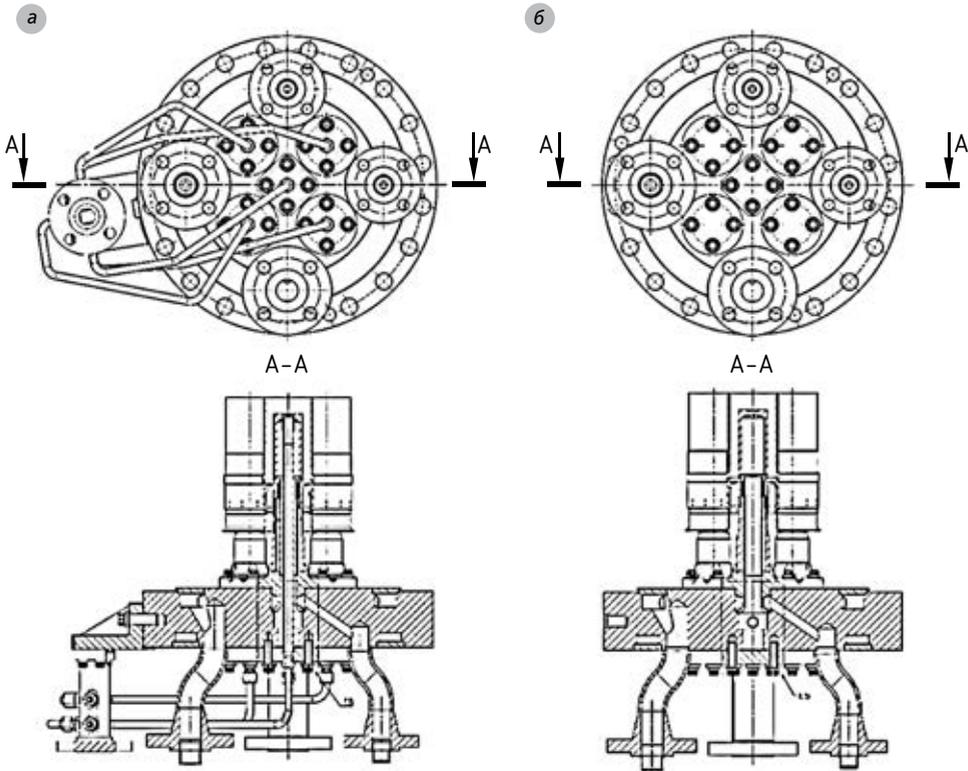


Рисунок 5.6. Форсунка а) старого образца и б) бескартриджного типа

С применением форсунок без картриджей отказы камер сгорания по неравномерности температуры выхлопа значительно сократились.

Одним из частых повреждений форсунок старой конструкции (картриджного типа) являлись радиальные трещины от выпускных газовых отверстий, выявляемые в ходе бороскопических осмотров (рисунки 5.7, рисунок 5.8).



Рисунок 5.7. Бороскопический осмотр  
(наработка 14 620 часов)



Рисунок 5.8. Бороскопический осмотр  
(наработка 16 000 часов)

Экспертная оценка показала, что причиной возникновения трещин является термическая малоцикловая усталость. При этом выявленные несоответствия не влияют на работу ГТУ, риск эксплуатации форсунок с трещинами незначительный ввиду их заполнения оксидами и отсутствия тенденции к дальнейшему росту.

Плановая замена торцевых крышек на новые бескартриджного типа позволила снизить интенсивность появления инцидентов с повреждениями.

Также при этом в ходе технического обслуживания периодически фиксируются случаи возникновения трещин в форсунках бескартриджного типа (рисунок 5.9, рисунок 5.10).

Трещины на форсунках всех агрегатов обнаружены в ходе плановых осмотров, нештатная работа камер сгорания или аварийные ситуации отсутствовали. Тем не менее проведен анализ причин возникновения данных несоответствий.

Согласно алгоритмам работы ГТУ переход на режим предварительного смешения начинается с момента достижения 50% мощности. До этого момента горелки камеры сгорания работают в диффузионном режиме, а после набора 50% мощности до полного перехода в режим предварительного смешивания горелки работают на переходном режиме, при котором через отверстия торцевой поверхности форсунок подается топливный газ, температура которого, как правило, не превышает 90 °С.

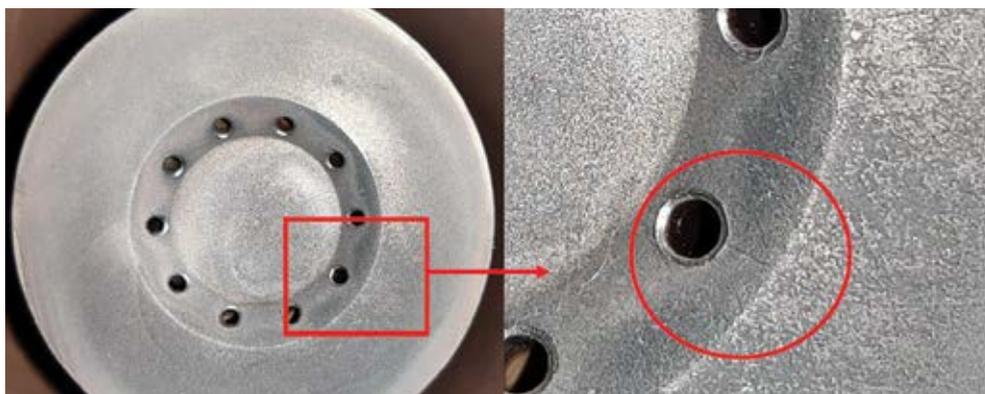


Рисунок 5.9. Бескартриджная крышка (наработка 15 000 часов)



Рисунок 5.10. Бескартриджные крышки (наработка 16 900 часов, дефектные форсунки помечены «X»)

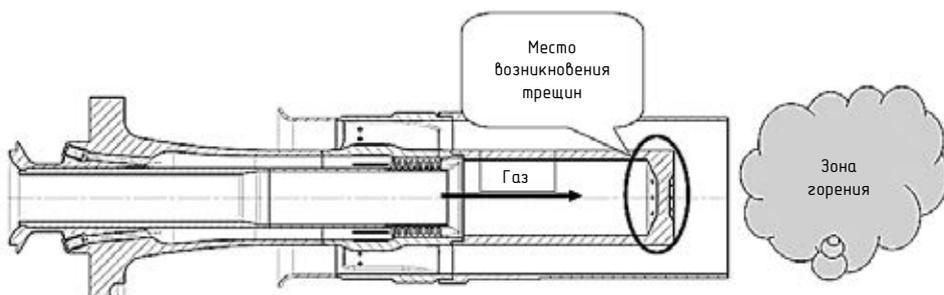


Рисунок 5.11. Схема работы форсунки при переходе из «диффузии» в «премикс»

Так элементы торцевой поверхности горелок работают в условиях, когда градиенты температур металла составляют до 500-600 °С, что неизбежно приводит к появлению высоких внутренних температурных напряжений и, как следствие, к зарождению трещин на горелках (рисунок 5.12).

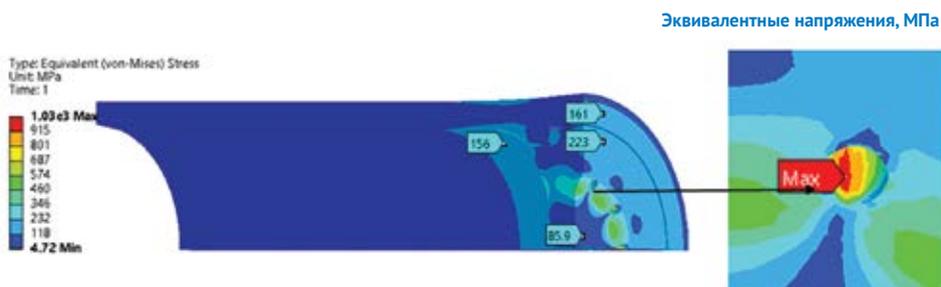


Рисунок 5.12. Результаты расчета температурных напряжений в диффузионном наконечнике форсунки

Для отслеживания появления и развития трещин на торцах форсунок предложено проводить профилактические осмотры камер сгорания через каждые 2000 часов. При этом риски появления аварийных ситуаций при эксплуатации форсунок с трещинами оцениваются как низкие.

Лучшим решением для предотвращения возникновения трещин в форсунках является изменение конструкции самих форсунок камеры сгорания, при котором будет устранено негативное влияние градиентов температуры на торцевые поверхности.



Рисунок 5.13. Разрушение наконечника воспламенителя старого типа (красная метка)



Рисунок 5.14. Трещина в районе закрепления воспламенителя в свече зажигания

Отказы свечей зажигания, несмотря на относительную немногочисленность, представляют особую опасность, так как разрушившиеся или выпавшие части воспламенителя немедленно попадают в горячую проточную часть, что может привести к повреждению и разрушению ее компонентов (рисунок 5.13 – рисунок 5.15). Такая проблема связана с несовершенством конструкции воспламенителя и привела к разработке и последующему применению воспламенителей нового типа.



Рисунок 5.15. Пример разрушения воспламенителя в районе клеммной коробки и у зажимной гайки

По результатам замены выявленные ранее неисправности были устранены, однако установлены единичные дефекты иного характера, а именно – выкручивание наконечника центрального электрода без разрушения или прогорания (рисунок 5.16 – рисунок 5.17).



Рисунок 5.16. Наконечник воспламенителя без центрального электрода

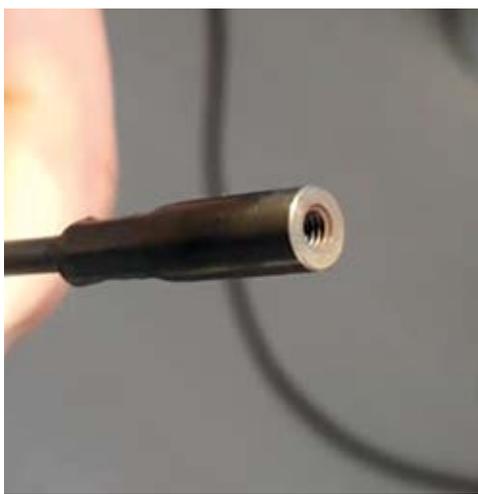


Рисунок 5.17. Место крепления наконечника центрального электрода

В программе локализации узлов ГТУ предусматривается замена искрового воспламенителя на плазменный, что может способствовать повышению надежности данного узла.

При бороскопическом осмотре агрегатов с наработкой 4344 и 8332 часа в ходе ТО-4000 и ТО-8000 соответственно обнаружены деформации (вспучивание) стенки экрана жаровой трубы (рисунки 5.18, рисунок 5.19).



Рисунок 5.18. Деформация экрана жаровой трубы

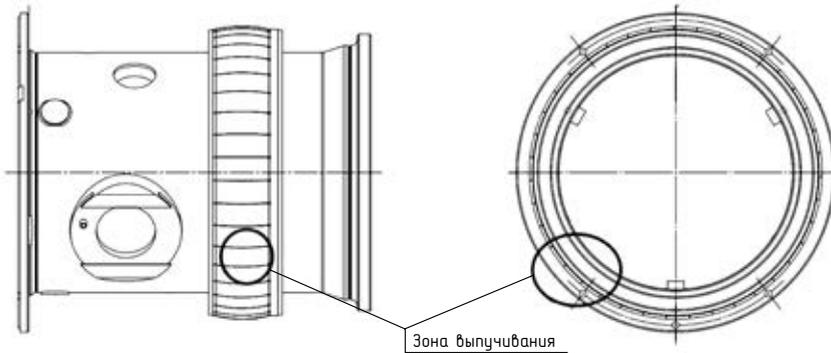


Рисунок 5.19. Место деформации на фрагменте чертежа

Данное несоответствие в исключительных случаях может приводить к прогару жаровых труб (рисунок 5.20).

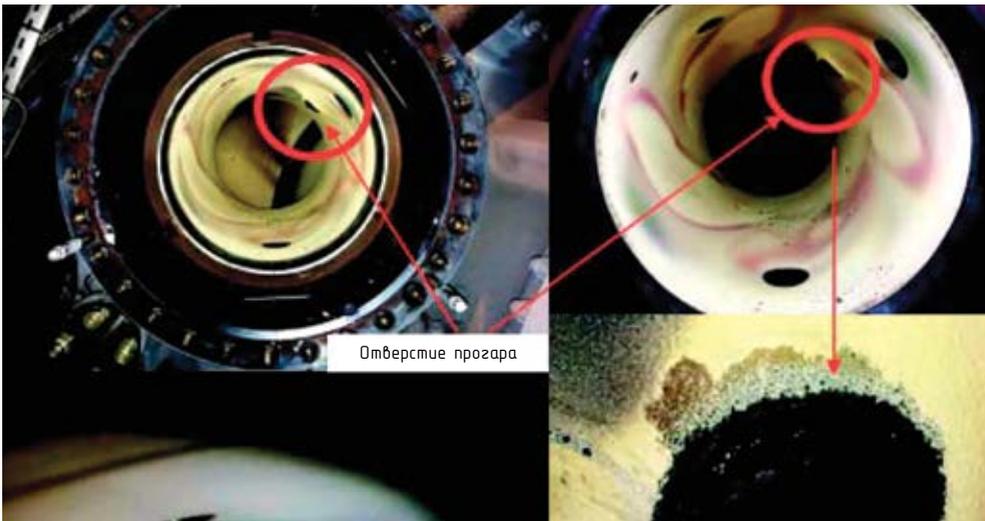


Рисунок 5.20. Прогар жаровой трубы в месте соприкосновения с экраном из-за его деформации

Вероятной причиной дефектов экрана и жаровой трубы является деформация стенки в процессе ее термообработки после сварки под воздействием давления инертных газов, попавших при сварке внутрь кольцевого кожуха. В связи с этим для новых изделий, в том числе выпускаемых в рамках локализации, внедрено предложение по сверлению отверстий в торцах кольцевого кожуха экрана (рисунок 5.21), а также рекомендации по дополнительному контролю диаметра и формы внутренней поверхности экрана перед сборкой.

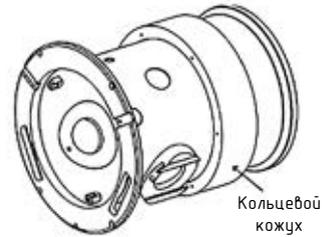


Рисунок 5.21. Расположение отверстий для выпуска технологических газов при сварке экрана с кожухом

В ходе сервисных работ установлены случаи механических повреждений при износе лепестков ободочных уплотнений жаровой трубы и экрана (рисунок 5.22). Разрушение ободочного уплотнения проявляется в наличии трещин в области сварного соединения уплотнения и жаровой трубы, которые приводят к обрыву лепестков при разборке камер сгорания.



Рисунок 5.22. Разрушение ободочного лепесткового уплотнения жаровой трубы (наработка 24 000 часов)

Возможным техническим решением представляется замена уплотнения в случае наличия необходимого для дальнейшей эксплуатации остаточного ресурса самого компонента.

## 5.2.2. Турбина высокого давления

Отказы агрегатов по неисправности лопаточного аппарата ТВД составляют 3% от общего числа отказов ГТУ. Неисправности лопаточного аппарата ТВД выявляются, как правило, в ходе планового технического обслуживания. Выявленные повреждения обычно не имеют быстрого развития, поэтому при допустимых размерах они пропускаются для дальнейшей эксплуатации до очередного осмотра.

Основными причинами повреждений лопаток ТВД являются:

- превышение температуры перед турбиной, в том числе локальное по сегментам;
- попадание посторонних предметов из газозвушного тракта (осевого компрессора и камер сгорания);
- нарушение охлаждения лопаток (засорение охлаждающих отверстий, деформация или разрушение дефлекторов).

При этом большинство недопустимых дефектов, требующих внеплановых замен лопаток ТВД, возникало по причине локального заброса температуры перед турбиной из-за разрушения картриджей пассивной продувки или недопустимого износа форсунок с картриджами, а также попадания посторонних предметов, в том числе и отслоившегося от торцов форсунок нагара. Замена торцевых крышек с форсунками на бескартриджные снизила вероятность появления новых и скорость развития существующих дефектов.

Ниже представлены типовые повреждения соплового аппарата ТВД (рисунок 5.23 – рисунок 5.26).



Рисунок 5.23. Эрозионный износ и прогар с трещиной выходной кромки аппарата первой ступени ТВД (ТО-8000)

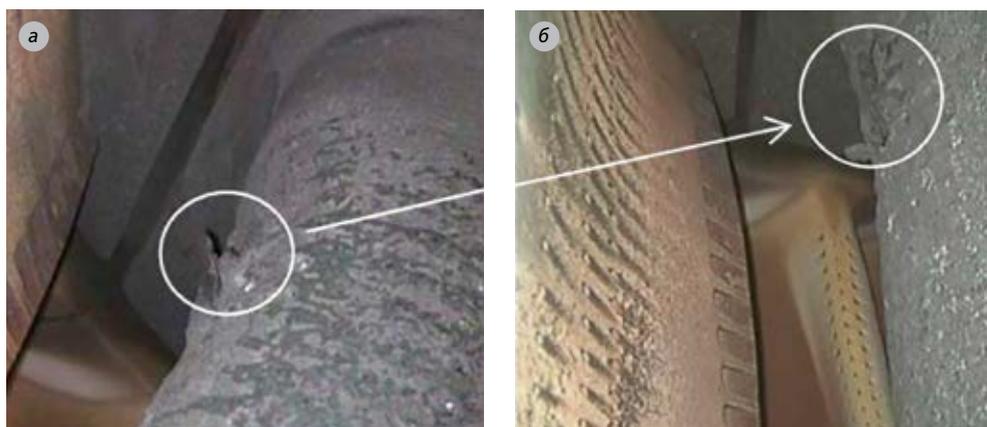


Рисунок 5.24. Динамика прогара сопловой лопатки 1-й ступени ТВД: а) октябрь 2015 г.; б) февраль 2016 г.



Рисунок 5.25. Эрозионный износ входной кромки соплового аппарата второй ступени ТВД (наработка 4032 часа)



Рисунок 5.26. Эрозионный износ входной кромки соплового аппарата 2-й ступени ТВД (наработка 16 107 часов)

Ниже представлены типовые повреждения рабочих лопаток ТВД (рисунок 5.27 – рисунок 5.30).



Рисунок 5.27. Износ входных рабочих лопаток 1-й ступени ТВД (наработка 44 000 часов)



Рисунок 5.28. Износ термобарьерного покрытия рабочей лопатки 1-й ступени ТВД (наработка 10 000 часов)



Рисунок 5.29. Износ реборды рабочей лопатки 1-й ступени и обоймы уплотнения



На рисунках ниже (рисунок 5.31 – рисунок 5.34) показаны повреждения (вмятины, пробоины), вызванные механическим воздействием посторонних предметов.

С целью повышения надежности и снижения риска попадания посторонних предметов в газоздушный тракт ГТУ разработаны рекомендации по замене материалов компенсаторов воздуховодов и кольцевых прокладок на всасе турбины, а также по замене воспламенителей свечей зажигания.



Рисунок 5.30. Повреждение сегментов обоймы уплотнения 1-й ступени ТВД (наработка 24 000 часов)



Рисунок 5.31. Повреждение входной кромки рабочей лопатки первой ступени ТВД (наработка 4032 часа)



Рисунок 5.32. Повреждение термозащитного покрытия рабочей лопатки первой ступени ТВД (наработка 20 216 часов)

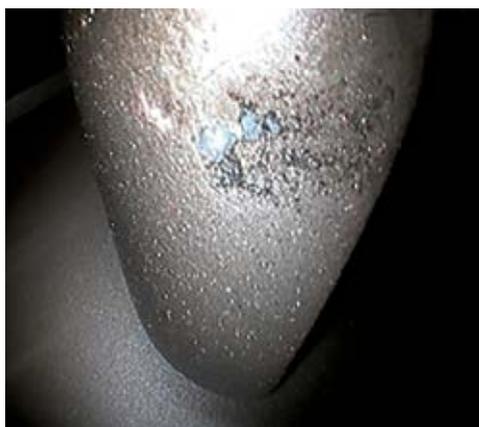


Рисунок 5.33. Повреждение рабочей лопатки второй ступени ТВД (наработка 4032 часа)

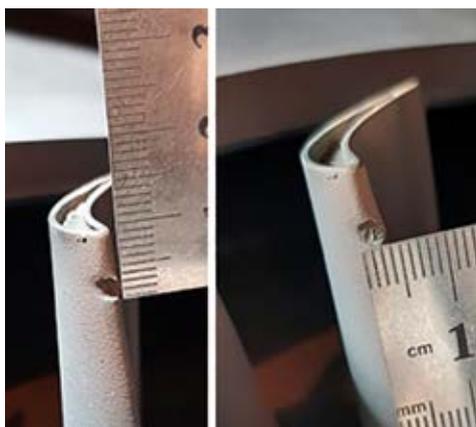


Рисунок 5.34. Повреждение рабочей лопатки второй ступени ТВД (наработка 24 000 часов)

Дальнейшим направлением повышения надежности и срока службы лопаточного аппарата ТВД Т32 являются следующие мероприятия:

- улучшение конструкции соплового аппарата ТВД с целью исключения повреждений полок и выходных кромок лопаток;
- повышение стойкости термобарьерного покрытия рабочих лопаток первой ступени за счет применения новых материалов и технологий нанесения;
- улучшение системы охлаждения лопаток.

### 5.2.3. Турбина низкого давления

Отказы агрегатов по неисправности ТНД составляют 2% от общего числа отказов ГТУ. Повреждения элементов проточной части ТНД имеют схожий с ТВД характер и, как правило, не влияют на работу агрегата и выявляются при плановом техническом обслуживании. Ниже отмечены дополнительные несоответствия, связанные с особенностями конструкции ТНД:

- деформация переходного патрубка ТНД;
- разрушение передней части (крышки) теплового экрана ТНД;
- трещины трубок подачи охлаждающего воздуха в силовую турбину.

В ходе эксплуатации одного из агрегатов установлен случай вынужденной остановки без стравливания газа из контура нагнетателя по причине превышения или неравномерности температуры междискового пространства за третьей ступенью. Проведенные мероприятия по проверке и замене термопар, изменение уставок не привели к устранению замечания.

В ходе вскрытия агрегата и отсоединения ТНД от газогенератора обнаружена значительная деформация верхней части наружной секции переходного патрубка ТНД на дуге около 400 мм на 12 часов по ходу газа (рисунок 5.35). В результате ТНД отправлена на завод-изготовитель для проведения ремонта.



Рисунок 5.35. Деформация наружной секции переходного патрубка ТНД (наработка 28 888 часов)



Рисунок 5.36. Смещение наружного переходного патрубка вниз из пазов соплового аппарата первой ступени ТНД (наработка 23 437 часов)

Необходимо отметить, что ранее при проведении ТО-24000 (СР) на том же агрегате выявлена начальная стадия деформации переходного патрубка (рисунок 5.37, рисунок 5.38).

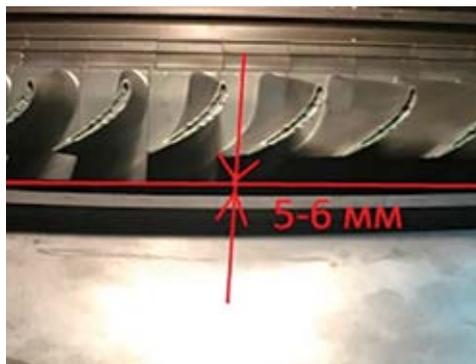


Рисунок 5.37. Велчина деформации наружного переходного патрубка по плоскостям (наработка 23 437 часов)

В связи с обнаружившимся повреждением на других агрегатах в ходе плановых инспекций проведены дополнительные обследования и в нескольких случаях выявлены начальные стадии деформации.



Рисунок 5.38. Провисание переходного патрубка (наработка 24 323 часа)



Рисунок 5.39. Смещение наружного переходного патрубка вниз (наработка 17 503 часа)

Установлено, что подобные дефекты проявляются только на ранних версиях ГТУ с патрубком иностранного производства и связаны с качеством исполнения. В локализованных версиях ГТУ данное повреждение не наблюдается.

Дальнейшая эксплуатация агрегатов с выявленной незначительной деформацией переходного патрубка допускается при условии недостижения аварийных уставок по температуре междискового пространства за ТНД.

Крышка теплового экрана представляет собой сварную конструкцию из жаропрочного листа толщиной 0,5 мм, заполненную теплоизоляцией из минерального волокна. При проведении работ по капитальному ремонту одного из агрегатов выявлено разрушение крышки теплового (эллиптического) экрана ТНД (рисунок 5.40).



Рисунок 5.40. Разрушение крышки теплового экрана, вид сверху (наработка 45 079 часов)



Рисунок 5.41. Пробоины в верхней части переднего эллиптического экрана

В верхней части переднего эллиптического экрана обнаружены сквозные дефекты (пробоины), вероятно от крепежа тепловых экранов корпуса.

Данный дефект носит единичный случай. Возможными причинами разрушения являются:

- попадание посторонних предметов (части крепежа), вызвавшее нарушение целостности обечайки крышки экрана с последующим разрывом листов и выдувом изоляции;
- разрыв по сварным швам (листы крышки соединяются точечной сваркой);
- разрушение (прогар) листов обечайки от теплового воздействия (пережога).

В ходе планового технического обслуживания на ряде агрегатов были выявлены трещины в зоне сварных соединений трубок подачи охлаждающего воздуха в силовую турбину (рисунок 5.42, рисунок 5.43).



Рисунок 5.42. Трубки подачи охлаждающего воздуха от коллекторов в силовую турбину



Рисунок 5.43. Повреждения («пропилы») трубок охлаждающего воздуха

Выявленные трещины не приводили к продувам, изменению режима работы ГТУ или изменению температуры в отсеке турбины. Всего зафиксировано тридцать подобных дефектов. В результате разработана методика ремонта и устранения этих дефектов. При появлении повторных (после ремонта) трещин рекомендована замена трубок.

Появление дефектов сварных стыков с высокой долей вероятности связано с нарушением технологии и режимов выполнения сварочных работ, а также с наличием геометрических отклонений при изготовлении и монтаже (появление натяга при монтаже трубок). Возможным решением для предотвращения образования трещин, помимо соблюдения технологий изготовления, монтажа и обслуживания, является перспективная проработка конструкции соединительных трубок с компенсацией возникающих механических напряжений, приводящих к образованию трещин.

#### 5.2.4. Выхлопная система

Наибольшее число учтенных отказов (23% от общего числа) приходится на систему выхлопа ГТ что, главным образом, вызвано:

- продувами через фланцы выхлопного патрубка, которые вызывают аварийный подъем температуры в отсеке муфты и локальный перегрев трасс кабелей КИП (рисунок 5.44);
- короблением (деформацией) стенок патрубка после 6000 часов эксплуатации (рисунок 5.45);
- обрывом кабелей термодатчиков (рисунок 5.46), нарушением кабельных вводов и контактов в клеммных коробках, установленных на выхлопном патрубке, отказом самих датчиков.

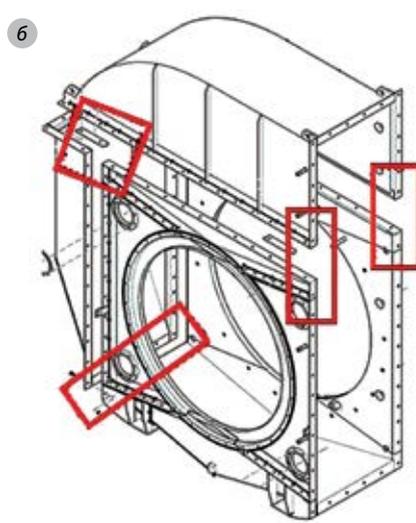
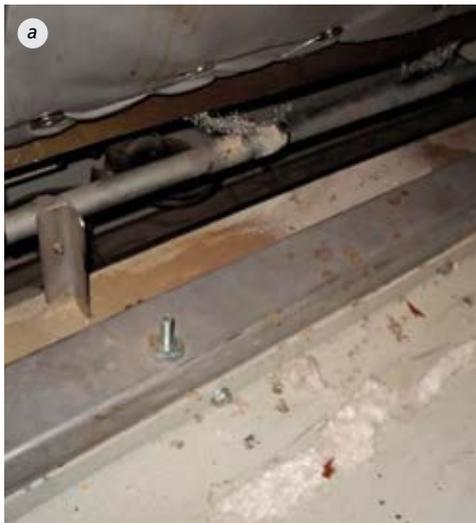


Рисунок 5.44. а) выдвиг изоляции из патрубка; б) схема мест продувов

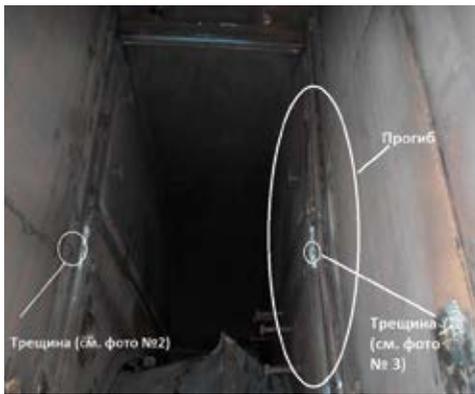


Рисунок 5.45. Дефекты в верхней части выхлопного патрубка



Рисунок 5.46. Обрыв термопары на выхлопе агрегата

С целью снижения числа случаев отказов по неисправностям выхлопной системы ГТУ разработан комплекс мероприятий, включающий в себя:

- перепротяжку и замену крепежа фланцев выхлопного патрубка;
- установку дополнительной изоляции на фланцы выхлопного патрубка в местах возможных продувов (рисунок 5.47);
- увеличение количества крепежа фланцевого разьема выхлопного патрубка для устранения продувов горячих газов;
- изменение закрепления клеммных коробок для снижения вибрации с применением специальных кронштейнов с полками для укладки кабелей термопар (рисунок 5.48);
- установку заводских распорок в боковой и верхней частях патрубка;
- замену термопар иностранного производства на отечественные с изменением их длины для уменьшения скруток.

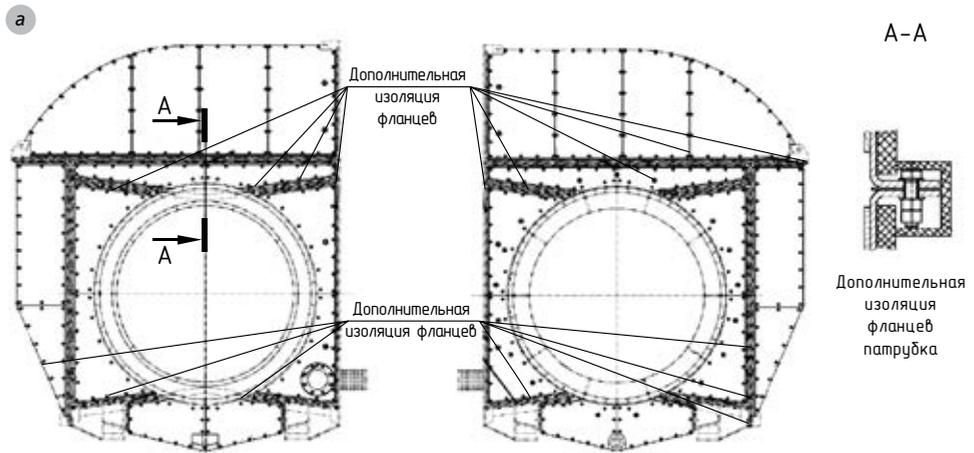


Рисунок 5.47. Места установки дополнительной изоляции выхлопного патрубка:  
а) места установки дополнительной изоляции выхлопного патрубка;  
б) дополнительная изоляция выхлопного патрубка



Рисунок 5.48. Улучшенный вариант крепления клеммной коробки

### 5.2.5. Осевой компрессор

Отказы по осевому компрессору носят единичный характер и составляют 2% от общего числа отказов ГТУ. В ходе бороскопических осмотров проточной части ГТУ регистрировались повреждения лопаточного аппарата ОК, вызванные попаданиями посторонних предметов и устраненные в ходе планового технического обслуживания (рисунок 5.49).

В ходе пусконаладочных работ отмечалось несколько случаев перегрева блока концевых выключателей контроллера антипомпажного клапана. Причиной локального перегрева и теплового повреждения элементов блока выключателей является воздействие теплового излучения от горячих поверхностей турбины. Расстояние до таких поверхностей на разных агрегатах неодинаковое и может достигать 50 мм (рисунок 5.50).



Рисунок 5.49. Повреждение рабочей лопатки ОК

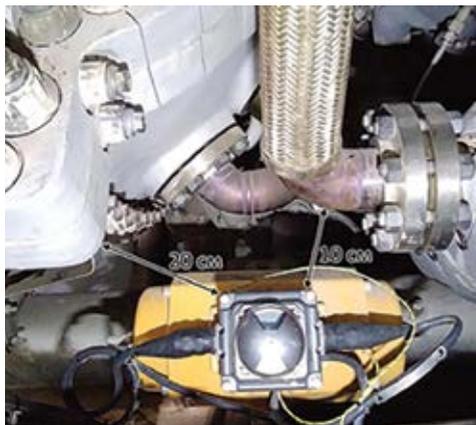


Рисунок 5.50. Расстояние от АПК до горячих поверхностей

Основными техническими решениями задач, связанных с проблемой перегрева узлов АПК, является установка клапана с максимально возможным разворотом от турбины и дополнительное экранирование (рисунок 5.51).

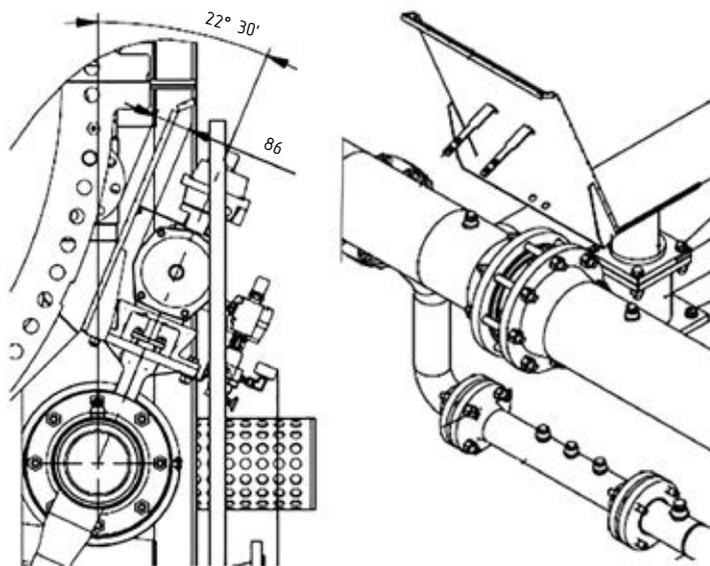


Рисунок 5.51. Установка АПК с дополнительным экраном

Кроме системных неисправностей, приводящих к работам по корректировке и оптимизации конструкции и технологии изготовления ГПА-32 «Ладoga», в процессе эксплуатации отдельных агрегатов фиксировался ряд единичных отказов вспомогательных систем, вызванных необходимостью уточнения алгоритмов работы ГТУ, единичными дефектами покупных комплектующих, ошибками персонала в ходе монтажа, ПНР, технического обслуживания и эксплуатации оборудования. Как было отмечено выше, под отказами понимается вся совокупность неисправностей и повреждений, выявленных на этапах жизненного цикла ГПА, в том числе не приводящих к аварийным остановам и выходу из строя оборудования. Тем не менее Невский завод ежегодно ведет учет подобных отказов, отслеживает динамику и анализирует системность их возникновения. Результаты данной работы показывают, что практически по всем системам отмечаются выраженные тенденции к снижению неисправностей.

### 5.2.6. Пусковая система

Отказы по неисправности пусковой системы составляют 2% от общего числа отказов ГТУ. Отказы пусковой системы имели единичный характер и были связаны с нештатной работой маслосистемы преобразователя крутящего момента ввиду неисправности ее регулирующего клапана. После замены клапана отказы пусковой системы не повторялись.

### 5.2.7. Система циклового воздуха

Отказы ГТУ по неисправности системы циклового воздуха составляют 5% от общего числа отказов. По системе циклового воздуха большая часть отказов связана с аварийными остановами по ложному сигналу открытия байпасных клапанов, что связано с неоптимальными алгоритмами их работы и настройкой конечных выключателей. Также к единичным отказам системы циклового воздуха приводили дефекты резиновой мембраны входного патрубка осевого компрессора, компенсатора и воздуховода циклового воздуха. Зафиксированы несколько случаев аварийного останова ГТУ по открытию байпасных клапанов, произошедшие по причине роста перепада на фильтрах КВОУ при резкой смене погодных условий.

### 5.2.8. Контрольно-измерительные приборы

Отказы ГТУ по неисправности контрольно-измерительных приборов составляют 8% от общего числа отказов. Большинство отказов по КИП происходит при проведении ремонтов ГТУ и связано с повреждением соединительных кабелей из-за большого числа отсоединений и повторных подключений к клеммным коробкам, вызванных необходимостью обеспечения доступа для разборки или замены узлов ГТ, а также отказами самих датчиков и некорректным подключением (скрутка вместо клеммных соединений). К единичным отказам на начальном этапе приводили неоптимальность алгоритмов обработки сигналов от КИП при регулировании ГТУ на переходном режиме и ложные сигналы, вызванные наводками.

### 5.2.9. Система подачи топливного газа

Отказы ГТУ по неисправности системы подачи топливного газа составляют 9% от общего числа отказов. Отказы по системе подачи топливного газа связаны в основном с блоками управления приводами дозирующих клапанов, в которых выходили из строя конденсаторы платы распределителя шагового исполнительного механизма (рисунок 5.52).

По техническому решению оригинального изготовителя дозирующих клапанов блоки управления заменены на новые, свободные от проблем с распределением управляющих токов на переходных режимах.

Отказы самих клапанов и их приводов носят единичный характер, однако они также заменяются на отечественные аналоги по программе локализации Невского завода.



Рисунок 5.52. Выгорание на плате блока управления

### 5.2.10. Система продувки топливного газа

Отказы ГТУ по неисправности системы продувочного воздуха составляют 9% от общего числа отказов. Большинство отказов по продувочному воздуху связано с негерметичностью продувочных клапанов из-за отложений в дросселирующей части (рисунок 5.53).



Рисунок 5.53. Отложения на элементах продувочного клапана

Неисправность продувочных клапанов может быть устранена в полевых условиях ремонтом клапана с разборкой, очисткой, заменой неисправных деталей, смазкой и последующей проверкой на герметичность перед установкой. Невским заводом подобрана замена существующего клапана на аналогичный с корпусом из нержавеющей стали, что снизит риски загрязнений от внутренней коррозии. Также внесены изменения в конструкторскую документацию для обеспечения правильной ориентации при установке продувочных клапанов на коллекторы топливного газа.

В ходе эксплуатации агрегата выявлены прогары и продувы импульсной трубки из-за короткого замыкания кабеля электрообогрева (рисунок 5.54, рисунок 5.55).

Причиной продолжительного короткого замыкания в сети электрообогрева импульсных линий явилось нарушение прочности изоляции кабеля из-за воздей-

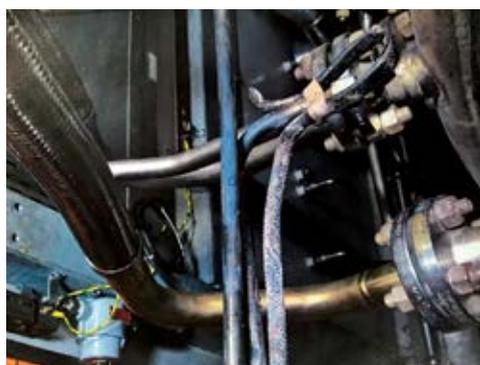


Рисунок 5.54. Обгоревшая изоляция кабеля электрообогрева (наработка 8915 часов)



Рисунок 5.55. Прогары импульсных трубок при коротком замыкании

ствия высокой температуры коллектора (280 °С), превышающей допустимую температуру нагрева оболочки кабеля (80 °С), а также несрабатывание автоматического выключателя системы электрообогрева.

Невским заводом проведена замена греющих кабелей и типа выключателя на автоматический дифференциальный с контролем тока утечки. Кроме того, выпущены дополнительные указания о том, что при монтаже электрообогрева необходимо выдерживать расстояние до коллекторов не менее 150 мм.

### 5.2.11. Система вентиляции и охлаждения

Отказы по неисправности системы вентиляции и охлаждения составляют 5% от общего числа отказов ГТУ. Отказы системы вентиляции в 40% случаев связаны с нештатной работой вентиляторов (аварийные сигналы по вибрации, невключение резервного вентилятора при повышении температуры), еще 40% связаны с нештатной работой противопожарных заслонок (отказ приводов, неправильная настройка концевых выключателей, короткие замыкания электропроводки).

### 5.2.12. Кожух шумотеплоизолирующий

Отказы по неисправности кожуха шумотеплоизолирующего составляют 3% от общего числа отказов ГТУ. Среди них зафиксированы отказы, связанные с неисправностями светильников системы освещения КШТ (подобраны надежные аналоги) и неправильной настройкой концевых выключателей дверей КШТ, что привело к останову по падению давления наддува в кожухе.

### 5.2.13. Система обнаружения пожара и загазованности

Отказы по неисправности системы обнаружения пожара и загазованности составляют 2% от общего числа отказов ГТУ. Среди основных причин отказов регистрировались случаи ложного срабатывания пожарной сигнализации, вызванные некачественным монтажом КИП системы пожаротушения, а также аварийные остановки ГПА по сигналу загазованности в КШТ, вызванному реальными утечками из соединений трубной обвязки по топливному газу.

### 5.2.14 Система гидравлического масла

Отказы по неисправности системы гидравлического масла составляют 1% от общего числа отказов ГТУ. На ранних версиях агрегата регистрировалось несколько отказов системы гидравлического масла по потере давления в маслопроводе, вызванной замерзанием трубопровода гидравлического масла в зимний период из-за отключения электрообогрева. На всех последующих агрегатах гидравлический привод воздухонаправляющего аппарата заменен на электрический,

что позволило полностью отказаться от применения системы гидравлического масла и повысило надежность регулирования и работы турбины.

### 5.2.15. Система подачи смазочного масла

Отказы по неисправности системы подачи смазочного масла составляют 7% от общего числа отказов ГТУ и связаны в первую очередь с работой главного, вспомогательного и аварийного маслососов. Единичные отказы также происходили по причине засорения фильтров, выходов из строя КИП, протечек трубопроводов, дефектов лакокрасочного покрытия.

В рамках программы локализации импортного оборудования Невский завод выполнил замену иностранных маслососов на насосы отечественного производства. Ниже представлены замечания к работе локализованного насосного оборудования и корректирующие мероприятия по повышению надежности их работы при отработке конструкции.

При замене главного масляного насоса на отечественный аналог зафиксирован его отказ по причине заклинивания винтов в обойме. Нарботка ГПА составила 2775 часов. Также отмечались случаи сильных утечек масла через торцевые уплотнения вала на других агрегатах при наработке до 2000 часов и в ходе ПНР.

Применяемые ранее ГМН иностранного производства и отечественный аналог являются агрегатами винтовыми, объемного типа и имеют одинаковые расходные характеристики, однако отличаются по способу передачи вращения от ведущего винта к ведомому и конструкции подшипниковых узлов (рисунок 5.56, рисунок 5.57). Данные различия потребовалось учесть при проектировании системы смазки в целом.

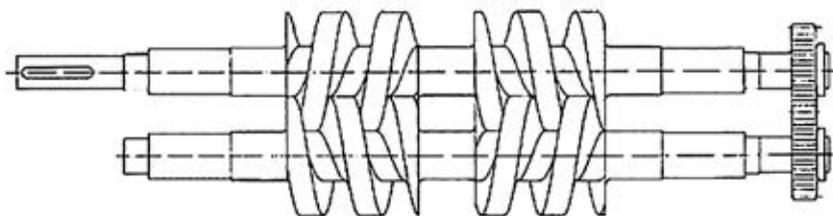


Рисунок 5.56. Винтовая пара ГМН зарубежного производства

Анализ выявленных неисправностей показал, что наибольшее влияние на характеристики надежности насосного агрегата оказывают следующие особенности его эксплуатации в составе ГТУ:

- заполнение внутренней полости насоса маслом перед пуском;
- время достижения минимального перепада давления при пуске для обеспечения смазки подшипников скольжения;
- работа на воздушно-масляной эмульсии в качестве смазки во время заполнения линии всасывания и корпуса насоса маслом.

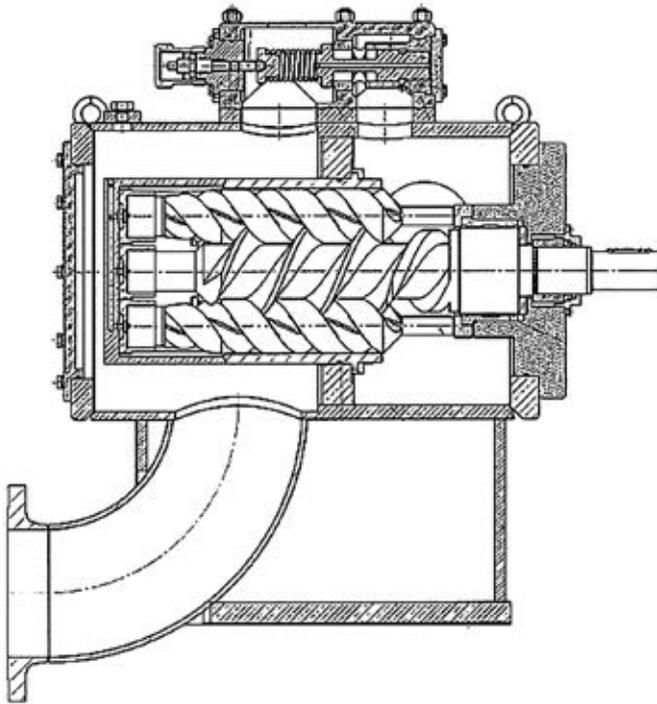


Рисунок 5.57. Винтовая пара ГМН отечественного производства

С учетом этого заводом-изготовителем ГМН разработано техническое решение по корректировке системы маслоснабжения: добавление кожуха уплотнения и дренажа для устранения протечек, а также трубопровода отвода воздуха из камеры нагнетания насоса в слив.

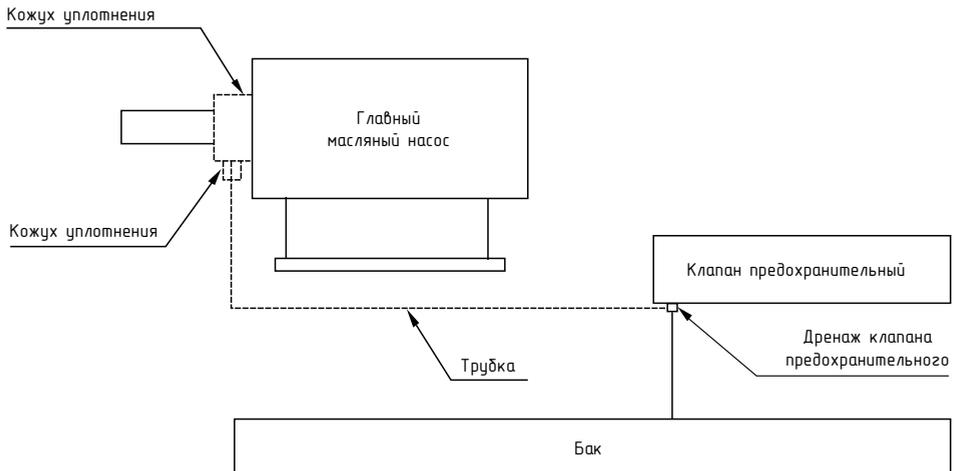


Рисунок 5.58. Эскиз установки кожуха и трубопровода ГМН

Для повышения устойчивости работы ГМН при пуске и предотвращения заклинивания при вращении винтов в «сухом» режиме добавлена дренажная линия выпуска воздуха из насоса при заполнении его маслом.

Заводские испытания модернизированного ГМН подтвердили его устойчивую работу на всех оборотах при пуске ГТУ. Данное техническое решение внедрено на всех ранее установленных отечественных ГМН.

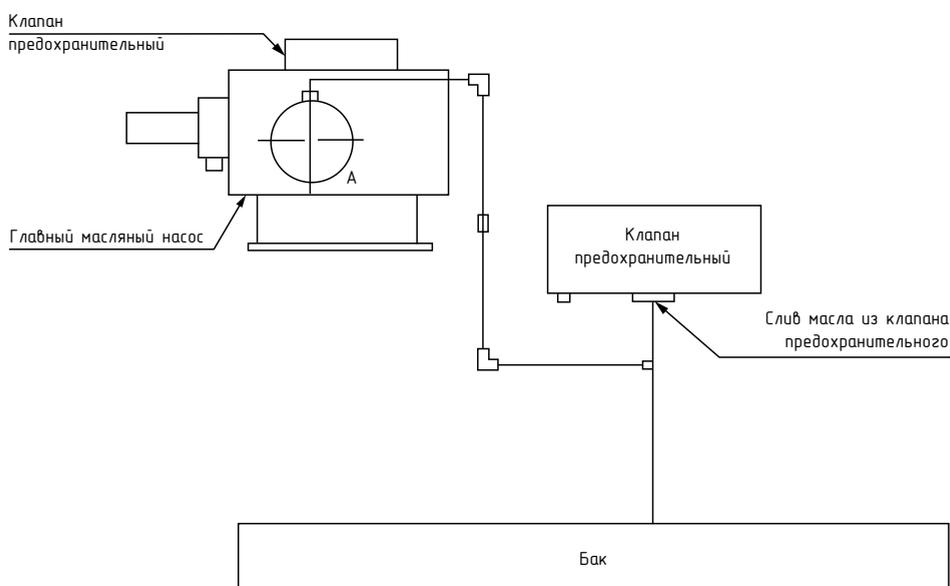


Рисунок 5.59. Эскиз установки трубопровода для выпуска воздуха из ГМН

Согласно инструкции по эксплуатации вспомогательного насосного агрегата иностранного производства его подшипники должны проверяться проворотом вала насоса каждые 1000 часов и смазываться консистентной смазкой каждые 3000 часов. Невыполнение данных инструкций приводило к заклиниванию и в дальнейшем к разрушению верхних подшипников маслонасоса.

Для обеспечения надежной работы ВМН отечественного производства в его конструкции обеспечена смазка подшипников маслом из маслосистемы ГТУ (рисунок 5.60), после чего случаев заклинивания подшипников в ходе эксплуатации не отмечается.

В ходе ПНР выявлялись случаи повышенной вибрации маслонасоса. Для устранения повышенной вибрации введена технологическая процедура балансировки крыльчатки охлаждения электродвигателя на заводе-изготовителе с последующими контрольными испытаниями перед его установкой на РВО.

В ходе эксплуатации аварийных маслонасосов отечественного производства выявлены неисправности, связанные с перегревом их электродвигателей. Конструкция аварийного маслонасоса аналогична конструкции вспомогательного маслонасоса, однако в качестве привода используется электродвигатель во взрывозащищенном исполнении.

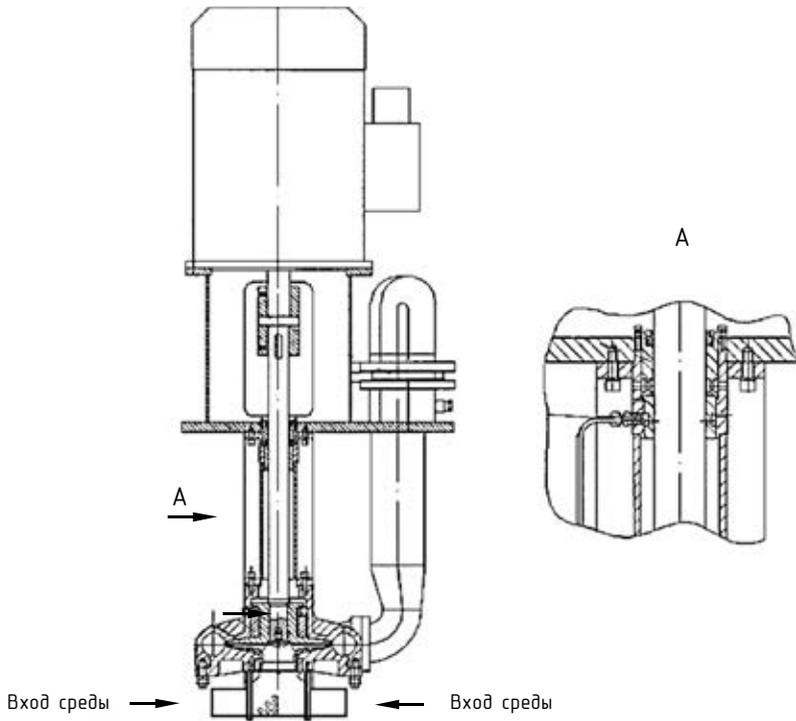


Рисунок 5.60. Конструкция ВМН со смазкой подшипников охлаждающего воздуха

Конструктивно взрывозащитное исполнение электродвигателя АМН осуществляется путем его установки в специальный кожух (рисунок 5.61).

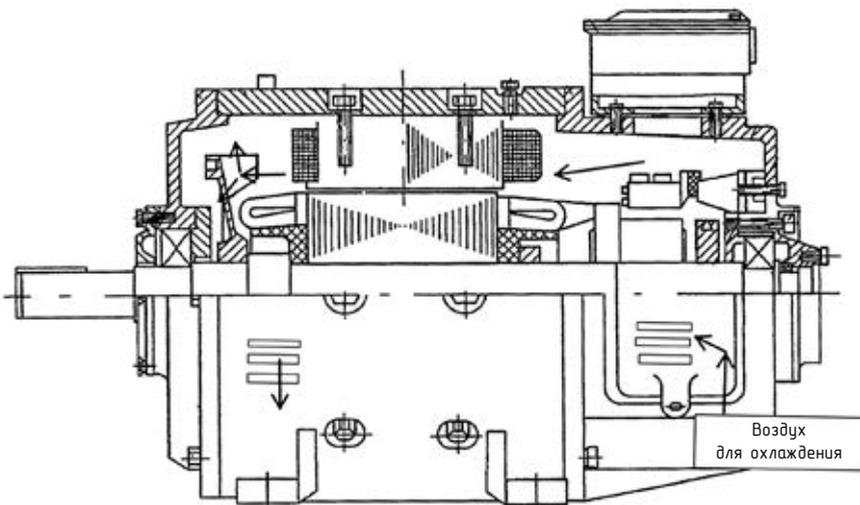


Рисунок 5.61. Конструкция электродвигателя АМН во взрывозащитном кожухе с указанием потоков охлаждающего воздуха

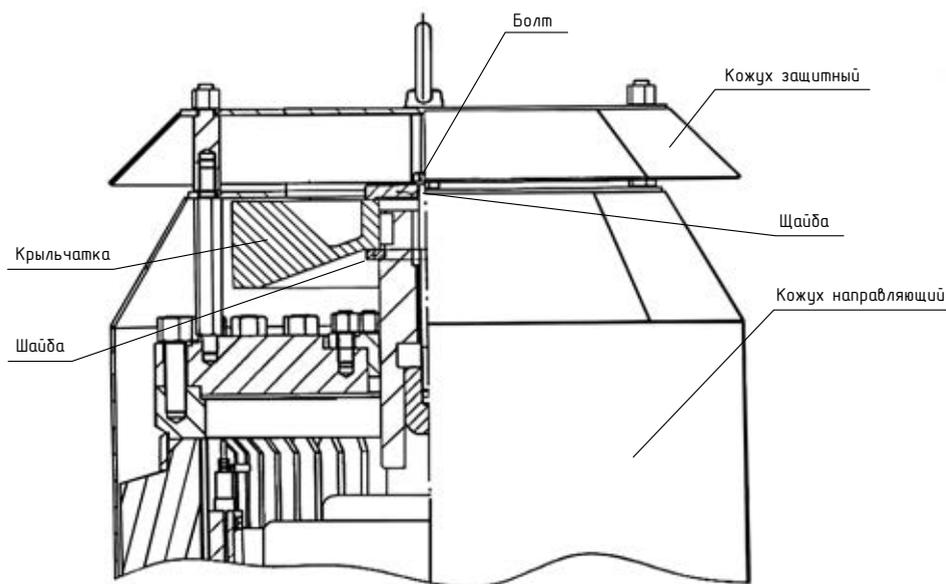


Рисунок 5.62. Конструкция электродвигателя АМН с улучшенным охлаждением

Установлено, что основной причиной перегрева насоса является недостаточное охлаждение электродвигателя из-за выбранного исполнения (конструкции) защитного кожуха. В результате заводом-изготовителем разработана модель АМН с улучшенным охлаждением за счет увеличения диаметра крыльчатки и высоты ее установки.

Доработанный АМН прошел испытания на стенде Невского завода и показал соответствие технических характеристик и отсутствие перегрева.

### 5.3. Повышение надежности нагнетателей природного газа

Распределение неисправностей по системам нагнетателя природного газа представлено ниже (рисунок 5.63).

Наибольшая доля неисправностей по системам нагнетателя приходится на ЦБК (35%) и его систему регулирования и КИПиА (34%). Также значительная доля отказов приходится на СГУ (20%).

В составе ГПА-32 «Ладoga», в зависимости от требований эксплуатирующей организации, может использоваться компрессорное оборудование зарубежного производства (27% от установленного парка ГПА-32 «Ладoga»). Большая часть отказов по системе регулирования и КИПиА, а также СГУ регистрировалась на оборудовании зарубежных производителей.

К отказам системы регулирования и КИПиА относятся неисправности в работе противопомпажной системы, дефекты датчиков давления и температуры газа, вибрации, осевого сдвига, скорости вращения и температуры подшипников. Из них более 70% отказов приходится на оборудование зарубежных производителей.

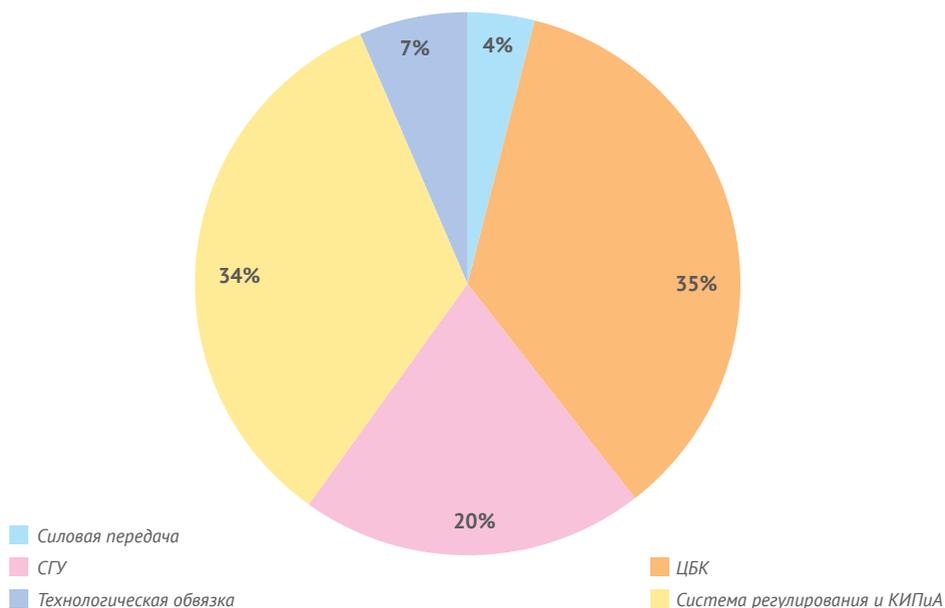


Рисунок 5.63. Распределение отказов по системам нагнетателя за 2017–2021 гг.

К отказам системы газовых уплотнений относятся отказы по неисправностям самих уплотнений, обвязке и панели управления и КИПиА.

Отказы СГУ, главным образом, сводятся к утечкам по причине загрязнения и износа элементов СГУ и в редких случаях – по сигналам от КИП об утечке, не подтвержденным механическими причинами. Половина из них приходится на СГУ зарубежного производства. Решением указанной проблемы стала разработка СГУ собственной конструкции для замещения иностранных изделий.

Наиболее распространенным типом нагнетателя, применяемым в ГПА-32 «Ладога», является ЦБК типа Н-400-21-1С. Опыт эксплуатации парка установленных агрегатов показывает, что при достижении существенной наработки (более 10-12 тысяч часов) на некоторых ЦБК может отмечаться повышенный осевой сдвиг ротора, приводящий к повреждению деталей упорного подшипника (упоры, балансиры).

При работе на нерасчетных режимах (например, при высоких оборотах и низкой степени сжатия) осевые усилия, возникающие на роторе, приводят к упругой деформации балансиров, что, в свою очередь, приводит к осевому смещению ротора нагнетателя, превышающему разбег. Это может привести к раскрытию рабочих пар СГУ и срабатыванию защиты по недопустимому осевому сдвигу ротора. Увеличение осевого сдвига выражается в появлении вмятин (износа) на нерабочей стороне колодок в зоне контакта с балансирами (рисунок 5.64).

За время эксплуатации ЦБК типа Н-400-21-1С отмечено, что с ростом его наработки увеличивается осевой разбег ротора (примерно на 0,1-0,2 мм на каждые 4000 часов).

Указанные неисправности сами по себе не приводят к аварийным остановам и отказам ГПА, тем не менее на основании анализа причин их возникновения Невским заводом разработано техническое решение по их устранению.



Рисунок 5.64. Износ элементов упорного подшипника

Проведенный анализ показал, что причиной значительного изменения значений осевого перемещения ротора ЦБК является резкое изменение давления в задуммисной полости при резком переходе без нагрузки с режимов «Магистраль» на «Кольцо» и обратно. В качестве решения данной проблемы предлагается установить на трубопровод задуммисной линии регулирующий клапан для изменения расхода газа в трубопроводе, тем самым поддерживая давление в полости стабильным (рисунок 5.65).

Одновременно с этим Невским заводом осуществлена замена материала балансиров на более твердый и введено азотирование поверхности упоров и балансиров.

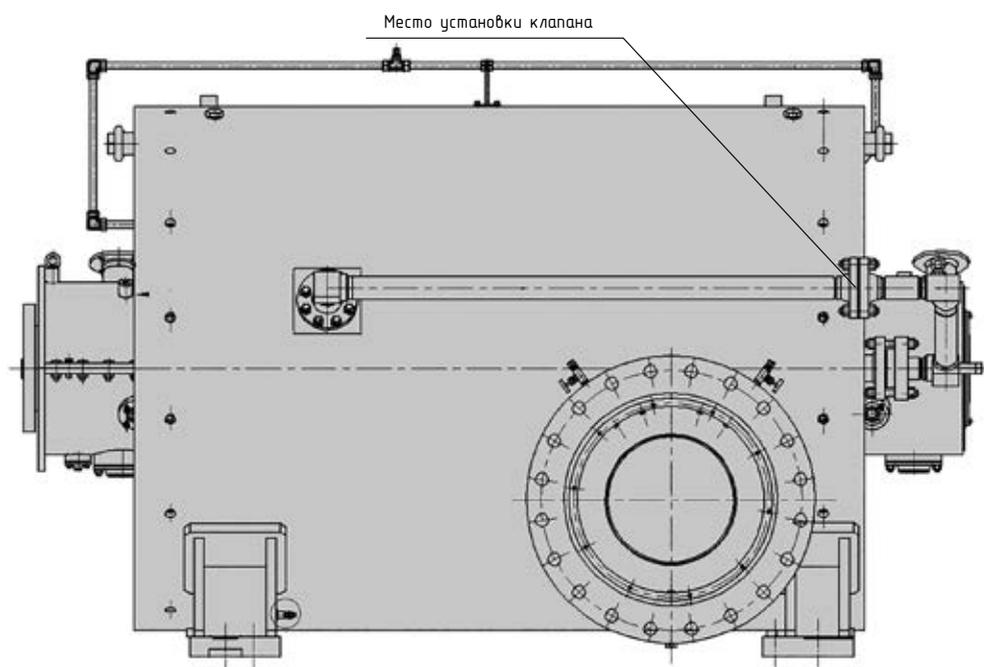


Рисунок 5.65. Вариант установки клапана

Кроме описанных выше неисправностей, в ходе технического обслуживания ГПА (ТО-24000) выявляются следующие повреждения сменной проточной части центробежного компрессора:

- трещины в местах сварки лопаток диффузора 1-й и 2-й ступеней, в ряде случаев приводящие к их обрыву (*рисунок 5.66, рисунок 5.67*);
- обрыв крепежа элементов СПЧ: крепежа нагнетательной камеры, средней части, диффузора 2-й ступени (*рисунок 5.68, рисунок 5.69*);
- закусывание гайки крепления рабочего колеса первой ступени (*рисунок 5.70*).



*Рисунок 5.66. Трещина на лопатке диффузора 1-й ступени*



*Рисунок 5.67. Трещина на лопатке диффузора 2-й ступени*

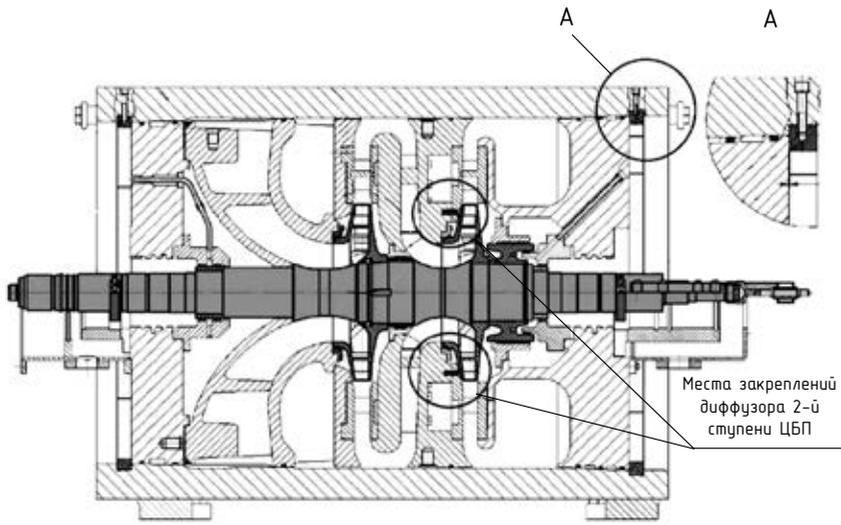


Рисунок 5.68. Закрепления диффузора 2-й ступени ЦБК



Рисунок 5.69. Места обрыва крепежа диффузора 2-й ступени



Рисунок 5.70. Гайка крепления рабочего колеса и разрез для ее удаления

Невским заводом проведен анализ всех систематических повреждений, выявляемых при разборке ЦБК в ходе технического обслуживания. Установлено, что ЦБК типа Н-400-21-1С сохраняют работоспособное состояние и рабочие характеристики в межремонтный период, а выявленные неисправности не приводят к повреждению других элементов ЦБК. Поэтому разработанные технические решения касаются, главным образом, операций по ремонту и обслуживанию нагнетателей этого типа в ходе ТО-24000.

В результате ремонт трещин и отрывов лопаток диффузора производится сваркой согласно ремонтной документации, разработанной Невским заводом. Для новых диффузоров и запасных частей изменена разделка под сварной шов, увеличен катет шва до 5 мм и его протяженность. Разработанные мероприятия повысили стойкость конструкции к трещинообразованию.

Дополнительно внесены изменения в технологию сборки и разборки пакета ЦБК с исключением крепежа нагнетательной части и диффузора 2-й ступени между собой, поскольку данный крепеж являлся технологическим. По новой технологии окончательная сборка выполняется с помощью специального приспособления.

Изменение конструкции гайки крепления рабочего колеса 1-й ступени нецелесообразно из-за необходимости внесения существенных конструктивных изменений. В случае возникновения подобных неисправностей предложено разрезать гайку, а в состав ЗИП для ТО-24000 включать дополнительный комплект гаек с шайбами.

Для других нагнетателей, работающих в составе ГПА-32 «Ладoga», стоит выделить единичный случай разрушения конусного фильтра в трубопроводе подачи газа, вызвавшего аварийный останов нагнетателя типа 150-2,6/226-5714/32С по повышению уровня вибрации ротора.

Вскрытие проточной части показало наличие в рабочем колесе 5-й ступени постороннего металлического предмета (*рисунок 5.71*).

На основании анализа внешнего вида и химического состава найденного обломка сделано предположение о том, что посторонний предмет является частью временного конусного фильтра технологического газа. Демонтаж фильтра подтвердил предположения и показал наличие следующих повреждений: облом фиксатора



Рисунок 5.71. Посторонний предмет в рабочем колесе ЦБК

в месте резьбового крепления, выломы наружной перфорированной обечайки, трещины в каркасе (рисунки 5.72, рисунок 5.73).



Рисунок 5.72. Поврежденный конусный фильтр

Рисунок 5.73. Разрушение обечайки фильтра (перфорированный лист толщиной 2,5 мм)

Причиной разрушения стало неустановленное динамическое ударное воздействие на фиксатор фильтра, которое образовало очаг разрушения у места крепления фиксатора к обтекателю фильтра. Для предотвращения подобных неисправностей проведены изменения конструкции конического фильтра:

- увеличен диаметр фиксатора с 20 до 24 мм, увеличен размер резьбы крепления с М12 до М20;
- введены дополнительные пазы в обечайках для приварки к каркасу с целью усиления конструкции;
- уточнена последовательность выполнения работ по установке фильтра и требования по регулировке штырей на обтекателе в технических требованиях сборочного чертежа и в паспорте изделия.

В процессе эксплуатации и технического обслуживания нагнетателей производства Невского завода периодически выявляются неисправности, связанные с дефектами изделий сторонних изготовителей, например разрушение уплотнительных колец разъема нагнетательного патрубка (ЦБК 425-3,6/69-32С), неисправность электронагревателей маслобака компрессора (ЦБК 150-2,6/226-5714/32С) и другие. Предотвращение подобных неисправностей, как правило, осуществляется заменой поставщика или введением дополнительного объема входного контроля покупного оборудования.

## 5.4. Повышение надежности комплексной системы автоматизированного управления

Распределение неисправностей по КСАУ ГПА представлено ниже (рисунок 5.74). Наибольшая доля неисправностей (59%) приходится на электропитание собственных нужд, что, главным образом, связано с дефектами оборудования НКУ. Непосред-

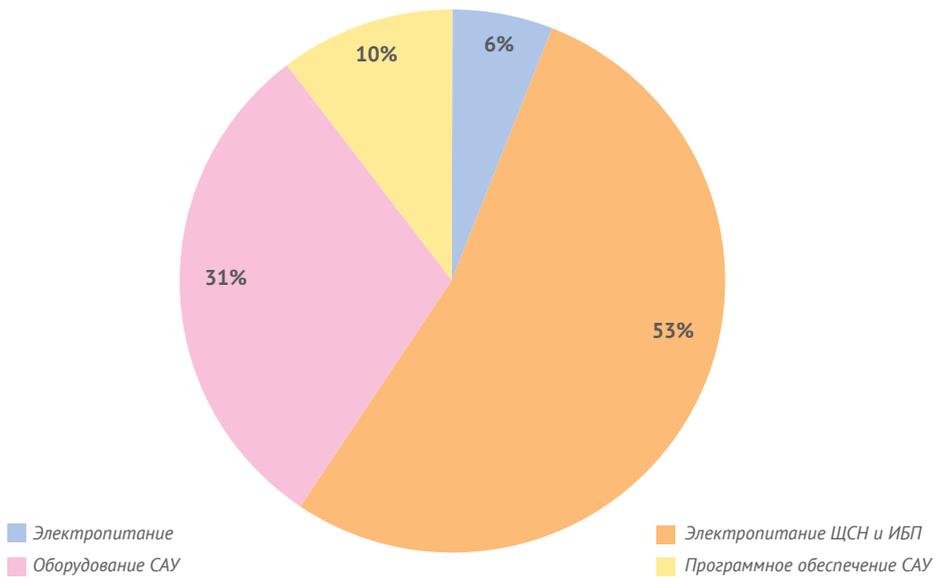


Рисунок 5.74. Распределение отказов по КСАУ ГПА за 2017–2021 гг.

ственно на долю системы управления приходится 41% всех неисправностей, что связано с потерей или искажением передаваемых сигналов, вызванных сбоем оборудования (платы САУ, шины передачи данных) или программными сбоями. Большая часть аппаратных сбоев приходится на электронное коммутационное оборудование, обеспечивающее передачу и обмен данными.

Большая часть неисправностей в работе КСАУ ГПА, учитываемых при статистической обработке, как правило, выявляется и устраняется в ходе монтажа и пусконаладочных работ нового оборудования, поэтому они не оказывают воздействия на дальнейшую эксплуатацию агрегата.

Основными несоответствиями, выявляемыми при монтаже, являются несоответствия кабельной продукции, кабельных вводов и проходов и клеммных соединений требованиям КД. В ходе ПНР выявляются несоответствия, связанные с правильностью и качеством выполненных соединений (разводки и протяжки), и дефекты электрических и электронных узлов.

Опыт эксплуатации НКУ в составе ГПА-32 «Ладoga» показал ненадежность подачи независимого (бесперебойного) питания из-за выхода из строя отдельных компонентов (преобразователей, инверторов и др). Для устранения данной проблемы принято решение о смене поставщика элементной базы шкафа бесперебойного питания.

Решением проблемы с отказами однотипных узлов, приобретаемых у внешних поставщиков, стало ужесточение Невским заводом процедуры контроля и обоснования принятых изготовителем конструктивных решений и согласование применяемой элементной базы НКУ.

Повышение надежности работы КСАУ также напрямую связано со своевременным обновлением программного обеспечения. Такие работы выполняются, как правило, в ходе планового технического обслуживания агрегата и направлены на

оптимизацию алгоритмов его работы с учетом как индивидуальных особенностей агрегата, так и опыта эксплуатации всего парка ГПА-32 «Ладoga».

С целью повышения надежности работы КСАУ ГПА Невский завод разработал собственную систему на отечественной элементной базе. Применение КСАУ собственного изготовления позволяет снизить число неисправностей за счет повышенного контроля всех этапов производства оборудования и разработки программного обеспечения.

## 5.5. Повышение надежности агрегатных систем

Распределение неисправностей по агрегатным системам представлено ниже (рисунок 5.75).

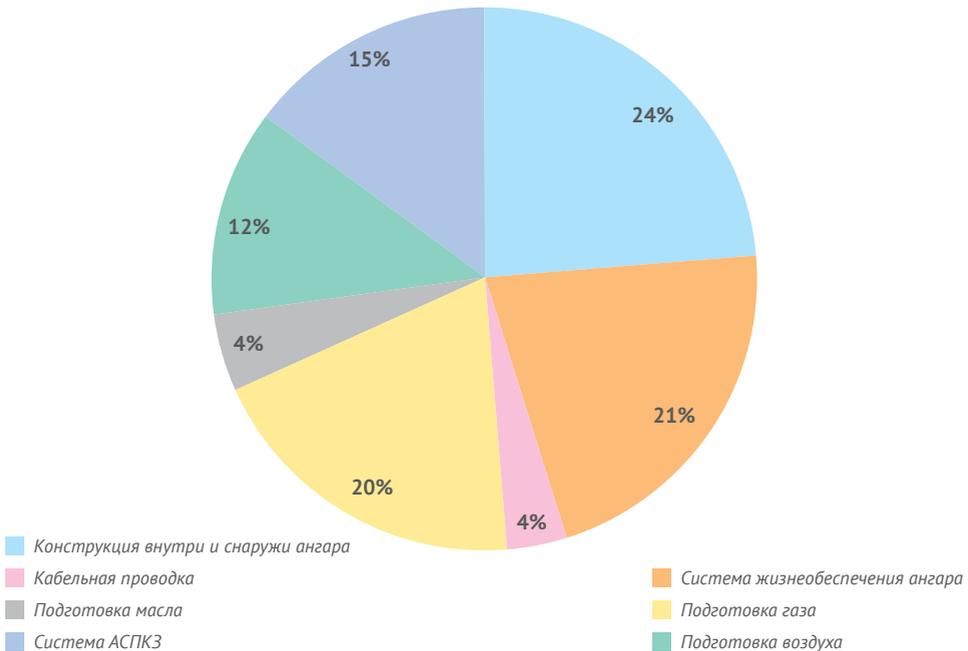


Рисунок 5.75. Распределение отказов по агрегатным системам за 2017–2021 гг.

Из приведенной диаграммы видно, что наибольшее число неисправностей при эксплуатации ГПА-32 «Ладoga» по агрегатным системам возникает в системе подготовки буферного и топливного газа. Среди основных неисправностей можно выделить следующие:

- отказы регулирующих клапанов топливного газа (рисунок 5.76);
- отказы срабатывающих (свечных) клапанов топливного газа (рисунок 5.77).

Отказы КРТГ связаны с ненадежной работой гидравлической системы привода при частой смене режимов работы клапана и неправильной работой автоматического регулятора системы управления. Способом устранения данного несоответствия является точная настройка автоматического регулятора и привода клапана в условиях необходимости большого снижения давления топливного газа для подачи в ГТУ.



Рисунок 5.76. Регулирующий клапан топливного газа



Рисунок 5.77. Стравливающие клапаны топливного газа

Отказы КСТГ также связаны с ненадежной работой привода. Изначально приводы КСТГ были предназначены для управления рабочими органами предохранительно-запорных, то есть нормально закрытых клапанов, в то время как в системе топливного газа ГПА-32 «Ладoga» они были установлены на нормально открытые клапаны линий сброса газа на свечи при остановках ГПА. Решением данной проблемы является корректировка технического задания и замена приводов КСТГ.

Большое количество несоответствий по системам жизнеобеспечения ангара связано с неисправностями и отказами системы вентиляции. Их причиной является применение упрощенных конструктивных решений с использованием узлов и компонентов, не обеспечивающих надежность эксплуатации. Примером может служить отсутствие антифрикционных конструктивных элементов, приводящее к заклиниванию заслонок, что, в свою очередь, вызывает нарушение штатной работы вентиляторов, приводов клапанов и шиберов, а также появление предупредительных и аварийных сигналов системы управления, ведущих к вынужденной остановке ГПА. Для предотвращения подобных неисправностей Невский завод проводит тщательную проверку документации поставщиков на предмет надежности используемых конструктивных решений до ее согласования и запуска в производство, включая применимость покупных комплектующих изделий.

Из несоответствий по остальным категориям агрегатных систем можно выделить единичные нарекания к работе одного из маслоохладителей АВОМ системы маслоснабжения ЦБК. Работа этого аппарата в летнее время не обеспечивала требуемых параметров охлаждения масла – температура на выходе была больше предупредительной уставки + 55 °С.

При анализе несоответствия установлена неспособность АВОМ данного типа обеспечить охлаждение масла до расчетной температуры + 50 °С при температуре атмосферного воздуха, близкой к максимальной для климатической зоны объекта

эксплуатации. В качестве технического решения на основании проведенных расчетов предложено заменить АВОМ на аппарат с повышенной тепловой мощностью.

В ходе анализа неисправностей также установлено, что на работу АВОМ влияет его размещение вблизи от выпускной части воздуховода системы охлаждения и вентиляции ГТУ, что вызывает локальное повышение температуры окружающего воздуха за счет потока теплого воздуха из КШТ турбины. С учетом этого Невский завод предложил снизить нагрев аппарата от выпуска системы охлаждения турбины путем применения экранов, изменения направления выпуска теплого воздуха или изменения размещения АВОМ относительно этого выпуска.

Несоответствия в системе подготовки воздуха в первую очередь были связаны с разработкой и некачественным изготовлением оборудования блочных модульных компрессорных установок, включая как сами воздушные компрессоры, так и компоненты системы, установленные в блочном модуле вместе с ними. Сокращение числа несоответствий в последующих ГПА достигнуто путем корректировки технического задания на систему инструментального (барьерного) воздуха и контроля выполнения требований ТЗ поставщиком.

Несоответствия по системе АСКПЗ, как правило, выявлялись и устранялись во время ПНР и касались неисправностей компонентов (датчиков, извещателей) и их коммутации с системой управления. Также фиксировались единичные случаи аварийных остановов агрегата из-за ошибочного нажатия кнопки оператором и подачи ложного сигнала из-за сбоя пожарного контроллера.

## 6

## ЛОКАЛИЗАЦИЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА ГПА-32 «ЛАДОГА»

Локализация – это совокупность мероприятий по конструкторской и технологической подготовке производства, а также его техническому переоснащению, направленных на изготовление аналогов иностранного оборудования на предприятиях Российской Федерации с обеспечением или улучшением его технических и эксплуатационных характеристик.

Целесообразность и объем локализации оборудования или его отдельных компонентов должна определяться с учетом как экономических, так и геополитических факторов. При этом важно определять приоритетные направления локализации.

Приоритетность локализации может быть определена на основе технико-экономического анализа, определяющего себестоимость освоения и изготовления импортных комплектующих на территории РФ. Важным, но не ключевым критерием в этом случае является получение себестоимости локализованного оборудования, не превышающей стоимости приобретения готовых иностранных изделий.

При локализации оборудования, используемого в стратегически важных и системообразующих отраслях нашей промышленности (энергетика, металлургия, нефтегазовый сектор, военно-промышленный комплекс и др.), необходимо руководствоваться не только стоимостными характеристиками изделия, но и вопросами независимости и безопасности страны, связанными с возможностью прекращения поставки иностранных компонентов.

На Невском заводе сформирована и утверждена в ПАО «Газпром» программа локализации основного и вспомогательного оборудования газотурбинной установки Т32, входящей в состав ГПА-32 «Ладога», с достижением 100% использования отечественных компонентов к концу 2024 года (рисунок 6.1).

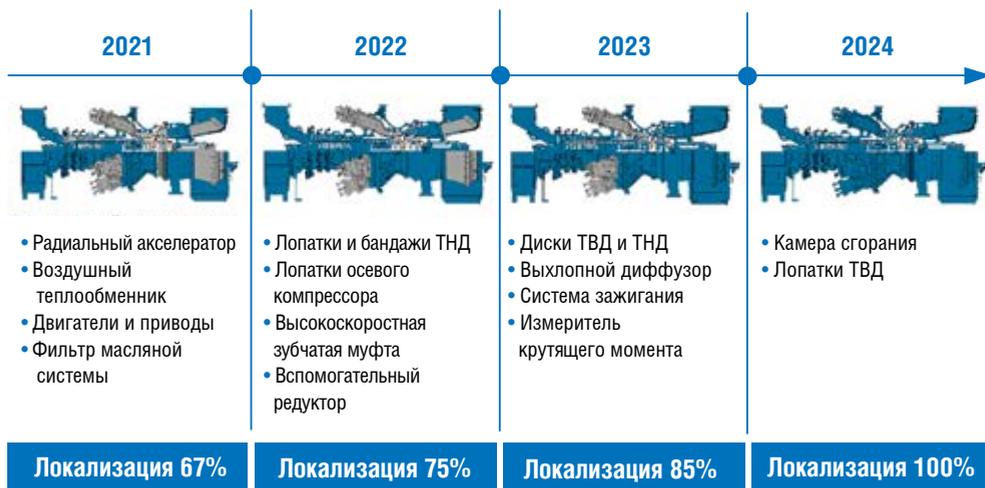


Рисунок 6.1. Основные этапы локализации ГТУ типа Т32

В ходе исполнения программы локализации основного и вспомогательного оборудования Невский завод решает следующие задачи:

- переоснащение и модернизацию производства;
- освоение или замену технологических процессов изготовления изделий;
- замену иностранных сталей и материалов на отечественные аналоги;
- адаптацию зарубежных стандартов (ASME, DIN и др.), используемых при конструкторской и технологической подготовке производства;
- кооперацию с отечественными производителями, имеющими технологическое оборудование, позволяющее изготовить компоненты, соответствующие оригинальному изделию;
- подбор отечественного вспомогательного оборудования, соответствующего характеристикам иностранных изделий в рамках внешней кооперации;
- испытания локализованного оборудования, подтверждающие их соответствие оригинальному изделию.

Необходимо отметить, что в рамках лицензионного соглашения с оригинальным изготовителем газовой турбины Невский завод имеет полную техническую свободу по ее локализации и модификации в диапазоне мощности 30-36 МВт.

На начальном этапе освоения производства газовая турбина собиралась из иностранных комплектующих. При этом комплект низкотехнологичной материальной части – КВОУ, КШТ, воздуховоды, маслбак и др. – заказывались у отечественных профильных изготовителей или изготавливались собственными силами Невского завода.

Постепенно Невский завод наращивал долю собственного производства, освоил изготовление корпусных деталей ГТУ, рамы вспомогательной опорной и кожухов шумоглушения и теплоизоляции.

На сегодняшний день завершается модернизация производственных мощностей Невского завода: выполнено переоснащение лопаточного, корпусного и роторного производства. Локализовано производство большей части компонентов ГТУ типа Т32: опоры и подшипники, осевой компрессор, турбина низкого давления, элементы ТВД (корпус, диски и др.), элементы камеры сгорания (передние и задние корпуса) и др. Подобраны серийные отечественные аналоги, соответствующие зарубежному вспомогательному оборудованию: электродвигатели, приводы, клапаны, насосы, КИП и др.

Ключевыми задачами заключительного этапа локализации является освоение технологии изготовления лопаток ТВД (в том числе с применением технологии направленной кристаллизации) и элементов камеры сгорания (переходная секция, форсунки, жаровые и пламяперекидные трубы). В конструкцию и технологию изготовления элементов горячего тракта закладываются решения по оптимизации и совершенствованию.

## 6.1. Развитие производственно-технологической базы

Локализация производства технологически сложного многокомпонентного оборудования на территории Российской Федерации, как правило, осуществляется с привлечением внешней кооперации в части изготовления составных изделий

или выполнения отдельных технологических операций, отсутствующих в производственном цикле предприятия. В частности, на первом этапе локализации рабочих лопаток осевого компрессора ГТУ типа Т32 их изготовление осуществлялось в рамках внешней кооперации на одном из профильных отечественных предприятий (АО «Уралтурбо»).

С целью снижения доли внешней кооперации и освоения технологии изготовления основных деталей и узлов, входящих в состав ГТУ типа Т32, Невский завод провел модернизацию производственных мощностей.

В частности, для развития участка лопаточного производства приобретено и введено в эксплуатацию следующее технологическое оборудование:

- роботизированная установка дробеструйного упрочнения фирмы Rosler (рисунок 6.2);
- роботизированный комплекс с 5-координатными фрезерными станками UNIKA 1100 и UNIKA 1700 (рисунок 6.3);
- виброгалтовочное оборудование фирмы Rollwasch (рисунок 6.4).



Рисунок 6.2. Роботизированная установка дробеструйного упрочнения фирмы Rosler



Рисунок 6.3. Роботизированный комплекс с 5-координатными фрезерными обрабатывающими центрами UNIKA 1100 и UNIKA 1700



Рисунок 6.4. Виброгалтовочное оборудование фирмы Rollwasch



Ввод в эксплуатацию указанного оборудования позволил локализовать и освоить серийное производство рабочих и направляющих лопаток осевого компрессора ГТУ типа Т32, включая лопатки входного направляющего аппарата.

Для развития корпусного производства введено в эксплуатацию следующее технологическое оборудование:

- токарно-карусельный станок фирмы TOSHULIN с диаметром планшайбы 1600 мм (рисунок 6.5);
- горизонтально-расточной станок фирмы РАМА (рисунок 6.6).



Рисунок 6.5. Токарно-карусельный станок фирмы TOSHULIN с диаметром планшайбы 1600 мм

Ввод в эксплуатацию оборудования для корпусного производства позволил локализовать на НЗЛ и освоить механическую обработку корпусных деталей, а также дисков ТВД и НТД. В связи с ростом производственной загрузки (в том числе по ЦБК) дополнительно приобретены два токарно-карусельных станка фирмы BOST.

Для развития роторного производства введен в эксплуатацию фрезерный станок с токарной функцией фирмы Hermle (рисунок 6.7). Проведена модернизация протяжного станка фирмы Hoffmann с целью получения необходимой точности, повторяемо-



Рисунок 6.6. Горизонтально-расточной станок фирмы РАМА



Рисунок 6.7. Фрезерный станок с токарной функцией фирмы Hermle

сти и плавности хода инструмента, требуемых для формирования пазов в дисках ТВД и ТНД (рисунок 6.8). Такие мероприятия позволили освоить технологию формирования пазов в дисках ТВД, ТНД как методом фрезерования, так и методом протяжки.

Дополнительно вводится в эксплуатацию мультифункциональный токарный центр фирмы Skoda с фрезерной и шлифовальной функциями для обработки роторов.



Рисунок 6.8. Протяжной станок фирмы Hoffmann

## 6.2. Локализация основного оборудования

Программа локализации основного оборудования, утвержденная ПАО «Газпром» и реализуемая Невским заводом с 2021 года, включает в себя 5 групп оборудования: осевой компрессор, камеру сгорания, турбину высокого давления, турбину низкого давления, прочие элементы конструкции, включающие в себя суммарно 34 изделия. Ниже представлена карта локализуемого основного оборудования (рисунок 6.9).

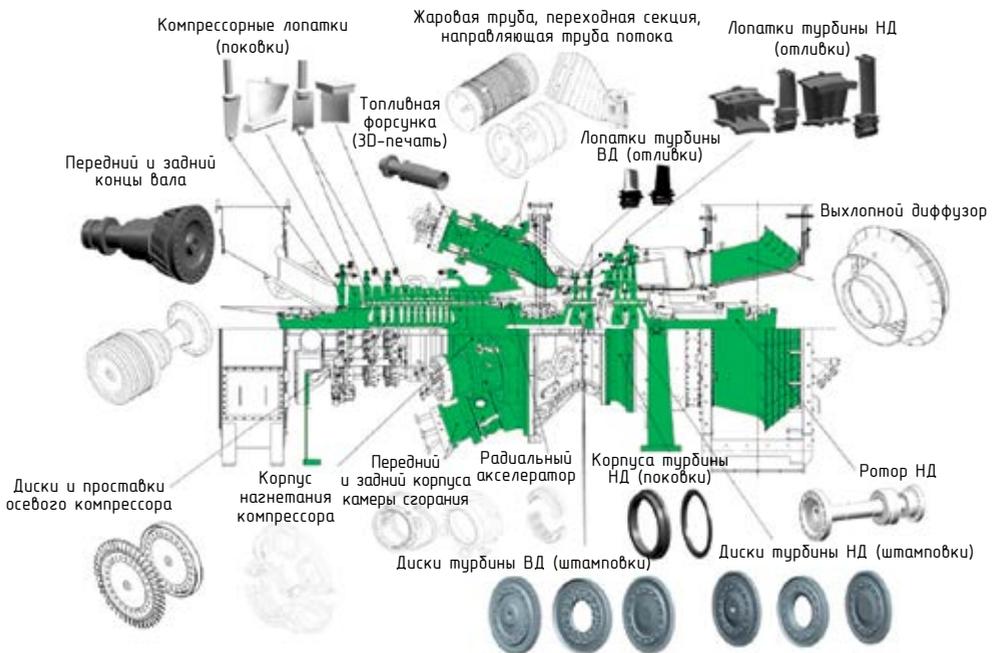


Рисунок 6.9. Локализуемое основное оборудование ГТУ типа Т32

Ниже представлено основное оборудование, локализованное на Невском заводе на конец 2022 года (таблица 6.1).

Таблица 6.1. Локализованное оборудование ГТУ типа Т32

№	Изделие	Оборудование
1	Лопатки (штамповка)	Осевой компрессор
2	Лопатки (полоса)	
3	Диски и проставки ротора	
4	Корпус нагнетателя	
5	Опорное кольцо 1-й ступени	Турбина высокого давления
6	Внутреннее кольцо	
7	Радиальный акселератор	
8	Диски 1-й и 2-й ступеней	
9	Направляющие лопатки 1-й и 2-й ступеней	Турбина низкого давления
10	Вал	
11	Опорное кольцо 1-й ступени	
12	Диафрагма 2-й ступени	
13	Шрауды 1-й и 2-й ступеней	
14	Корпус	Прочее оборудование
15	Опоры ГТУ	
16	Подшипники	
17	Несущее кольцо	
18	Кольцо из сегментов	
19	Патрубок ВД и НД	

Часть локализованных изделий изготавливается в рамках внешней кооперации с профильными отечественными предприятиями. Например, в части нанесения термобарьерных покрытий на лопатки ТВД, износостойких покрытий на лопатки ТНД, а также изготовления уплотнительных обойм и диафрагм ТНД, ТВД, включая изготовление сотовой уплотняющей ленты, ее пайку и нанесение прирабатываемых покрытий.

### 6.2.1. Локализация дисков ТВД, ТНД

Одной из ключевых задач при освоении технологии изготовления дисков ТВД и ТНД является формирование пазов под установку рабочих лопаток (рисунок 6.10). С этой целью Невский завод выполнил модернизацию протяжного станка фирмы Hoffman, а также приобрел уникальную технологическую оснастку, позволяющую выполнять необходимую конфигурацию пазов дисков, что позволило получить необходимую точность, повторяемость и плавность хода инструмента для формирования пазов в соответствии с высокими требованиями конструкторской документации.



Рисунок 6.10. Диск турбины ТНД

Также выполнено освоение альтернативной технологии формирования пазов методом фрезерования на фрезерном станке с ЧПУ фирмы Hermle: проведена отработка технологии с корректировкой карты резанья и состава фрез, что позволило обеспечить необходимую геометрию и повторяемость формирования пазов.

По результатам изготовления опытных образцов дисков с пазами, полученными фрезерованием, проведены исследования методом рентгеноструктурного анализа с послойным травлением, которые показали повышенные растягивающие напряжения на поверхности пазов, способствующих появлению поверхностных усталостных трещин.

Для перераспределения остаточных напряжений применена технология дробеструйного упрочнения методом дробенаклепа на роботизированной установке фирмы Rosler. Обработка пазов диска производилась стальной дробью с учетом необходимости устранения остаточных напряжений и сохранения требуемой шероховатости поверхности паза. По результатам отработки технологии обработки произведен замер остаточных напряжений, в результате чего подтверждена эффективность применяемой технологии для устранения остаточных напряжений при обработке пазов дисков (рисунок 6.11).

С учетом риска образования коррозии на поверхности дисков в результате окисления частиц стальной дроби на его поверхности в технологическом процессе предусмотрена операция деконтаминации поверхности диска керамической дробью, что позволяет исключить риск образования коррозии.

Для изготовления дисков турбины ГТУ типа Т32, имеющих центральное отверстие, применяется технология автофретирования, позволяющая увеличить ресурс детали более чем на 30%. Эффект достигается за счет получения остаточных сжимающих напряжений в ступичной части диска, полученных путем пластической деформации во время вращения дисков до 14 000 об/мин (рисунок 6.12 и рисунок 6.13). Возникающие при эксплуатации напряжения растяжения суммируются с остаточными напряжениями сжатия, и суммарные напряжения не превосходят предел текучести. Это позволяет достичь ресурса дисков более 72 000 часов.

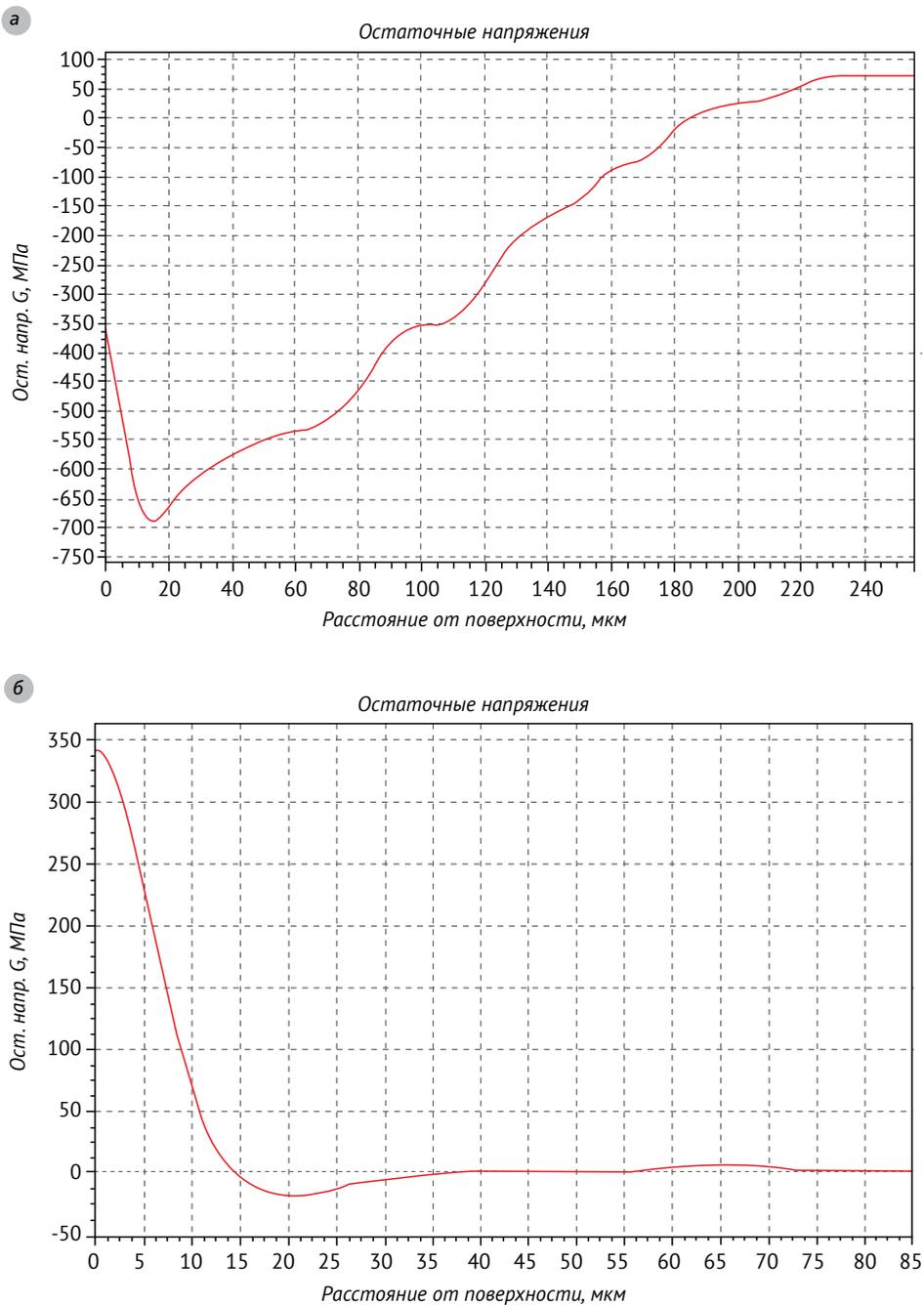


Рисунок 6.11. Зависимость остаточных напряжений фрезерованных образцов дисков от расстояния до поверхности: а) до; б) после упрочнения пневмодробеструйной обработкой



Рисунок 6.12. Численное моделирование автофреттирования при 11 200 об/мин в упругопластической постановке: а) распределение напряжений; б) относительная пластическая деформация

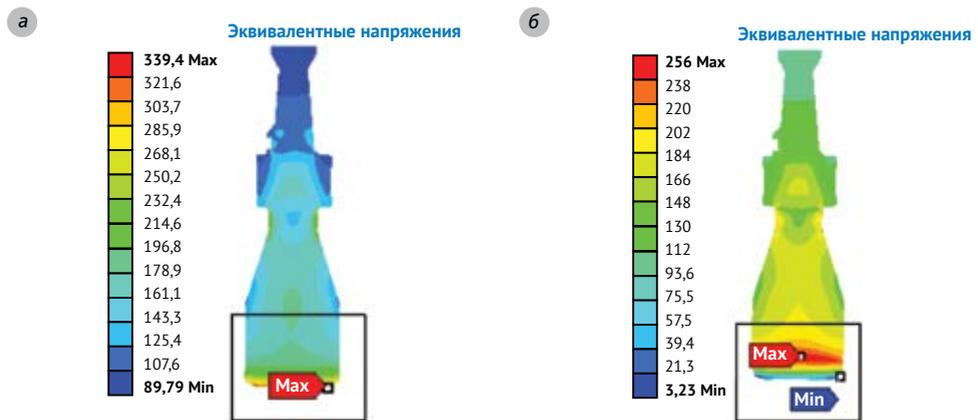


Рисунок 6.13. Сравнение напряженно-деформированного состояния диска 1-й ступени ТНД: а) с автофреттированием; б) без автофреттирования, при  $n = 5714$  об/мин

Специально для проведения данной технологической операции в ФАУ «Центральный институт авиационного моторостроения имени П.И. Баранова» (ЦИАМ) проведена модернизация стенда для проведения автофреттирования при комнатных и отрицательных температурах до  $-125$  °С (рисунок 6.14). Совместно со специалистами ЦИАМ разработана и спроектирована специальная технологическая оснастка, а также утверждена программа и методика проведения испытаний для дисков ТВД и ТНД.



Рисунок 6.14. Стенд для проведения автофреттирования с модернизацией ЦИАМ

## 6.2.2. Лопаточный аппарат осевого компрессора

На 5-координатных фрезерных обрабатывающих центрах UNIKA 1100 и UNIKA 1700 Невский завод освоил технологию изготовления лопаток осевого компрессора. На сегодняшний день освоена технология изготовления всех ступеней лопаток компрессора (23 наименования), как рабочих, так и направляющих (рисунк 6.15). Изначально локализация компонентов облопачивания осевого компрессора была освоена на производствах российских партнеров.

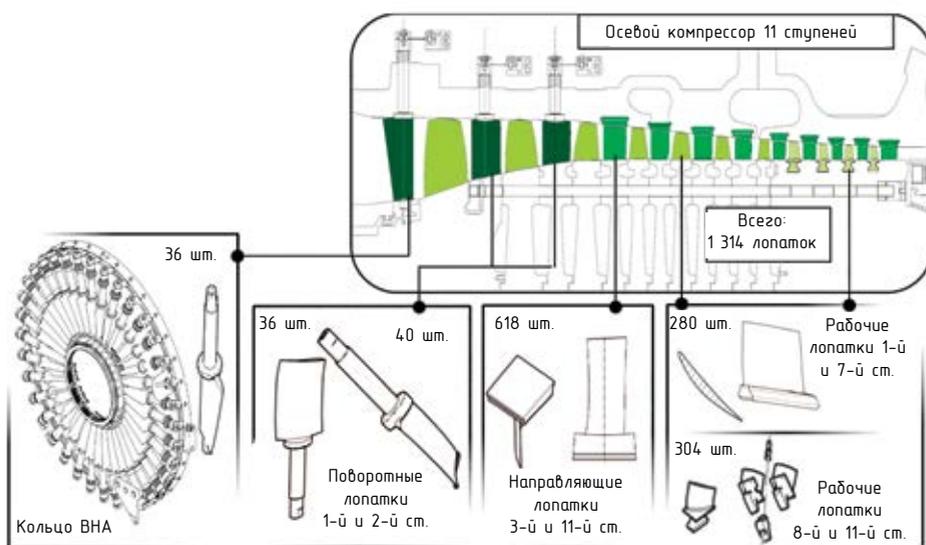


Рисунок 6.15. Лопаточный аппарат осевого компрессора

Пилотным изделием локализации производства на НЗЛ являлась рабочая лопатка 6-й ступени компрессора. Лопатки после механической обработки на роботизированном комплексе требовали минимальной доработки методом ручного полирования до шероховатости поверхности пера Ra 0,4.

Применение устаревшей установки поверхностного упрочнения пера лопаток методом дробенаклепа не позволяло достичь равномерности обработки всех поверхностей пера лопатки, что отрицательно сказывалось на усталостной прочности. Это подтверждено замером уровня остаточных напряжений рентгенографическим способом с послойным травлением разных зон поверхности пера.

На роботизированной установке дробеструйного упрочнения все поверхности обрабатываются с одинаковой интенсивностью и сплошностью. При помощи построения кривых насыщения определены оптимальные режимы обработки, позволяющие создать сжимающие напряжения, а также исключить перенаклеп и существенное снижение шероховатости поверхности после упрочнения, что позволяет увеличить назначенный ресурс изделий.

На заключительном этапе освоения технологии изготовления лопаток Невским заводом решена задача доведения поверхности лопаток до шероховатости Ra 0,4 после дробеструйного упрочнения с сохранением сжимающих напряжений, что исключает применение ручной полировки, вызывающей растягивающие напряжения на поверхности.

Оптимальным решением, позволяющим достичь необходимых требований, являлось внедрение в технологический процесс изготовления лопаток операции виброгалтовки, осуществляющейся на специальном участке, состоящем из установок двух типов – лотковой и барабанной. В ходе освоения технологии проведено распределение лопаток в зависимости от геометрических размеров, их количества в комплекте и сложности обработки. Отработка режимов, подбор чипсов и компаундов в процессе обработки позволили получить шероховатость на поверхности лопаток ниже Ra 0,4 с сохранением сжимающих напряжений.

По результатам освоения технологии изготовления лопаток осевого компрессора на новом современном участке у Невского завода появилась возможность отказаться от импорта изделий и быть независимым от внешней кооперации (рисунок 6.16).

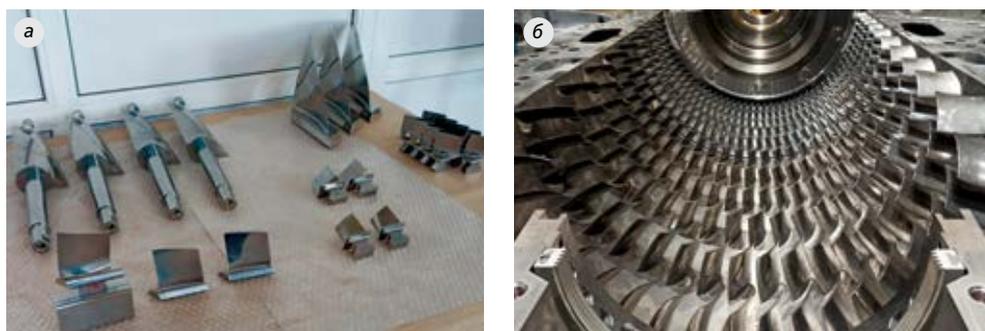


Рисунок 6.16. Локализованный лопаточный аппарат компрессора ГТУ типа Т32:  
а) индивидуальные рабочие лопатки; б) направляющий аппарат в сборе

### 6.2.3. Лопаточный аппарат ТНД

Невским заводом в кооперации с профильными отечественными предприятиями освоена технология изготовления рабочих и направляющих лопаток ТНД (рисунок 6.17).

Рабочие и направляющие лопатки ТНД изготавливаются из отливок с равноосной структурой металла из жаропрочных сплавов на никелевой основе, получаемых точным литьем по выплавляемым моделям на филиале предприятия АО «Газэнерго-сервис» – заводе «Турбодеталь».

Для изготовления отливок в специальные пресс-формы шприц-машиной подается расплавленный воск (рисунок 6.18). После этого восковую модель лопатки извлекают и помещают охлаждаться в драйере – специальном приспособлении, фиксирующем восковую модель для предотвращения деформации (рисунок 6.19).

Направляющие лопатки ТНД имеют охлаждающие отверстия. Для получения в отливке отверстий используются керамические стержни (рисунок 6.20), которые выщелачиваются на заключительном этапе изготовления отливки в специальных автоклавах.

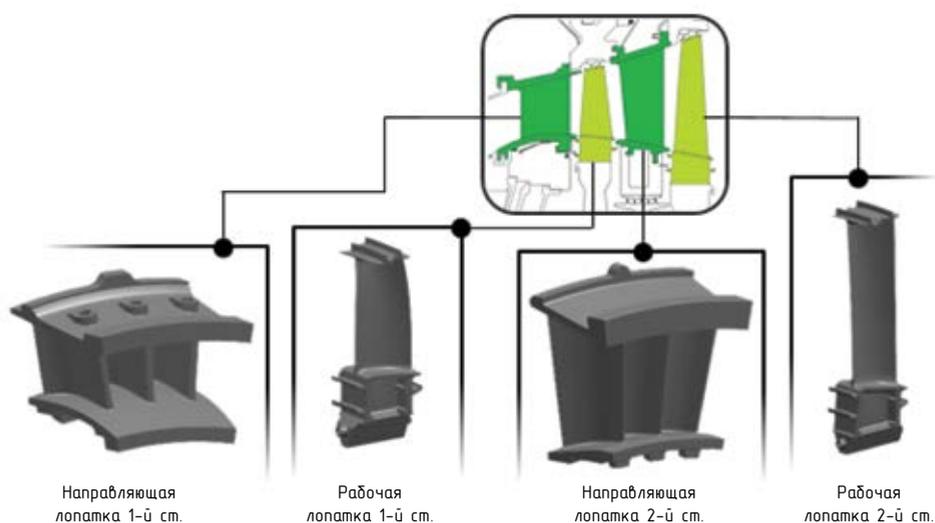


Рисунок 6.17. Рабочие и направляющие лопатки ТНД ГТУ типа Т32



Рисунок 6.18. Шприц-машины



Рисунок 6.19. Восковая модель лопатки

Полученные восковые модели изделий собирают в блок вместе с восковой моделью литниковой системы (рисунок 6.21).



Рисунок 6.20. Стержни в пресс-форме



Рисунок 6.21. Блок восковой модели сопловой лопатки ТНД и литниковой системы

Робот-манипулятор погружает полученные блоки лопаток в специальную суспензию, а потом в обсыпку в псевдокипящий слой, после чего отправляет в печь на сушку (рисунок 6.22). Процедура повторяется несколько раз до получения необходимой толщины керамического блока под заливку металла.

В автоклаве с подачей пара происходит вытапливание воска. Готовые формы для заливки металла поступают на прокатку. Прокатка происходит в печах карусельного типа (рисунок 6.23).



Рисунок 6.22. Робот-манипулятор и ванны с суспензией и обсыпкой



Рисунок 6.23. Прокатка форм перед заливкой металла

Раскаленную керамическую форму помещают в вакуумные камеры плавильной установки, в которой происходит плавка металла в вакууме с выдачей в форму (рисунок 6.24).

После получения отливок их подвергают 3D-сканированию для контроля геометрии (рисунок 6.25).

Механическая обработка отливок осуществляется в рамках внешней кооперации и включает в себя профильное глубинное шлифование замка лопатки, подрезку тор-



Рисунок 6.24. Плавильная установка

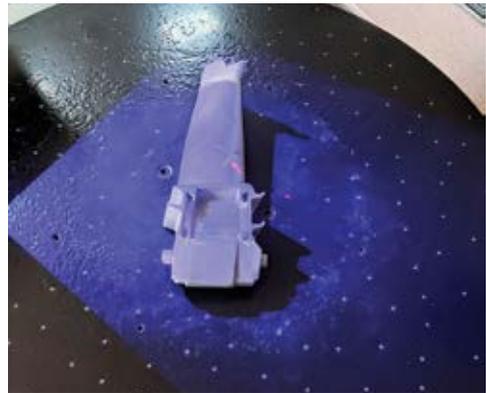


Рисунок 6.25. Сканирование лопатки оптической системой

цов замка на электроэрозионном проволочном станке, фрезерование конуса ножки и зигзага бандажной полки. Выполнение зигзага бандажной полки – одна из самых сложных операций при изготовлении лопаток ТНД. В первую очередь это связано с допусками, заданными на данные поверхности. Так, для контактных поверхностей отклонение не должно превышать  $\pm 0,02$  мм, для неконтактных поверхностей  $\pm 0,04$  мм. Моделирование работы бандажа лопаток с отклонениями подтверждает необходимость столь серьезных требований к точности (рисунок 6.26).

Технология нанесения износостойкого покрытия типа Co-Mo-Cr также отработана на профильном отечественном предприятии (рисунок 6.27).



Рисунок 6.26. Натяг на стыке бандажных полок

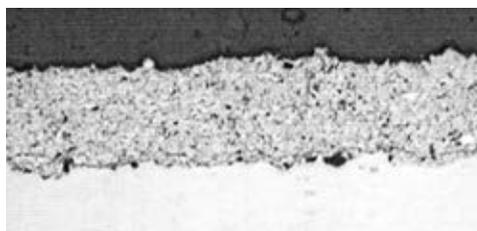


Рисунок 6.27. Микроструктура покрытия рабочей лопатки 1-й ступени ТНД

Для объективной оценки качества изготовления сопловых лопаток ТНД проведена контрольная сборка с фактическим контролем зазоров и площадей «горла» (рисунок 6.28).



Рисунок 6.28. Контрольная сборка локализованного модуля ТНД

### 6.2.4. Лопаточный аппарат ТВД

Локализация производства лопаточного аппарата ТВД в кооперации с профильными отечественными предприятиями является ключевой задачей Программы локализации Невского завода.

ТВД имеет две ступени с охлаждаемыми сопловыми и рабочими лопатками (рисунок 6.29).

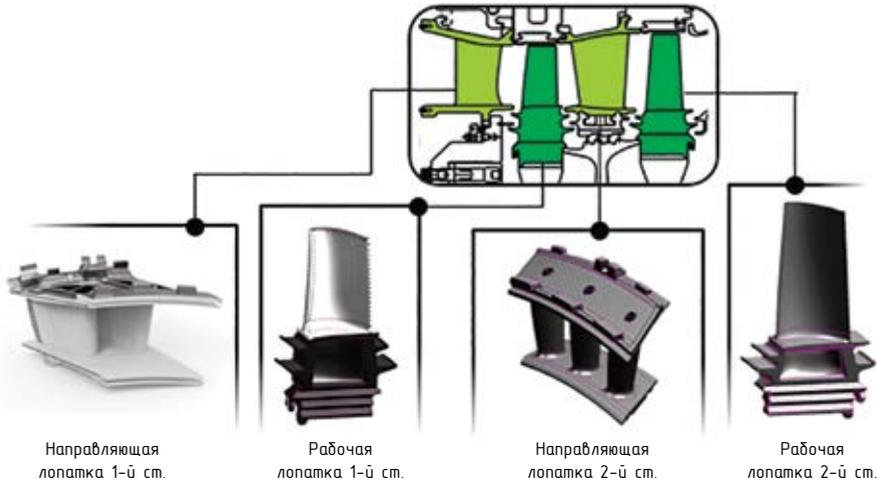


Рисунок 6.29. Рабочие и направляющие лопатки ТВД ГТУ типа Т32

Рабочие лопатки 1-й и 2-й ступеней ТВД ГТУ типа Т32 изготавливаются по технологии точного литья с обеспечением направленной структуры материала из жаропрочных сплавов на никелевой основе. Это обусловлено высокой начальной температурой газа перед турбиной и необходимостью обеспечения требуемого ресурса и надежности работы изделия. Ниже показаны визуальные отличия равноосной микроструктуры от направленной (рисунок 6.30).

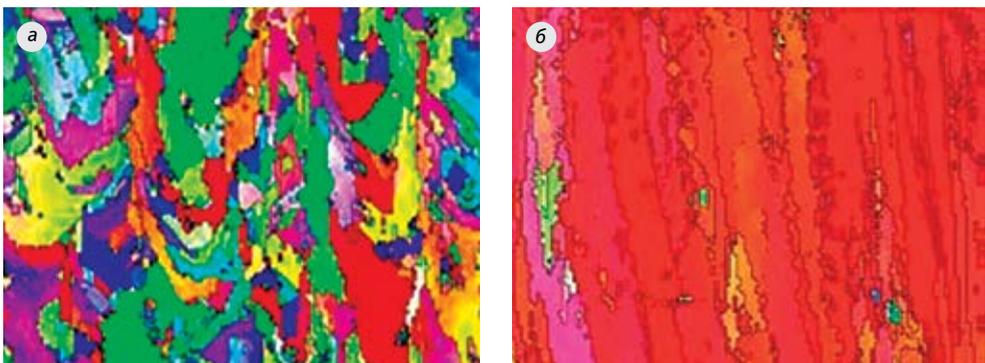


Рисунок 6.30. Микроструктура материала литой заготовки: а) при равноосном литье; б) при направленной кристаллизации

Рабочая лопатка 1-й ступени ТВД – одно из самых технологически сложных изделий газовой турбины. Конструкция лопатки имеет развитую схему охлаждения петлевого типа с профилированными отверстиями на пере и кромках пера для выпуска охлаждающего воздуха (рисунок 6.31).

Лопатка имеет платиновое покрытие на пере и концевой части, наносимое методом гальванизации. Вместе с платиновым покрытием выполнено алитирование внутренних полостей и пера лопатки. Перо лопатки защищено термобарьерным покрытием. На хвостовую часть наносится уплотняющее покрытие (рисунок 6.32)



Рисунок 6.31. Охлаждающие каналы рабочей лопатки первой ступени ТВД

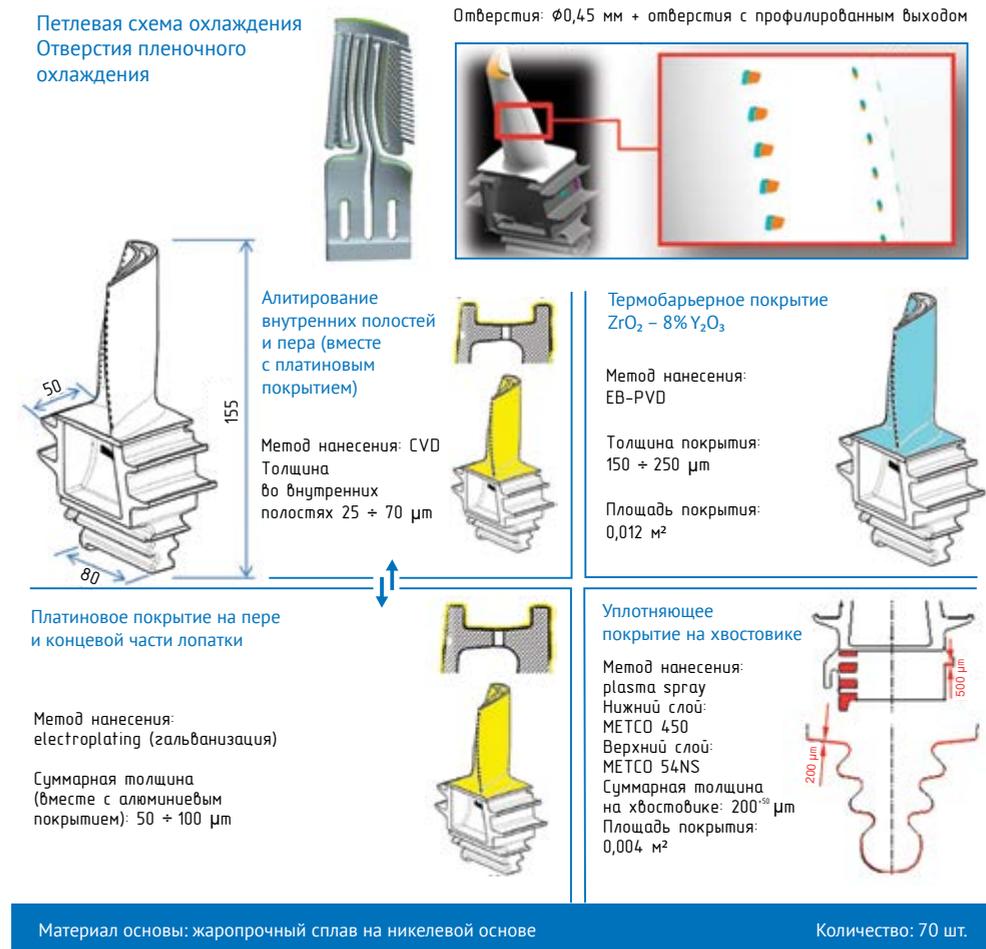


Рисунок 6.32. Карта нанесения покрытий на лопатку 1-й ступени ТВД

Рабочая лопатка 2-й ступени ТВД также имеет петлевые охлаждающие каналы, однако профилированные отверстия находятся только на кромках пера. Ниже представлена карта нанесения покрытий на лопатку 2-й ступени ТВД (рисунок 6.33).

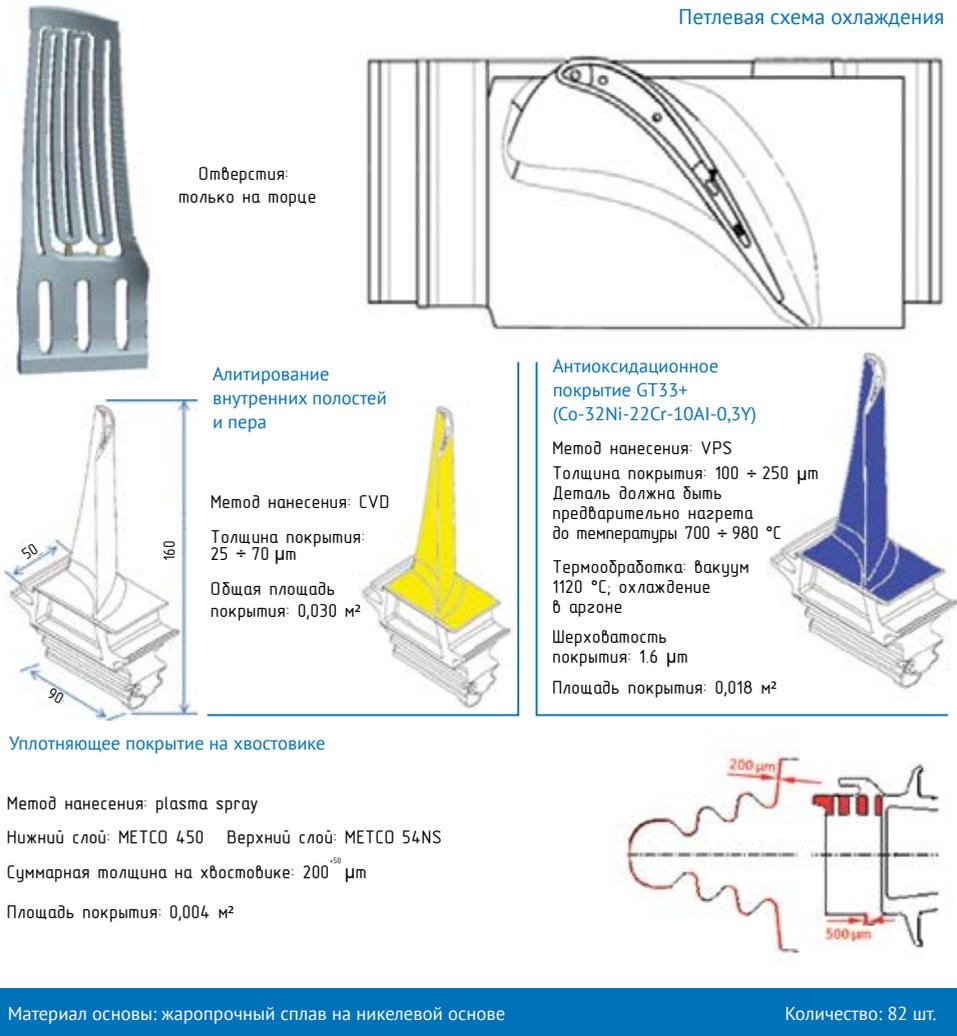


Рисунок 6.33. Карта нанесения покрытий на лопатку 2-й ступени ТВД

Направляющий аппарат 1-й ступени ТВД выполняется в виде сегментов, состоящих из двух сопловых лопаток (всего 24 сегмента). Лопатки выполнены пустотелыми с системой охлаждения дефлекторного типа, позволяющей организовать эффективное пленочное охлаждение изделия (рисунок 6.34).

Направляющий аппарат 2-й ступени ТВД выполняется в виде сегментов, состоящих из трех сопловых лопаток (всего 16 сегментов). В отличие от 1-й ступени для охлаждения лопатки используется один дефлектор (рисунок 6.35).

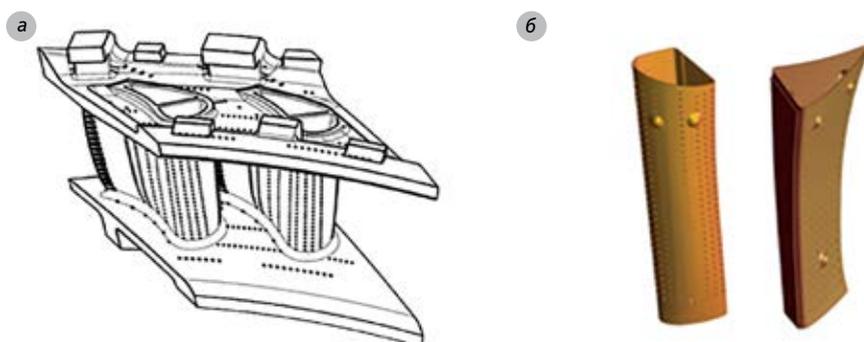


Рисунок 6.34. Сопловая лопатка 1-й ступени ТВД: а) общий вид лопаток с охлаждающими каналами; б) дефлекторы внутри лопатки



Рисунок 6.35. Сопловая лопатка 2-й ступени ТВД: а) общий вид лопаток с охлаждающими каналами; б) дефлектор внутри лопатки

В настоящее время определены исполнители по всем технологическим процессам изготовления лопаточного аппарата. При этом уже изготовлена опытная партия отливок сопловых лопаток первой и второй ступени ТВД, а также первой ступени рабочей лопатки ТВД (рисунки 6.36-6.37). На рисунке 6.38 представлены керамические стержни, формирующие внутренние полости системы охлаждения лопатки. Окончание работ по локализации лопаточного аппарата ТВД планируется завершить до конца 2024 года.



Рисунок 6.36. Отливки сопловых аппаратов 1-2-ой ступени ТВД



Рисунок 6.37. Отливка рабочей лопатки  
1-ой ступени ТВД



Рисунок 6.38. Керамические стержни  
1-ой ступени ТВД

### 6.2.5. Камера сгорания

Также одним из важных элементов Программы локализации Невского завода является камера сгорания ГТУ типа Т32. Основные составные изделия, подлежащие локализации, представлены ниже (рисунок 6.39 и рисунок 6.40).

Невским заводом переработана конструкторская документация на компоненты камеры сгорания из отечественных материалов. Выполнены расчетные работы: гидравлический расчет, расчет теплового состояния, сопряженные термогазодинамический расчет, термпрочностной расчет.

Локализация камеры сгорания выполняется на мощностях АО «Газэнергосервис» и Невского завода.

Специалистами Невского завода разработан комплект конструкторской документации для изготовления камеры сгорания из отечественных материалов. С уче-

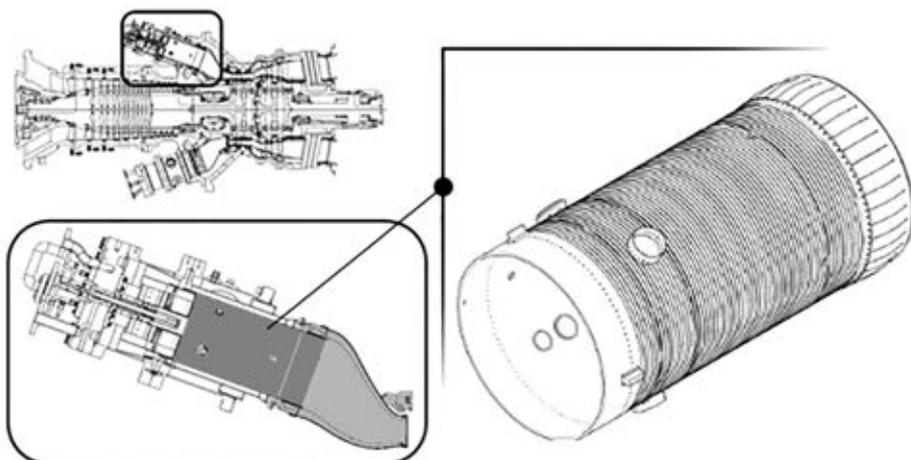


Рисунок 6.39. Жаровая труба камеры сгорания

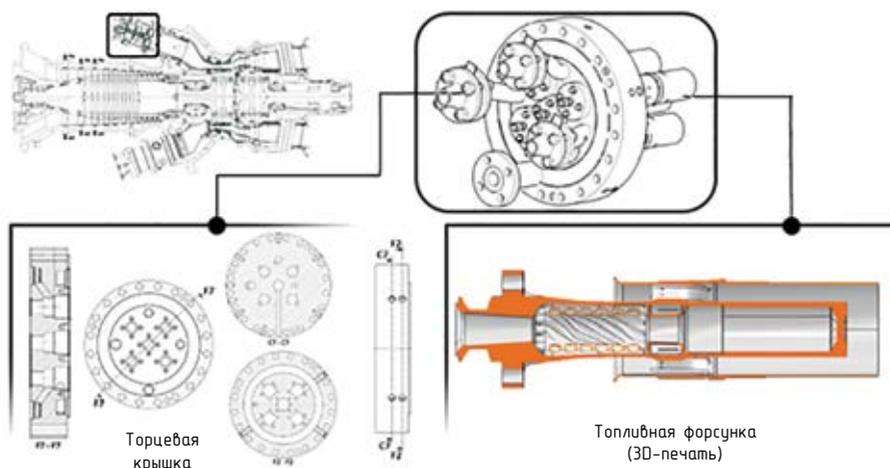


Рисунок 6.40. Торцевая крышка и топливная форсунка камеры сгорания

том этого в 2023 году на Невском заводе освоено производство передних и задних корпусов, а также торцевых крышек камеры сгорания – одного из наиболее технологичных элементов топливной системы газотурбинной установки. Это сложное по геометрии изделие представляет собой коллектор со множеством каналов и отверстий, распложенных внутри корпуса и предназначенных для распределения топлива к форсункам камеры сгорания. Крышки камеры сгорания, работающие в агрессивной высокотемпературной среде, подлежат замене на действующих агрегатах каждые 24 000 часов эксплуатации. Освоение изготовления данной детали на мощностях Невского завода обеспечивает не только производство новых газотурбинных установок, но и сервисное обслуживание газоперекачивающих агрегатов, уже задействованных в газотранспортной системе нашей страны.

В процессе локализации компонентов камеры сгорания активно принимает участие филиал компании АО «Газэнергосервис» – завод «Ротор», специалистами которого на сегодняшний день были локализованы такие компоненты камеры сгорания, как левые и правые пламяперекидные трубы, трубы наружные, направляющие трубы потока, крышки 4+1. На данный момент завершается изготовление жаровых труб.

В процессе изготовления первых образцов перечисленных компонентов проведена технологическая подготовка производства, разработана оснастка для проведения сборочных и сварочных работ «в допусках» согласно конструкторской документации, преодолены трудности выбора и замены импортных материалов на материалы отечественного производства. В рамках работ по изготовлению «крышки 4+1» освоены такие технологии как изготовление тонколистовых ободочных уплотнений сложной геометрии, выполнение множества (порядка 2000) направленных отверстий в эффузионных пластинах (рисунок 6.41), расположенных в точных координатах и обеспечивающих поступление охлаждающего воздуха в жаровую трубу и формирование требуемой формы фронта пламени вблизи крышки. Для нанесения термобарьерного покрытия на стенки жаровых труб подобран порошок российского производства. Технология нанесения покрытия аттестована на образцах.

В течение 2024 года на заводе «Ротор» планируется завершение изготовления оставшегося компонента камеры сгорания – переходной секций. Данный компонент включает в себя 4 элемента сложной формы для производства которых, спроектирована и изготовлена штамповая оснастка (рисунок 6.42). На данный момент



Рисунок 6.41. Эффузионная пластина крышки 4+1



Рисунок 6.42. Изготовление штамповой оснастки для деталей переходной секции

два из четырех штампов успешно прошли пробное штампование и отправлены на азотацию для повышения твердости поверхности, что позволит использовать штампы для серийного изготовления элементов (рисунок 6.43).

Также в 2024 году Невский завод в кооперации с ведущими предприятиями страны завершает локализацию форсунки камеры сгорания. На данном этапе уже изготовлены две сертификационные форсунки (рисунок 6.44), которые успешно прошли испытания на стенде продувки. Осуществлялся контроль расходов по диффузионному и премикс контурам. При их изготовлении были отработаны операции



Рисунок 6.43. Пробная штамповка переходной секции



Рисунок 6.44. Сертификационная форсунка камеры сгорания

выполнения отверстий топливного канала премикс контура во фланцах форсунки. Сложность канала обусловлена его длиной, различными диаметрами в сечении, а также изменением угла оси по длине канала. Также внутри канала необходимо было обеспечить выполнение точной посадки под последующую установку дросселя форсунки. В результате отработки техпроцесса был выбран процесс электроэрозионного прожига отверстий канала с последующей точной разверткой.

На сегодняшний день проведена электроэрозионная разрезка форсунок (рисунок 6.45), контроль сварных швов, пайки, геометрии топливных отверстий во фланце. После успешного прохождения исследований сертификационных форсунок для газотурбинной установки планируется запуск в производство комплекта из 30 форсунок.

После изготовления всех компонентов камеры сгорания планируется монтаж и сборка камеры на объекте эксплуатации для проведения 5000 ч ресурсных испытаний для подтверждения параметров работы узла на разных режимах работы агрегата, а также ресурса.



Рисунок 6.45. Разрез форсунки камеры сгорания

### 6.3. Применение аддитивных технологий

Невский завод инициировал ряд работ по исследованию и внедрению аддитивных технологий при изготовлении элементов конструкции ГТУ типа Т32.

В частности, ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт авиационных материалов» (ВИАМ) выполнил печать опытных образцов топливных форсунок. Для применения аддитивных технологий Невским заводом разработана новая конструкция топливной форсунки (изменен завихритель), позволяющая реализовать 3D-печать изделия (рисунок 6.46).

По результатам исследования опытных образцов форсунок выявлены отклонения в расходных характеристиках при продувке, что стало следствием дефектов отверстий завихрителя, а также остатков спекшегося порошка во внутренних полостях. Последующим травлением не удалось достигнуть чистоты каналов. В планах Невского завода с учетом полученных первых результатов печати топливных форсунок – отработать режимы печати, получить необходимые расходные характеристики и провести испытания топливных форсунок в составе ГТУ типа Т32.

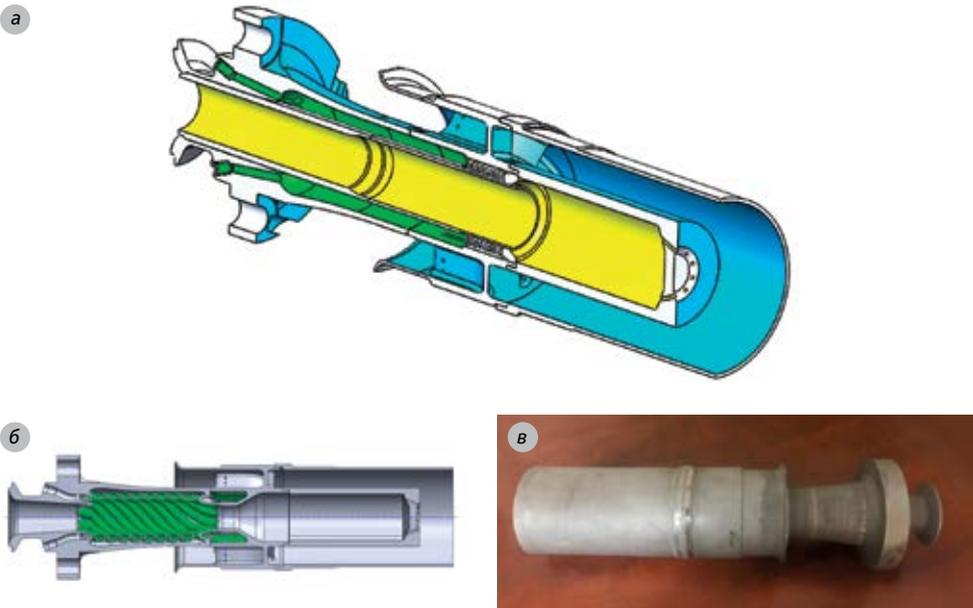


Рисунок 6.46. Топливная форсунка: а) оригинальная конструкция; б) адаптированная конструкция под 3D-печать; в) изготовленное изделие

Невский завод совместно с Санкт-Петербургским политехническим университетом Петра Великого напечатал опытную партию завихрителей камеры сгорания турбины Т32 (рисунок 6.47). Также изготовлены демонстраторы – направляющая лопатка



Рисунок 6.47. Опытная партия завихрителей



Рисунок 6.48. Демонстраторы: а) направляющая лопатка ТВД; б) часть пера рабочей лопатки ТВД 1-й ступени

ТВД и часть пера рабочей лопатки ТВД, имеющей направленную макроструктуру (рисунок 6.48).

Полученные результаты подтверждают потенциал применения аддитивных технологий для изготовления элементов горячего тракта ГТУ типа Т32.

В настоящее время Невский завод рассматривает возможность аддитивного изготовления рабочей лопатки 1-й ступени ТВД с обеспечением направленной структуры. В этом случае печать происходит в подогреваемой вакуумной камере при температуре до 1200 °С. Данная технология не отработана, сложна в реализации, требует трудоемкого математического моделирования и потому является весьма дорогостоящей. Компромиссным вариантом может стать лопатка с переходной структурой, направленной на перо и равноосной в замковой части (рисунок 6.49).

С учетом развития аддитивных технологий Невский завод планирует выполнить печать следующих опытных образцов методом селективного лазерного наплавления:

- рабочие лопатки ТВД;
- направляющие лопатки ТВД;
- форсунка;
- завихритель.

Требования к механическим свойствам рабочих лопаток ТВД, направляющих лопаток ТВД, форсунок и завихрителей представлены ниже (таблицы 6.2 - 6.5).

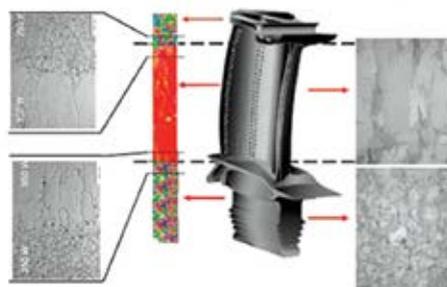


Рисунок 6.49. Лопатка с переходной структурой, направленной на перо и равноосной в замковой части

Таблица 6.2. Требования к механическим свойствам рабочих лопаток ТВД

№	Механические свойства	Значение
1	Предел прочности материала при растяжении в продольном направлении $\sigma_b$ , не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 865 МПа при температуре проведения испытаний 20 °С;</li> <li>• 865 МПа при температуре проведения испытаний 650 °С</li> </ul>
2	Предел текучести материала в продольном направлении $\sigma_{0,2}$ , не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 760 МПа при температуре проведения испытаний 20 °С;</li> <li>• 655 МПа при температуре проведения испытаний 650 °С</li> </ul>
3	Относительное удлинение материала в продольном направлении, не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 4% при температуре проведения испытаний 20 °С;</li> <li>• 5% при температуре проведения испытаний 650 °С</li> </ul>
4	Относительное сужение материала в продольном направлении, не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 5% при температуре проведения испытаний 20 °С;</li> <li>• 5% при температуре проведения испытаний 650 °С</li> </ul>
5	Предел прочности материала при растяжении в поперечном направлении $\sigma_b$ , не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 760 МПа при температуре проведения испытаний 20 °С;</li> <li>• 760 МПа при температуре проведения испытаний 650 °С</li> </ul>
6	Предел текучести материала в поперечном направлении $\sigma_{0,2}$ , не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 760 МПа при температуре проведения испытаний 20 °С;</li> <li>• 655 МПа при температуре проведения испытаний 650 °С</li> </ul>
7	Относительное удлинение материала в поперечном направлении, не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 4% при температуре проведения испытаний 20 °С;</li> <li>• 4% при температуре проведения испытаний 650 °С</li> </ul>
8	Относительное сужение материала в поперечном направлении, не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 5% при температуре проведения испытаний 20 °С;</li> <li>• 8% при температуре проведения испытаний 650 °С</li> </ul>
9	Твердость по Роквеллу (HRC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 32-42</li> </ul>
10	Время до разрушения при испытании на длительную прочность при температуре 980 °С и $\sigma = 185$ МПа	<ul style="list-style-type: none"> <li>• не менее 36 часов</li> </ul>
11	Микропористость (объемная доля пор), не более	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0,5%, допускаются единичные поры размером до 50 мкм</li> </ul>

Таблица 6.3. Требования к механическим свойствам направляющих лопаток ТВД

№	Механические свойства	Значение
1	Предел прочности материала при растяжении $\sigma_B$ , не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 600 МПа при температуре проведения испытаний 20 °С;</li> <li>• 375 МПа при температуре проведения испытаний 650 °С;</li> <li>• 175 МПа при температуре проведения испытаний 815 °С</li> </ul>
2	Предел текучести материала $\sigma_{0,2}$ , не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 390 МПа при температуре проведения испытаний 20 °С;</li> <li>• 180 МПа при температуре проведения испытаний 650 °С</li> </ul>
3	Относительное удлинение материала, не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3% при температуре проведения испытаний 20 °С;</li> <li>• 8% при температуре проведения испытаний 650 °С;</li> <li>• 10% при температуре проведения испытаний 815 °С</li> </ul>
4	Время до разрушения при испытании на длительную прочность при температуре 815 °С и $\sigma = 175$ МПа	<ul style="list-style-type: none"> <li>• не менее 15 часов</li> </ul>
5	Твердость по Роквеллу (HRC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• не более 30</li> </ul>

Таблица 6.4. Требования к механическим свойствам форсунок

№	Механические свойства	Значение
1	Предел прочности $\sigma_B$ , не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1050 МПа при 20 °С</li> </ul>
2	Предел текучести $\sigma_{0,2}$ , не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 690 МПа при 20 °С</li> </ul>
3	Относительное удлинение $\delta$ , не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 15% при 20 °С</li> </ul>
4	Относительное сужение $\Psi$ , не менее	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 15% при 20 °С</li> </ul>
5	Микропористость (объемная доля пор), не более	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0,5%, допускаются единичные поры размером до 200 мкм (за исключением элементов с толщиной стенки меньше 1 мм)</li> </ul>
6	Подтверждение сопротивления малоциклового усталости на образце при температуре 300 °С и амплитуде $\pm 1,5$ мм	<ul style="list-style-type: none"> <li>• на базе 10 000 циклов</li> </ul>
7	Коэффициент ослабления прочности мест соединения участков, изготовленных методами СЛП и прямого выращивания	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0,8</li> </ul>

Таблица 6.5. Требования к механическим свойствам завихрителей

Механические свойства	Значение
Микропористость (объемная доля пор), не более	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0,5%, допускаются единичные поры размером до 200 мкм (за исключением элементов с толщиной стенки меньше 1 мм)</li> </ul>

Для всех изготовленных изделий должен проводиться контроль расходных характеристик, с целью чего на пневматическом стенде Невского завода спроектирована специальная оснастка (рисунок 6.50). Геометрические размеры изделий оцениваются при помощи 3D-сканирования, а также с использованием средств измерительного контроля Невского завода. Для контроля геометрии отверстий в лопатках завихрителя изготовлены специальные калибры.

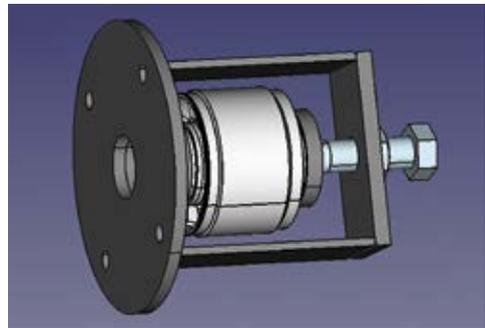


Рисунок 6.50. 3D-модель оснастки для контроля расходных характеристик завихрителя на стенде Невского завода

## 6.4. Локализация вспомогательного оборудования

При комплектации ГТУ типа Т32 вспомогательным оборудованием привлекаются отечественные профильные производители, имеющие опыт изготовления соответствующих изделий с требуемыми характеристиками. В ряде случаев отечественные поставщики специально разрабатывают или дорабатывают существующие изделия под требования Невского завода.

Выбор потенциальных поставщиков осуществляется с учетом следующих условий:

- изделие должно обеспечивать технические характеристики и показатели надежности ГТУ типа Т32 с минимальным объемом изменений и доработок ее конструкции;
- поставщик должен обеспечивать бесперебойные поставки вспомогательного оборудования в соответствии с объемом производственной программы Невского завода;
- поставляемое изделие должно быть полностью отечественным и не зависеть от поставок импортных компонентов;
- поставщик выбирается на конкурентной основе с учетом технико-экономического обоснования;
- заявленные характеристики локализуемого оборудования подтверждаются в ходе проведения заводских, стендовых и ресурсных испытаний в составе ГТУ типа Т32 в сроки и на объектах, определенных ПАО «Газпром».

Кроме подбора уже разработанного серийного оборудования, Невский завод выполнил разработку изделий собственного изготовления (клапана регулировки подачи топливного газа). Невский завод также курирует разработки вспомогательного оборудования, изготавливаемого для ГТУ типа Т32 в индивидуальном порядке на профильных отечественных предприятиях (система зажигания, система виброконтроля, система измерения крутящего момента, система контроля пульсации в камерах сгорания и др.).

Программа локализации вспомогательного оборудования, утвержденная ПАО «Газпром» и реализуемая Невским заводом с 2021 года, состоит из 9 групп оборудования (масляной системы, редукторов и муфт, двигателей и приводов, нагревателей, клапанов, насосов, КИП, электрооборудования, прочего оборудования).

По всем позициям Программы определены российские поставщики, с которыми ведется работа по изготовлению оборудования, соответствующего техническим требованиям Невского завода.

Ниже (рисунок 6.51) представлена карта локализуемого вспомогательного оборудования.

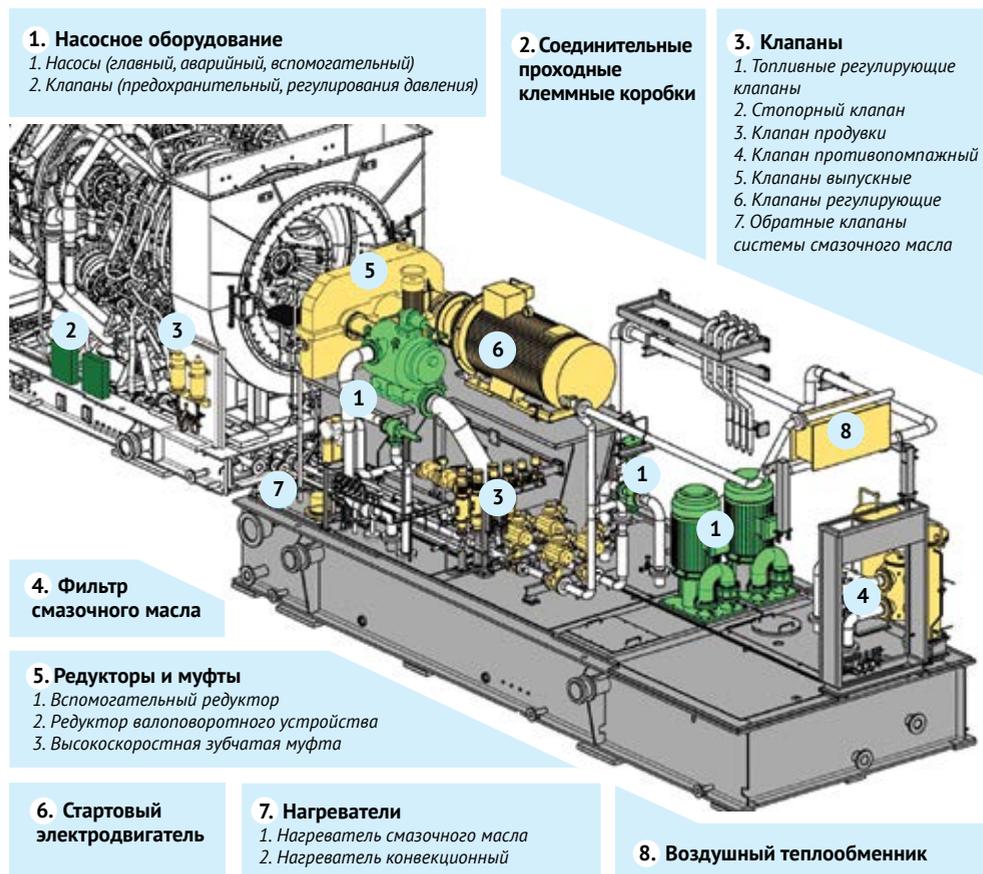


Рисунок 6.51. Карта локализуемого вспомогательного оборудования ГТУ типа Т32

К концу 2022 года для комплектации ГТУ типа Т32 вспомогательным оборудованием подобраны следующие отечественные аналоги:

- электрический привод поворотных лопаток;
- нагреватель смазочного масла;
- нагреватели конвекционные;
- клапан предохранительный сбросной;
- клапан регулирования давления масла;
- стопорный клапан;
- клапан выпускной высокотемпературный, нормально закрытый;
- клапан выпускной высокотемпературный, нормально открытый;
- главный масляный насос;
- аварийный масляный насос;
- вспомогательный масляный насос;
- контрольно-измерительная аппаратура;
- проходные клеммные коробки;
- фильтры смазочного масла, включая фильтрующий элемент;
- топливные регулирующие клапаны;
- обратные клапаны системы смазочного масла;
- воздушный теплообменник;
- клапан выпускной, нормально открытый (ОВВ).

На заключительном этапе локализации вспомогательного оборудования будут разработаны отечественные аналоги редуктора стартовой системы, измерителя крутящего момента и система зажигания камеры сгорания.

Ниже представлены характерные примеры локализации вспомогательного оборудования ГТУ типа Т32.

### 6.4.1. Электрический привод поворотных лопаток ВНА

В ходе подбора отечественных аналогов Невский завод стремится повысить технические и эксплуатационные характеристики оборудования по сравнению с оригинальным изделием.

В частности, успешно проведены испытания и опытно-промышленная эксплуатация на действующем объекте электромеханического привода ВНА с блоком управления отечественного производства (рисунки 6.52). При этом конструкция отечественного привода ВНА в сравнении с импортным имеет ряд преимуществ. Вместо шарико-винтовой планетарной передачи используется более надежная роliko-винтовая, а взрывозащищенная конструкция блока управления (драйвера) позволяет выполнять его сервисное обслуживание и ремонт на месте эксплуатации.

В комплект поставки отечественного ЭВНА входят:

- преобразователь электромеханический линейного типа;
- блок управления приводом ВНА;
- комплект силового и сигнального кабелей.

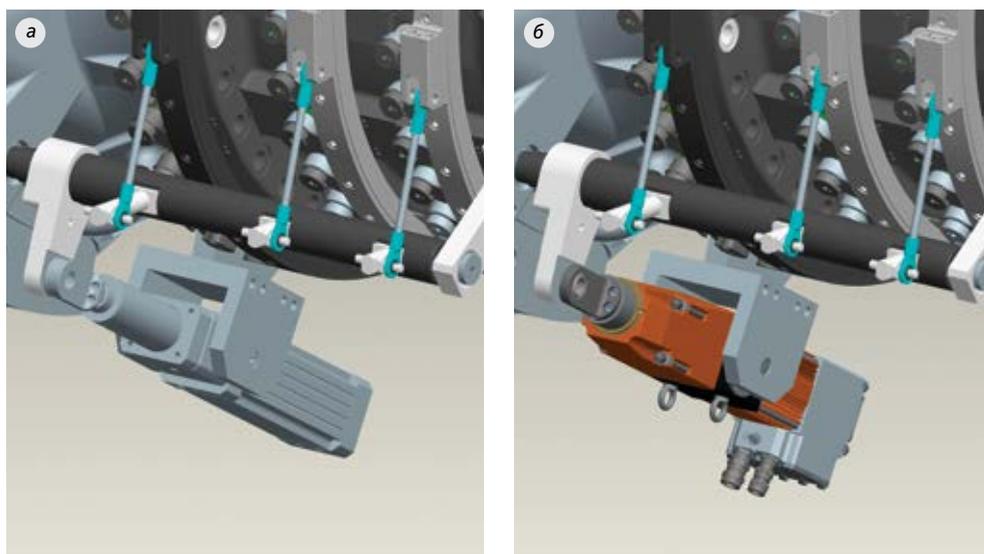


Рисунок 6.52. Модель электрического привода поворотных лопаток ВНА:  
а) иностранного производства; б) отечественного производства

## 6.4.2. Стартовый электродвигатель

В качестве замены иностранного стартового электродвигателя, применяемого в оригинальной конструкции ГТУ типа Т32, Невский завод подобрал отечественный серийный электродвигатель по характеристикам, близким к оригинальному (таблица 6.6, рисунок 6.53).

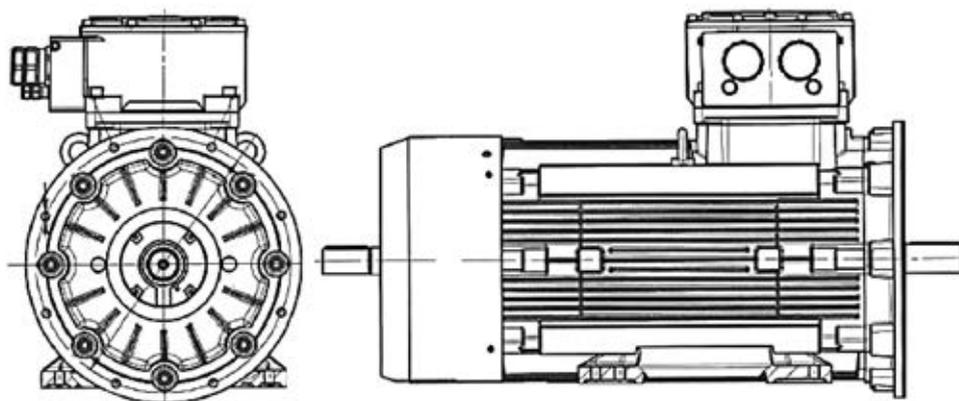


Рисунок 6.53. Двигатель асинхронный взрывозащищенный  
(отечественный)

Таблица 6.6. Сравнение технических характеристик оригинального электродвигателя и отечественного аналога

№	Характеристика	Ед.	Значение	
			оригинал	аналог
1	Мощность двигателя номинальная	кВт	450	450
2	Синхронная частота вращения	об/мин	3000	3000
3	Частота вращения при полной нагрузке	об/мин	2984	2978
4	Количество полюсов	–	2	2
5	Режим работы	–	S1	S1
6	Способ пуска	–	УПП	ЧРП
7	КПД двигателя (номинальный) по IEC	–	0,970	0,959
8	Коэффициент мощности двигателя ( $\cos(\varphi)$ )	–	0,90	0,89
9	Момент номинальный	кН×м	1,44	1,44
10	Кратность пускового момента	–	2	1,5
11	Ток в фазе номинальный	А	782	800
12	Кратность пускового тока	–	7,6	7,7
13	Напряжение питания номинальное	В	380/400	380/400
14	Схема соединения обмоток	–	$\Delta/Y$	$\Delta/Y$
15	Масса двигателя, не более	кг	2500	2303
16	Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	–	УХЛ1	УХЛ1
17	Категория размещения 4, тип атмосферы II (промышленная) по ГОСТ 15150-69		+	+
18	Гарантийная наработка	ч	5000	10 000

### 6.4.3. Оборудование масляной системы

В качестве замены иностранному оборудованию масляной системы подобраны соответствующие отечественные аналоги:

- главный масляный насос (рисунок 6.53);
- вспомогательный масляный насос (рисунок 6.54);
- аварийный масляный насос (рисунок 6.54);
- регулятор давления прямого действия;
- клапан предохранительный.



Рисунок 6.53. Главные масляные насосы: а) иностранного производства;  
б) отечественного производства



Рисунок 6.54. Аварийный и вспомогательный масляные насосы: а) иностранного производства;  
б) отечественного производства

После успешных ресурсных испытаний на объекте оборудование используется серийно. Кроме того, аварийный масляный насос прошел дополнительные стендовые испытания на производственной площадке Невского завода.

На замену иностранных фильтров смазочного масла подобран отечественный аналог (рисунок 6.55). Технические характеристики отечественного аналога представлены в таблице ниже (таблица 6.7).



Рисунок 6.55. Отечественный фильтр смазочного масла

Таблица 6.7. Технические характеристики фильтра смазочного масла

№	Характеристика	Ед.	Значение
1	Агрегатное состояние	–	Жидкость
2	Рабочая среда	–	Турбинное масло
3	Кинематическая вязкость при 20 °С	мм <sup>2</sup> /с	30
4	Номинальная тонкость фильтрации	мкм	10
5	Пропускная способность элемента	л/мин	1297
6	Перепад давления на чистом фильтре	МПа	0,06
7	Максимальный перепад давления	МПа	2,0
8	Термостойкость	°С	+90
9	Габаритные размеры	мм	152x83x650

#### 6.4.4. Стопорный и выпускные высокотемпературные клапаны

В рамках работ по Программе локализации подобраны отечественные аналоги, проведены испытания и опытно-промышленная эксплуатация на действующем объ-

а



б

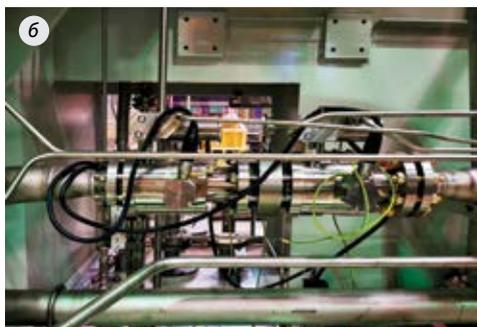


Рисунок 6.56. Клапан стопорный: а) иностранного производства; б) отечественного производства

екте стопорных электромагнитных клапанов (DN50, PN75) во взрывозащищенном исполнении отечественного производства (рисунок 6.56).

Вместе с этим подобраны аналоги клапанов высокотемпературных выпускных и сбросных (DN15, PN100) (рисунок 6.57).

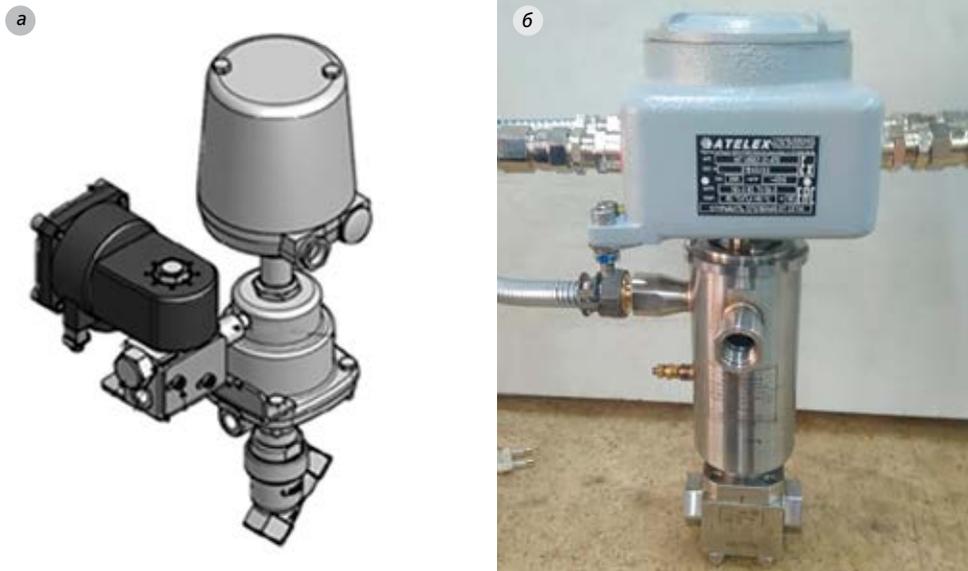


Рисунок 6.57. Клапан сбросной высокотемпературный: а) иностранного производства; б) отечественного производства

### 6.4.5. Оборудование КИП

В части импортозамещения контрольно-измерительных приборов подобраны аналоги по всем системам ГТУ типа Т32:

- датчики избыточного, абсолютного и динамического давления;
- дифференциальные манометры;
- преобразователи термоэлектрические;
- термопреобразователи сопротивления;
- датчики контроля наличия факела;
- датчики скорости;
- датчики вибрации;
- датчики токовихревые;
- извещатели пожарные тепловые;
- извещатели пожарные пламени;
- газоанализаторы;
- уровнемеры;
- датчик температуры и влажности.

## 7

## СЕРВИС ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА ГПА-32 «ЛАДОГА»

Сервис газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога» – это совокупность мероприятий по техническому обслуживанию оборудования, направленному на поддержание и восстановление эксплуатационных характеристик агрегата, включая контроль работоспособности и диагностику отказов, плановые периодические осмотры (инспекции), ремонтно-восстановительные работы.

Техническое обслуживание оборудования выполняется в соответствии с указаниями и инструкциями Невского завода либо по документации оригинальных производителей вспомогательных систем ГПА.

Ниже представлены рекомендации по техническому обслуживанию основного оборудования производства Невского завода: ГТУ типа Т32, нагнетателя природного газа, КСАУ ГПА.

### 7.1. Сервис ГТУ типа Т32

#### 7.1.1. Общие сведения

Основным элементом, определяющим надежность работы ГПА, является газотурбинная установка. В целях обеспечения максимальной эксплуатационной готовности и надежности ее работы Невским заводом предусмотрена программа плановых периодических инспекций, сопровождаемых при необходимости ремонтом и заменой частей. До и после выполнения инспекции выполняется анализ эксплуатационных данных (в том числе вибромеханических характеристик) с целью корректировки объема текущей инспекции и прогнозирования периодичности и объемов последующих.

В процессе эксплуатации ГТУ на надежность ее работы и ресурс элементов конструкции оказывают влияние следующие факторы:

- вид топлива;
- частота запусков;
- рабочий цикл;
- условия окружающей среды.

Влияние вида топлива на ресурс элементов конструкции связан с энергией излучения, выделяющейся в процессе сгорания. Наличие загрязнений в топливе может оказывать влияние на интервалы технического обслуживания. Загрязнения в топливном газе могут привести к эрозии или коррозии регулирующих клапанов и топливных форсунок. Газовое топливо с повышенным содержанием водорода может способствовать появлению трещин и деформаций в форсунках и жаровых трубах камер сгорания.

Частые пуски и остановки газовой турбины в короткий период снижают фактический ресурс ее элементов. Газовая турбина с большой плотностью переходных режимов значительно вырабатывает ресурс.

Аварийные остановки (отключения по нагрузке) оказывают еще большее воздействие на ресурс элементов конструкции и межинспекционные интервалы, что связано с увеличенными температурными напряжениями и МЦУ при аварийном останове по сравнению с плановыми остановами, когда температура горения снижается постепенно.

При нормальном нагружении и разгрузке ГТУ температура горения изменяется плавно, не оказывая тем самым существенного влияния на температурные градиенты. Высокая скорость нагружения и снятия нагрузки приводит к повышенным температурным градиентам и, как следствие, к снижению ресурса элементов конструкции от термоусталости (МЦУ).

Условия окружающей среды также оказывают влияние на ресурс элементов конструкции ГТУ. Взвешенные в воздухе загрязнители, такие как пыль, соль, масло и другие, могут привести к загрязнению, эрозии и коррозии лопаток компрессора. Кроме того, наличие загрязнений в атмосферном воздухе также может привести к эрозии или коррозии элементов горячего тракта и/или повреждению из-за засорения охлаждающих каналов.

Загрязнение поверхностей осевого компрессора может быть вызвано частицами пыли, а также засасыванием масляного тумана, дыма, морской соли и промышленных испарений. Твердые частицы и (или) капли воды, попадающие в компрессор, могут вызвать значительную эрозию лопаток. Основной причиной этого является наличие агрессивных химических веществ во влажной среде и их конденсацией на поверхностях лопаток. В таких условиях на лопатках статора и ротора может наблюдаться, помимо увеличения степени шероховатости поверхности, также явление точечной коррозии, которая снижает усталостную прочность лопаток и является потенциальной причиной развития трещин. Наличие влаги также увеличивает скорость образования и развития трещин в лопатках. Описанный процесс может привести к отрыву пера лопатки с последующим повреждением компрессора в результате удара. Вынос частиц из испарительного охладителя, конденсация во впускном охладителе и засорение впускной системы также могут вызвать описанные выше эффекты коррозии и эрозии.

Загрязнения, повышение шероховатости поверхности и изменение контуров поверхности также ведут к уменьшению потока воздуха через компрессор, что, в свою очередь, снижает мощность и КПД ГТУ. На практике ухудшение состояния осевого компрессора является главной причиной снижения мощности и КПД турбины. Влияние вышеперечисленных факторов на рабочие характеристики компрессора может быть минимизировано выполнением его автономной промывки. Очистка компрессора позволяет удалить загрязнения и восстановить производительность, а также снизить скорость коррозии и образования отложений, тем самым продлевая ресурс и срок службы лопаток.

Элементы конструкции горячего тракта могут также быть подвержены эрозии, вызванной твердыми абразивными частицами (такими как песок или минеральная пыль), и коррозии из-за засасывания коррозионных металлических частиц. Существ-

вуют четыре металла, которые представляют наибольшую опасность: натрий, калий, ванадий и свинец (типичным случаем является наличие натриевой соли в морской среде). Названные металлы после соединения с серой и/или кислородом во время горения оседают на поверхностях компонентов горячего тракта, что вызывает разрушение защитной оксидной пленки и приводит к быстрому окислению элементов горячего тракта.

Взвешенные в воздухе загрязнители могут к тому же вызвать засорение охлаждающих каналов, поскольку охлаждающий воздух отбирается из компрессора. Это приводит к ухудшению теплопередачи с последующим перегревом элементов горячего тракта. Угольная, цементная и зольная пыль представляют особую опасность из-за их подверженности спеканию на поверхностях оборудования.

С учетом изложенного действительный срок службы элементов конструкции ГТУ не всегда может быть спрогнозирован и установлен. Указанные ниже межинспекционные интервалы обобщены и основаны на инженерных оценках завода-изготовителя, однако для каждого отдельного агрегата могут приниматься индивидуальные решения с учетом особенностей его эксплуатации.

Мероприятия по техническому обслуживанию могут быть разделены на текущие регламентные работы на работающем агрегате и инспекции с отключением магистрального трубопровода.

Текущие регламентные работы на работающем агрегате в основном состоят из типовых мероприятий: проверки рабочих характеристик во время запуска и работы ГТУ, промывки компрессора в оперативном и автономном режиме, небольшого восстановительного ремонта (например, замены неисправного контрольно-измерительного оборудования или внешнего оборудования).

Инспекции с отключением магистрального трубопровода выполняются на агрегате, находящемся в остановленном состоянии, и включают в себя в том числе разборку, демонтаж и замену элементов конструкции ГТУ. Инспекции с отключением магистрального трубопровода проводятся планомерно согласно установленным межинспекционным интервалам.

### 7.1.2. Особенности конструкции ГТУ типа Т32

Техническое обслуживание ГТУ типа Т32 осуществляется, как правило, по месту эксплуатации, для обеспечения чего турбина имеет следующие конструктивные возможности:

- корпус выполнен с горизонтальным разъемом;
- сопловой аппарат имеет возможность поворачиваться по окружности после демонтажа верхней половины корпуса без выемки ротора;
- рабочие лопатки турбины выполнены уравновешенными по моменту и распределены на рабочем колесе турбины таким образом, чтобы на месте эксплуатации не требовалось осуществлять подбалансировку в случае замены лопатки;
- имеются отверстия для осуществления технического осмотра при помощи бороскопа.

Ниже (рисунок 7.1) показана схема доступа к внутренним деталям проточной части на остановленной газовой турбине без снятия верхнего корпуса.

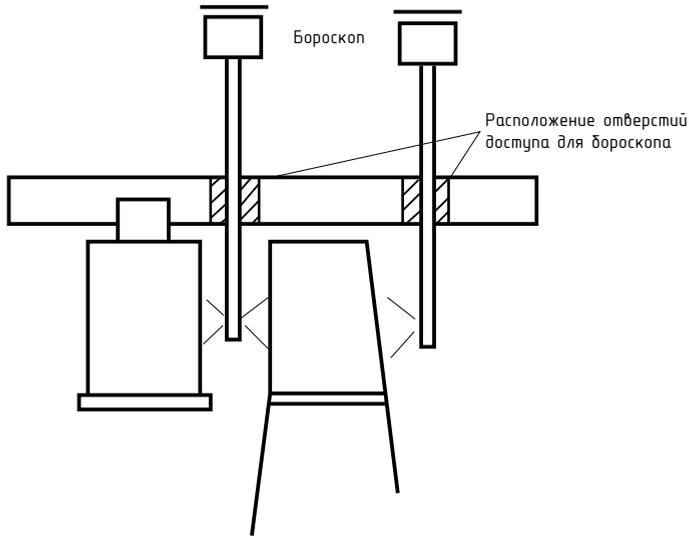


Рисунок 7.1. Схема осмотра при помощи бороскопа

Доступ осуществляется через отверстия, расположенные вблизи от статорных и роторных лопаток первой ступени. Бороскопическая инспекция позволяет получить представление о состоянии лопаток, на основании чего можно уточнить сроки и объемы проведения инспекций. Такой осмотр не требует разборки турбины и демонтажа деталей проточной части.

Конструкция газовой турбины позволяет проводить осмотр осевого компрессора, камеры сгорания, ТВД и ТНД.

### 7.1.3. Виды инспекций

Инспекции ГТУ могут быть разделены на инспекции, не требующие частичной или полной разборки газовой турбины (выполняются на работающей или остановленной установке) и предполагающие разборку турбины или отдельных ее узлов.

Перечень инспекций и плановых мероприятий приведен ниже (таблица 7.1).

Помимо контроля основных компонентов газовой турбины предусмотрен также плановый контроль систем защиты и управления. Например, для нормального функционирования системы защиты от превышения числа оборотов ежегодно, а также при каждом снятии и установке должны проверяться зазоры между наружным диаметром зубчатого колеса и наконечником магнитного измерительного преобразователя. Также ежегодно или после отсоединения проводки или замены плат панели управления должны проводиться проверки системы защиты от превышения скорости.

Таблица 7.1. Перечень инспекций и плановых мероприятий

№	Характеристика	Номинальный интервал проведения	Объем основных работ
1	Инспекции и техническое обслуживание на работающем агрегате		
2	Ежедневный осмотр	Ежедневно	Работы по вспомогательному оборудованию и системам
3	Еженедельный осмотр	Еженедельно	
4	Оперативная промывка осевого компрессора	От ежесуточного до 1 раза в 300 часов	
5	Ежемесячный осмотр	Ежемесячно	
6	Ежеквартальный осмотр	Ежеквартально	
7	Инспекции и техническое обслуживание на остановленном агрегате		
8	Без разборки агрегата		
9	Автономная промывка осевого компрессора	При выполнении ТО, но не реже 1 раза в год	
10	Бороскопический осмотр ГТУ	При выполнении ТО, но не реже 1 раза в 18 месяцев	Бороскопический осмотр проточной части ГТУ и камер сгорания
11	Техническое обслуживание (ТО)	Каждые 4000 ± 360 часов, но не реже 1 раза в полгода	Автономная промывка осевого компрессора. Бороскопический осмотр ГТУ. Работы по вспомогательному оборудованию
12	С частичной или полной разборкой газовой турбины		
13	Средний ремонт (СР)	Каждые 24 000 ± 720 часов	Весь объем ТО. Ревизия камеры сгорания. Ревизия соплового аппарата и рабочих лопаток ТВД. Замена торцевых крышек камеры сгорания в сборе с топливными форсунками. Замена сопловых и рабочих лопаток, а также бандажей (шрауд-блоков) первой ступени ТВД. При проведении СР по достижении 72 000 ± 720 часов, дополнительно: замена ТНД с последующим капитальным ремонтом в заводских условиях
14	Капитальный ремонт (КР)	Каждые 48 000 ± 720 часов	Весь объем СР. Ревизия соплового аппарата и рабочих лопаток ТНД. Ревизия осевого компрессора. Ревизия роторов, подшипников корпусных деталей. При проведении КР по достижении 96 000 ± 720 часов, дополнительно: замена ротора и направляющего аппарата осевого компрессора. При проведении КР по достижении 144 000 ± 720 часов, дополнительно: замена ТНД с последующим капитальным ремонтом в заводских условиях

### 7.1.4. Назначенный ресурс элементов конструкции ГТУ

Основной задачей инспекций ГТУ является оценка состояния элементов конструкции газовой турбины и их пригодности для дальнейшей эксплуатации. Для основных элементов конструкции горячего тракта газовой турбины установлен срок службы (назначенный ресурс), выраженный в эквивалентных часах эксплуатации (таблица 7.2). При достижении назначенного ресурса деталь, как правило, подлежит замене без проведения оценки ее технического состояния.

Алгоритм принятия решения о замене или ремонте комплектующих в общем случае соответствует блок-схеме, представленной ниже (таблица 7.2).

Таблица 7.2. Назначенный ресурс элементов ГТУ

№	Элементы конструкции ГТУ	Назначенный ресурс, час
1	Торцевая крышка камеры сгорания в сборе с топливными форсунками (4+1)	48 000*
2	Экран в сборе (направляющая труба потока)	48 000
3	Пламяперекидной патрубков (внешний, правосторонний, левосторонний)	48 000
4	Переходная секция камеры сгорания	48 000*
5	Жаровая труба камеры сгорания	48 000*
6	Сопловой аппарат 1-й ступени ТВД	48 000*
7	Сопловой аппарат 2-й ступени ТВД	48 000
8	Рабочие лопатки 1-й ступени ТВД	48 000*
9	Рабочие лопатки 2-й ступени ТВД	48 000
10	Бандажи 1-й ступени ТВД	48 000*
11	Бандажи 2-й ступени ТВД	48 000
12	Блок ТНД (силовой турбины)	72 000**
13	Внутренняя переходная часть	72 000
14	Внешняя переходная часть	72 000
15	Ротор компрессора	96 000
16	Направляющий аппарат компрессора	96 000
17	Подшипники турбокомпрессора	48 000

#### Примечания.

\* Требуется ремонт в заводских условиях при проведении СР в заводских условиях. После демонтажа при СР заменяются на новые или восстановленные в заводских условиях.

\*\* Производится замена блока в сборе с выполнением восстановительного ремонта в заводских условиях с обязательной заменой сопловых аппаратов, рабочих лопаток и бандажей 1-й и 2-й ступеней. Заключение о необходимости замены остальных узлов и деталей выдается по результатам обследования.

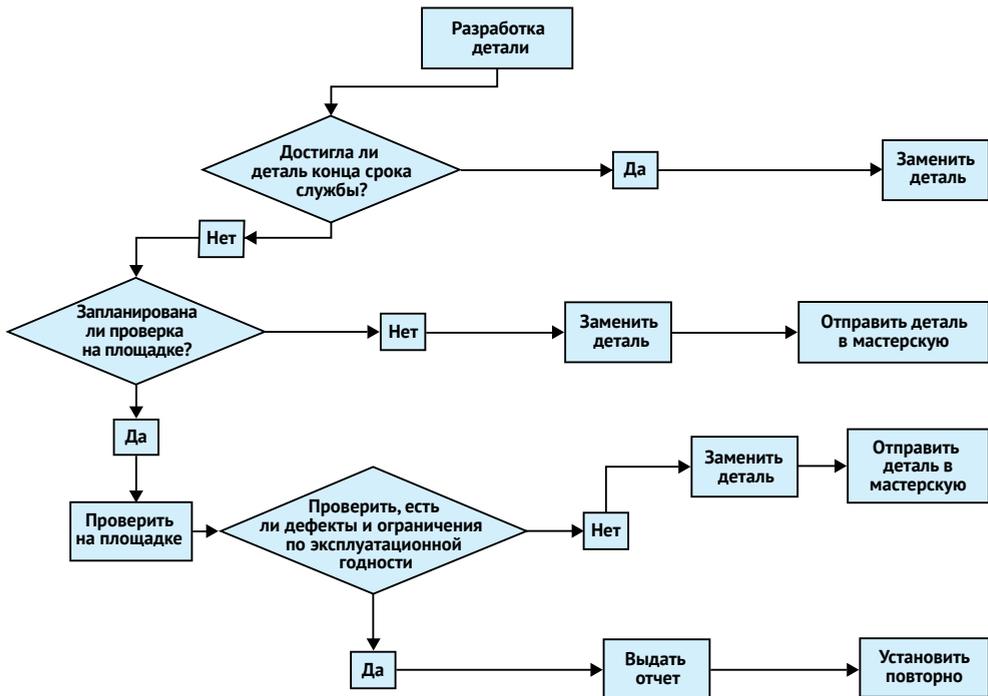


Рисунок 7.2. Алгоритм принятия решения о замене или ремонте комплектующих

### 7.1.5. Индивидуальный график технического обслуживания ГТУ Т32

Как было отмечено выше, межинспекционные интервалы, указанные в таблице 7.1, назначаются заводом-изготовителем на основе инженерной оценки обобщенных данных эксплуатации всего парка ГТУ и должны корректироваться с учетом условий эксплуатации конкретного агрегата.

Межинспекционные интервалы проведения среднего и капитального ремонта в зависимости от количества пусков представлены ниже (таблица 7.3).

Таблица 7.3. Базовые межинспекционные интервалы ГТУ Т32

№	Вид инспекции	Значение назначенного ресурса для частоты пусков*					
		> 1/10	1/10	1/16	1/27	1/54	< 1/200
1	Интервал проведения среднего ремонта	1200 пусков	12 000 ч	15 000 ч	18 000 ч	21 000 ч	24 000 ч
2	Интервал проведения капитального ремонта	2400 пусков	24 000 ч	30 000 ч	36 000 ч	42 000 ч	48 000 ч

**Примечание.** \* Частота пусков определяется как отношение числа пусков к количеству часов эксплуатации.

Для удобства эксплуатирующего персонала данные таблицы могут быть преобразованы в соответствующие графики. Пример представлен ниже (рисунк 7.3).



Рисунок 7.3. Определение срока проведения инспекции: X1, Y1 – часы наработки и количество запусков для СР; X2, Y2 – часы наработки и количество запусков для КР

Также с целью корректировки и определения оптимальных сроков проведения инспекций с учетом влияния особенностей эксплуатации конкретного агрегата на ресурс элементов горячего тракта используются специальные временные и пусковые коэффициенты.

Временные коэффициенты включают в себя: коэффициент учета влияния нагрузки, коэффициент учета влияния качества топлива и коэффициент учета влияния качества воздуха.

Для установок, работающих на базовой нагрузке с нормальным составом газотурбинного топлива и отсутствием загрязнений в воздухе впускной системы указанные коэффициенты принимаются равными единице. Для установок, работающих с переменной нагрузкой, наличием в топливе натрия, калия, свинца или ванадия, а также загрязняющих веществ в воздухе коэффициенты повышаются на основании экспертной оценки.

При расчете количества пусков ГТУ используются пусковые коэффициенты, включающие в себя коэффициент учета пусковой последовательности и коэффициент учета аварийных остановов ГТУ.

При стандартной последовательности пуска и набора нагрузки повышающие коэффициенты не применяются. В случае выполнения быстрых пусков используется повышающий коэффициент, задаваемый экспертно.

Аварийный останов с базовой нагрузки соответствует восьми стандартным циклам пуск/останов. При этом аварийные остановки при частичной нагрузке оказывают меньший эффект на ресурс элементов в силу более низкой температуры

металла в момент отключения. Ниже (рисунок 7.4) представлен график определения коэффициента учета аварийных остановов ГТУ в зависимости от нагрузки.

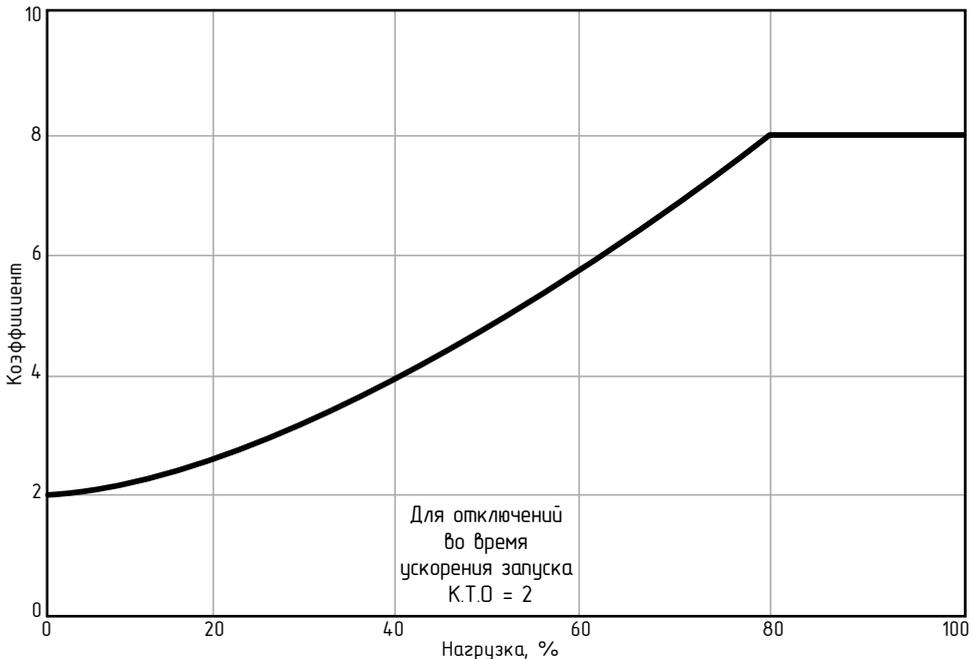


Рисунок 7.4. Коэффициенты технического обслуживания при аварийном отключении

Количество стандартных циклов пуск/останов складывается с количеством циклов с аварийным остановом, умноженным на повышающий коэффициент.

На величину межинспекционных интервалов также влияет динамика горения в камере сгорания, скорость набора и сброса нагрузки, то есть скорость изменения температуры горения, а также концентрация водорода в составе топливного газа. Для каждой станции может быть определен индивидуальный повышающий коэффициент на основе начального осмотра и с учетом фактической концентрации водорода.

### 7.1.6. Пример вычисления интервалов технического обслуживания

Ниже описана процедура определения периодичности проведения среднего ремонта, основанная на эксплуатационных данных агрегата:

а) эксплуатационные данные:

- продолжительность работы, ч: 10 200;
- количество пусков с воспламенением (обычный цикл пуска): 55;
- количество аварийных остановов с полной нагрузкой: 12;
- количество аварийных остановов с 50% нагрузкой: 3;
- установка работает на природном газе, на базовой нагрузке;

б) вычисление количества эквивалентных пусков. Пусковые коэффициенты технического обслуживания:

- пуск на природном газе, К.Т.О. = 1;
- аварийный останов с полной нагрузки, К.Т.О. = 8;
- аварийный останов с 50% нагрузки, К.Т.О. = 5.

Указанные выше коэффициенты технического обслуживания используются для определения количества эквивалентных пусков. С учетом определенных коэффициентов общее количество эквивалентных пусков составит:

$$55 \times 1 + (12 \times 8 - 12) + (3 \times 5 - 3) = 151;$$

в) вычисление эквивалентных часов эксплуатации:

- повышающие временные коэффициенты отсутствуют;
- количество эквивалентных часов эксплуатации:  $10\,200 \times 1 = 10\,200$ ;

г) вычисление эквивалентной частоты пусков:

- эквивалентная частота пусков определяется путем деления общего количества эквивалентных пусков на количество эквивалентных часов эксплуатации:  $151/10\,200 = 1/68$ ;

д) определение межинспекционных интервалов:

- полученное соотношение (1/68) находится в диапазоне между 1/54 и 1/200 (см. таблицу 7.3), таким образом, расчетный межинспекционный интервал определяется интерполяцией между двумя значениями: 21 000 часов и 24 000 часов;
- расчетный межинспекционный интервал для среднего ремонта составит 21 686 часов;
- повышающие временные коэффициенты не применяются, поэтому фактический интервал для проведения среднего ремонта составит 21 686 рабочих часов.

## 7.2. Сервис ЦБК

### 7.2.1. Общие сведения

В процессе эксплуатации ЦБК необходимо регулярно проводить его осмотры с целью проверки состояния оборудования и обнаружения дефектов. Результаты проведенных работ, обнаруженные неисправности, методы устранения, а также данные всех проведенных измерений необходимо фиксировать в формуляре.

Оценка работоспособности ЦБК заключается в определении его технического состояния по значениям измеренных показателей (политропный КПД и показатели систем СГУ) и сравнения их с эталонными значениями, записанными в формуляре при вводе компрессора в эксплуатацию или после капитального ремонта.

В ходе технического обслуживания компрессор может быть подвергнут полной или частичной разборке. При необходимости осмотра или ремонта уплотнительных узлов сухих уплотнений или вкладышей подшипников производится частичная разборка данных узлов без извлечения пакета из расточки цилиндра. При ревизии или ремонте проточной части проводится полная разборка с извлечением пакета компрессора и его разборка.

## 7.2.2. Виды технического обслуживания ЦБК

Виды технического обслуживания и их периодичность указаны ниже (таблица 7.4).

Таблица 7.4. Виды и периодичность технического обслуживания ЦБК

№	Наименование ТО	Наработка, ч	Место проведения
1	ТО-1	3000	Станция
2	ТО-2	6000	Станция
3	Текущий ремонт	12 000	Станция
4	Средний ремонт	24 000	Станция
5	Капитальный ремонт	48 000	В заводских условиях

## 7.2.3. Объем работ при проведении технического обслуживания

Объемы работ по основным узлам и системам ЦБК, проводимые при техническом обслуживании ТО-1, ТО-2, представлены ниже (таблица 7.5).

Таблица 7.5. Объем работ при техническом обслуживании ТО-1, ТО-2

Наименование системы, узла	Контролируемые величины, метод контроля	ТО-1	ТО-2
Контроль герметичности разъемных соединений по газу	Протечки газа, контроль переносным газоанализатором	+	+
	Контроль мыльным раствором	–	+
Наружный крепеж	Наличие натяга соединений	–	+
Крепление к фундаментной раме	Ослабление крепления	–	+
Сухие газодинамические уплотнения	Согласно эксплуатационной документации	+	+

Объем среднего и капитального ремонта выполняется при проверке технического состояния узлов компрессора в соответствии с описанием ниже (таблица 7.6).

Таблица 7.6. Объем текущего, среднего и капитального ремонта

Объем контроля	Назначенный ресурс, ч			
	12 000	24 000	48 000	неисправности (таблица 7.7)
Состояние системы СГУ-узлов уплотнения, контрольной стойки и др.	В соответствии с руководством по эксплуатации фирмы-изготовителя			
Состояние рабочих колес ротора нагнетателя (проверка производится визуально)		+		+
Состояние лопаток обратного направляющего аппарата			+	
Поверхности шеек ротора, поверхности ротора под плавающими кольцами вкладыша упорного, торцовые поверхности диска упорного		+		п. 1; 2
Поверхности вкладышей опорных, колодок упорных и плавающих колец	+	+	+	п. 1; 2
Диаметральный зазор между валом и расточкой опорных колодок	+	+		п. 1; 3
Диаметральный зазор между валом и расточкой сепаратора опорного вкладыша	+	+		п. 1; 3
Зазоры в упорном вкладыше: а) диаметральный зазор между валом и плавающим кольцом; б) осевой разбег ротора	а) +	а) + б) +		п. 2; 3
Диаметральные зазоры в лабиринтных уплотнениях (определяются путем измерения диаметров по гребням и соответствующих участков на роторе): а) концевые уплотнения; б) уплотнения покрывающих дисков рабочих колес; в) межступенчатое уплотнение; г) уплотнение думмиса			+	п. 2; 3; 4; 5; 6
Зазор-натяг крышек опорных вкладышей		+		п. 3
Диаметральный зазор в уплотнении кожуха со стороны всасывания		+		
Состояние резиновых колец		+		
Центровка роторов турбины и нагнетателя. Предельные отклонения: смещение осей, излом осей		+		п. 3
Шлицевое соединение соединительной муфты	+	+	+	

Таблица 7.7. Характеристики неисправностей и методика их устранения

№	Неисправность	Вероятная причина	Способ устранения
1	Температура опорного подшипника выше нормы ( $t_0 > 80$ °С). Интервал проведения капитального ремонта	1.1. Недостаточная величина зазора в подшипнике или между валом, колодками или сепаратором	Обеспечить чертежные диаметральные зазоры в опорной части подшипника между колодками или сепаратором
		1.2. Взаимный перекося колодок и вала, выраженный наличием натиров на баббитовой поверхности колодок	Устранить перекося, зачистить места натиров шабрением
		1.3. Повреждение сопрягаемых поверхностей колодок и вала вследствие попадания загрязнений	Восстановить чистоту сопрягаемых поверхностей, сохранив чертежные размеры. Устранить причину загрязнений
		1.4. Дисбаланс ротора, выраженный повышенной величиной вибросмещения	Восстановить ротор путем очистки и проверки его балансировки
		1.5. Неисправность термодатчика, соединительной линии, показывающего прибора	Заменить термодатчик, устранить неисправность
2	Температура упорных колодок выше допустимой ( $t_γ > 80$ °С)	2.1. Недостаток смазочного масла	Проверить соответствие давления данным, указанным в документации, принять меры для обеспечения требуемого давления: замена фильтроэлементов, очистка масляных каналов
		2.2. Биение диска упорного свыше 0,01 мм (определяется методом двух индикаторов)	Устранить перекося диска исправлением торцевой поверхности упорного бурта вала
		2.3. Увеличение осевого усилия, действующего на упорные колодки вследствие повышения давления газа в задуммисной полости	Убедиться в отсутствии засорения канала для отвода протечек газа через уплотнение думмиса. Восстановить лабиринтное уплотнение думмиса при его повреждении
		2.4. Увеличение осевого усилия вследствие повреждения межступенчатых лабиринтных уплотнений	Проверить состояние межступенчатых лабиринтных уплотнений. Обеспечить выполнение чертежных зазоров
		2.5. Недостаточная величина осевого разбега ротора	Уменьшить на необходимую величину толщину кольца упорного, установленного с внешней стороны упорного вкладыша. Проверку осевого разбега производить при установленной крышке упорного подшипника
		2.6. Повреждение поверхностей упорного диска и колодок вследствие попадания загрязнений	Восстановить поверхность диска и колодок с последующей регулировкой осевого разбега ротора
3	Вибрация ротора больше допустимой нормы	3.1. Дисбаланс ротора, вызванный эрозионным износом, налипанием смолистых отложений, повреждением другими механическими причинами	Восстановить ротор путем очистки и проверить его балансировку
		3.2. Увеличенный зазор в опорном подшипнике	Обеспечить чертежные диаметральные зазоры в опорной части подшипника между колодками или сепаратором
		3.3. Расцентровка ротора нагнетателя и силового ротора турбины	Произвести центровку роторов, обеспечив смещение и излом осей

Продолжение таблицы на стр. 183 &gt;&gt;&gt;

««« Начало таблицы на стр. 182

№	Неисправность	Вероятная причина	Способ устранения
3	Вибрация ротора больше допустимой нормы	3.4. Отсутствие натяга в посадке на вал деталей ротора	Заменить детали
4	Увеличенные зазоры в лабиринтных уплотнениях	4.1. Дисбаланс ротора из-за эрозийного износа рабочих колес или налипания смолистых отложений	Устранить небаланс ротора и провести его балансировку. Восстановить или заменить лабиринтные уплотнения
5	Осевой сдвиг ротора	5.1. Эрозионный износ колодок упорного вкладыша	Восстановить поверхность диска и колодок с последующей регулировкой осевого разбега ротора
		5.2. Поломка балансира выравнивающего устройства из-за чрезмерного осевого усилия или нагрузок при помпаже	Заменить поврежденные детали. Обеспечить противопомпажную защиту, выполнить работы по устранению причин неисправностей п. п. 2.3; 2.4
		5.3. Смещение диска упорного при свинчивании крепящих гаек	Установить диск на место, закрепить посредством гайки
		5.4. Сбилась настройка датчика осевого сдвига	Настроить датчик осевого сдвига
6	Несоответствие параметров компрессора	6.1. Эрозионный износ проточной части	Заменить детали
		6.2. Увеличены зазоры в лабиринтных уплотнениях	Восстановить чертежные зазоры в уплотнениях

## 7.3. Сервис комплексной системы автоматизированного управления

### 7.3.1. Общие требования

КСАУ ГПА-32 «Ладога» рассчитана на непрерывную работу в течение длительного времени. В соответствии с этим для нормальной безаварийной работы системы проводится техническое обслуживание ее составных частей, представляющее собой ряд профилактических мероприятий, осуществляемых обслуживающим персоналом с целью поддержания оборудования КСАУ в технически исправном состоянии.

### 7.3.2. Техническое обслуживание КСАУ ГПА

В рамках ежегодного технического обслуживания КСАУ необходимо выполнять следующие мероприятия:

- удаление пыли и грязи с поверхностей изделий КСАУ, рабочей станции;
- удаление пыли и грязи с поверхностей оборудования, установленного в блок-контейнерах;
- проверку, при необходимости заправку кондиционера, замену фильтров кондиционеров;
- проверку наличия крепежных элементов и наконечников проводов;

- проверку жесткости соединений крепежных элементов;
- проверку наличия и качества заземляющих устройств;
- измерение сопротивления изоляции электрических цепей;
- контроль основного и резервного источников питания и автоматического переключения питания с рабочего ввода на резервный и обратно;
- диагностику изделий КСАУ с помощью тестового ПО;
- проверку оборудования, замену неисправного из состава ЗИП группового;
- проверку входных и выходных сигналов;
- калибровку измерительных каналов и каналов аналогового управления;
- проверку интерфейсов КСАУ (по ЛВС и по физическим линиям) с пультом управления;
- проверку функционирования оборудования в соответствии с программой и методикой испытаний;
- выполнение работ по отслеживанию в изделиях КСАУ изменений свойств, параметров и характеристик технологического объекта (вызванных заменой датчиков, добавлением новых датчиков, исполнительных механизмов и интерфейсных связей, изменением характеристик исполнительных механизмов и т.п.);
- проверку и при необходимости настройку контуров помпажного регулирования.

Текущий ремонт КСАУ проводится при появлении сообщений об отказах и неисправностях на дисплее рабочей станции и заключается в замене неисправных составных частей системы на исправные.

## 7.4. Долгосрочный сервис ГПА-32 «Ладoga»

На данный момент сервисное обслуживание оборудования ГПА-32 «Ладoga» осуществляется преимущественно по традиционно принятой схеме организации работ, при которой завод-изготовитель производит мобилизацию шеф-персонала для технического руководства ремонтными работами основного оборудования, а также поставку запасных частей в рамках ежегодно заключаемых договоров. Организация работ по вспомогательным системам лежит вне зоны ответственности завода-изготовителя. Данная схема обладает следующими недостатками:

- риски необеспеченности ремонтов запасными частями, имеющими длительные циклы изготовления;
- выполнение работ по вспомогательному оборудованию осуществляется различными подрядчиками с недостаточным уровнем общей координации и совместных действий;
- недостаточная подготовленность персонала ремонтных организаций.

Указанные факторы в совокупности ведут к рискам срыва программы технического обслуживания и ремонта эксплуатирующих организаций по причине необеспеченности основными и расходными запасными частями, возможными рисками снижения качества выполняемых работ и, как следствие, к снижению показателей надежности оборудования.

С учетом постоянно растущего парка агрегатов ГПА-32 «Ладoga» и необходимости повышения эффективности процесса сервисного обслуживания наиболее предпочтительным форматом технического обслуживания и ремонта представляется

комплексное долгосрочное сервисное соглашение между заводом-изготовителем и эксплуатирующей организацией.

Формат долгосрочного сервисного обслуживания предполагает следующие положения:

- договор обслуживания предусматривает сервис и ремонт оборудования на полный цикл его эксплуатации в соответствии с согласованным графиком проведения инспекций, а также при необходимости проведение внеплановых работ;
- единый исполнитель работ несет ответственность за выполнение работ по всему оборудованию, входящему в контур ГПА;
- работы выполняются сертифицированным персоналом с обеспечением расширенной гарантии;
- страховой комплект запасных частей формируется (опционально) для пула заказов и позволяет обеспечить оперативную замену при аварийной ситуации;
- внедрение комплексной системы удаленного мониторинга (опционально);
- инженерно-техническое сопровождение эксплуатации группой инженеров-резидентов, обеспечивающее максимально оперативное реагирование на возникающие нештатные ситуации, реализацию мероприятий по повышению надежности, поддержке службы эксплуатации.

Формат долгосрочного сервисного обслуживания обладает следующими преимуществами:

- заказчик получает гарантии на запчасти с заблаговременным пониманием сроков изготовления и минимальную стоимость на общий комплекс услуг;
- производитель контролирует состояние оборудования, содержит необходимые запасы и обеспечивает конкурентную стоимость жизненного цикла;
- завод-производитель осуществляет оптимизацию плана сервисного обслуживания в части объемов и продолжительности работ;
- системно осуществляется накопление и анализ данных по динамике состояния агрегата, что позволяет внедрять подходы предиктивной диагностики, обслуживание оборудования по фактическому состоянию, выявление неисправностей на ранних стадиях развития.

Невский завод имеет все необходимые компетенции для реализации концепции долгосрочного сервисного обслуживания ГПА, а именно:

- развитую производственную, инженерно-конструкторскую базу;
- многолетний опыт производства энергетического оборудования и комплексной поставки под ключ для нефтегазового комплекса;
- успешный опыт локализации передовых зарубежных технологий (все сервисные работы на протяжении жизненного цикла выполняются без привлечения иностранных специалистов);
- штат сервисного персонала;
- специализированный комплекс сервисного оборудования (сертифицированную электротехническую лабораторию, газоанализаторы, видеоэндоскопы, генераторы частоты и пр.);
- полный комплект конструкторской документации на период жизненного цикла оборудования;
- опыт автономной наладки, дефектации, ремонта основного и вспомогательного оборудования ГПА.



Осевой компрессор является достаточно сложным и затратным в разработке устройством. При этом штатный компрессор выпускаемой ГТУ обладает высоким политропным КПД и необходимым показателем расхода циклового воздуха, что позволяет пойти по пути увеличения его напорности за счет добавления концевой ступени. Размещение 12-й ступени осевого компрессора показано на рисунке 8.2.

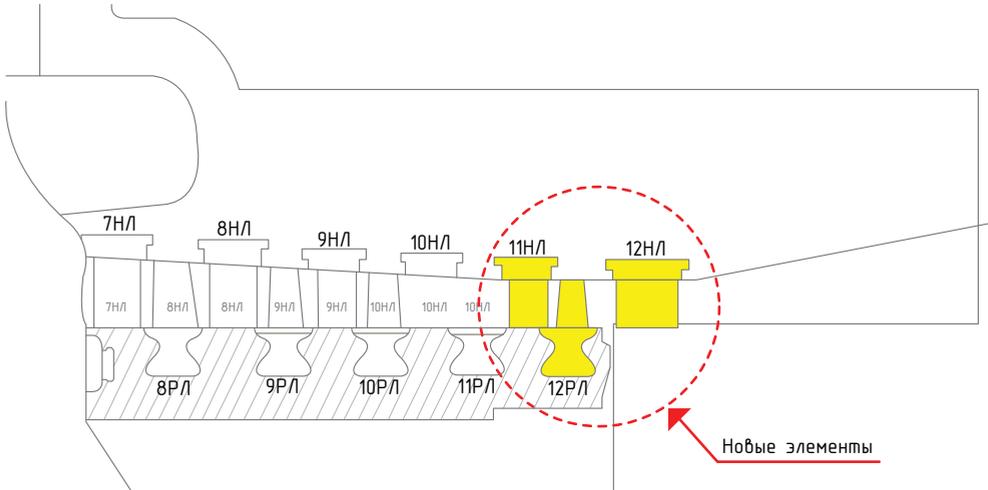


Рисунок 8.2. 12-я ступень осевого компрессора

Для исследования характеристики компрессора решалась задача газодинамики в трехмерной постановке и параллельно велась оптимизация угла установки лопаток новой ступени. Результаты этих работ представлены на рисунках 8.3 и 8.4. На основе полученных решений созданы модели лопаток, ведется оценка прочностных

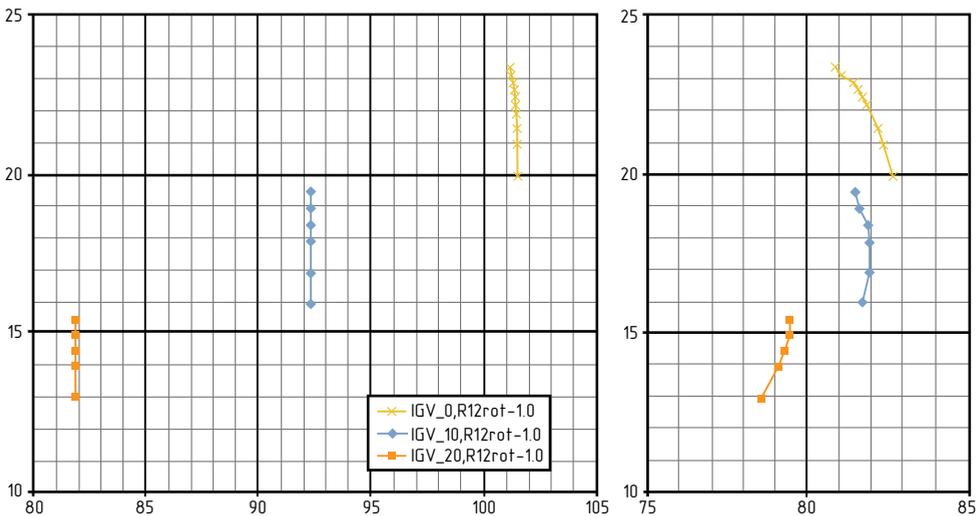


Рисунок 8.3. Расчетная характеристика 12-ступенчатого ОК при номинальной частоте вращения 7455 об/мин и трёх углах установки ВНА – 0°, -10° и -20°.

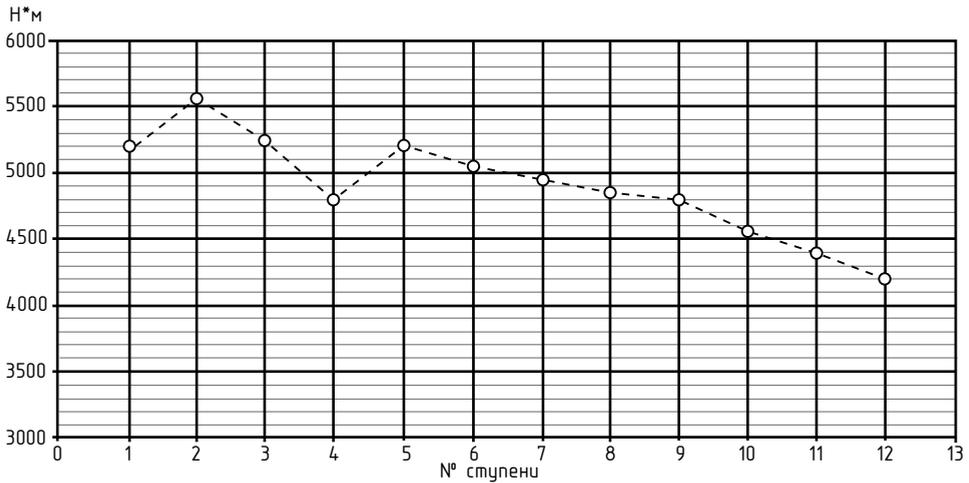


Рисунок 8.4. Распределение крутящего момента воздействия РЛ на поток в ОК

характеристик и разработка конструкторской документации. Принятые решения дают возможность перейти на степень сжатия  $\pi_k=19.5$  и согласовать работу турбины за счет угла установки сопловых аппаратов первой ступени ТНД, что позволит увеличить эффективность ГТУ почти на 1%.

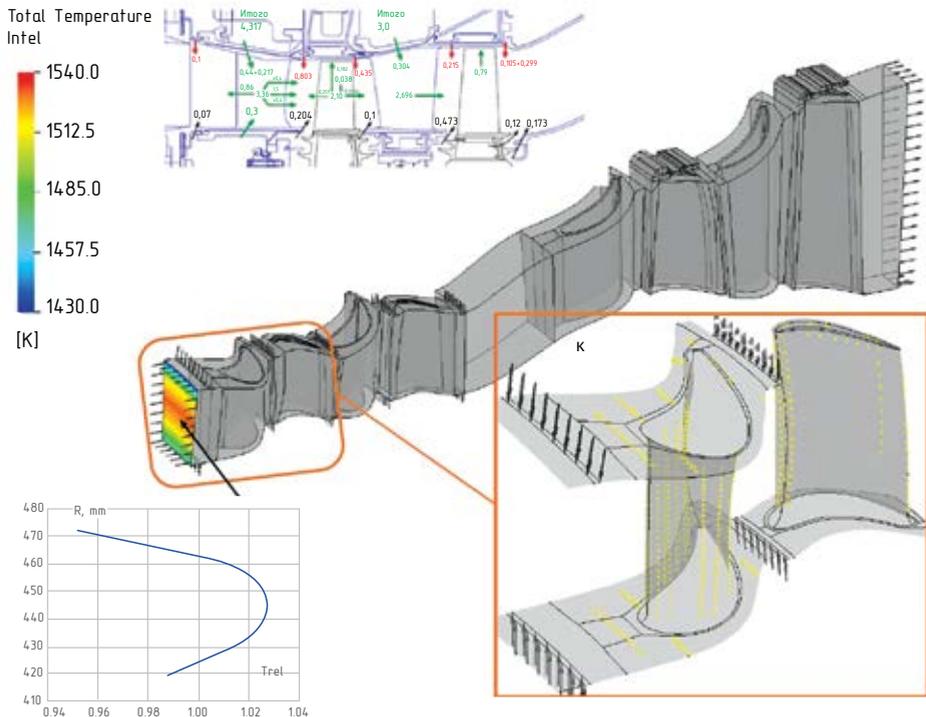


Рисунок 8.5. Расчетная модель ТВД и ТНД с учетом системы охлаждения

Следующим благоприятным фактором для роста топливной эффективности является увеличение температуры за камерой сгорания, что также требует внесения изменений в конструкцию проточной части турбин. Однако в таком случае возможен ряд технологических сложностей с изготовлением лопаток первой ступени ТВД в пределах РФ. В приоритете разработка конструктивного решения для лопаток ТВД, способного обеспечить заданную технологичность и глубину охлаждения профиля лопатки с учетом возможного роста температуры в цикле. Для этого проведены численные исследования газодинамики проточной части турбин.

На рисунке 8.5 представлена расчетная модель с учетом системы охлаждения лопаток и радиальных уплотнений. На рисунке 8.6 показаны распределения чисел Маха вдоль проточной части с учетом движения потока по высоте лопаток.

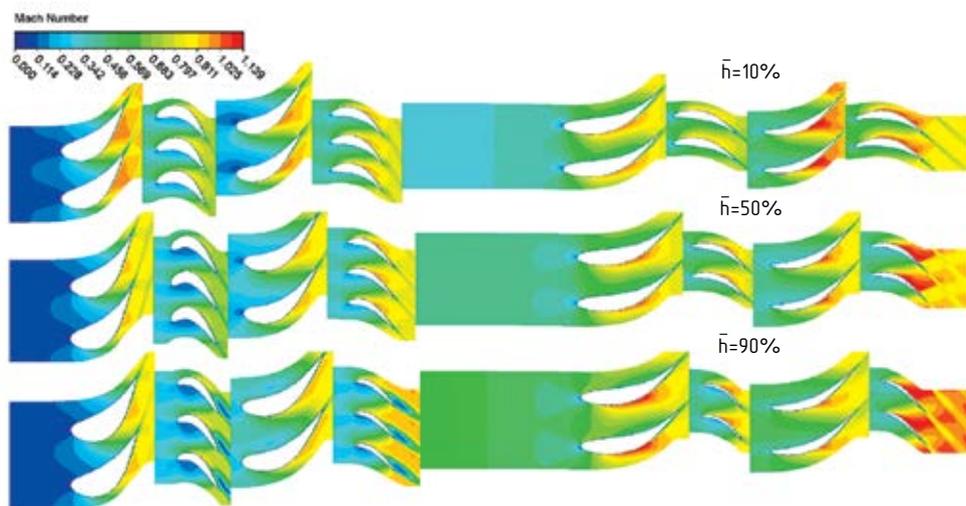


Рисунок 8.6. Картина течения в межлопаточных каналах по высоте ступени

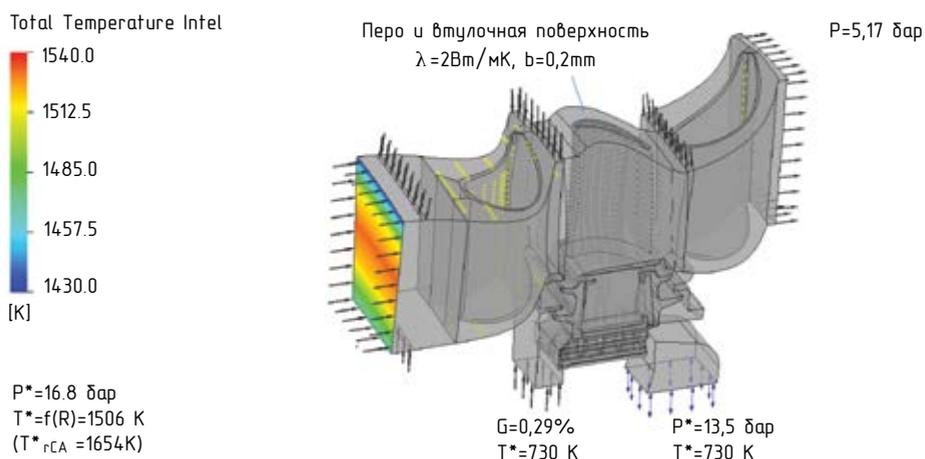


Рисунок 8.7. Расчетная модель для решения сопряженной задачи теплообмена охлаждаемых лопаток ТВД

При повышении температуры газа перед турбиной важнейшей задачей является обеспечение эксплуатационной надежности, что напрямую связано с работой системы охлаждения лопаток. Для оценки эффективности охлаждения лопаток численным методом решалась сопряженная задача теплообмена, которая учитывала не только газодинамику, но и распределение температуры потока за камерой сгорания, и движение хладагента внутри лопатки. Расчетная модель для решения сопряженной задачи теплообмена охлаждаемых лопаток ТВД представлена на рисунке 8.7. На рисунке 8.8 показаны распределение температуры и оценка эффективности охлаждения материала лопаток по высоте.

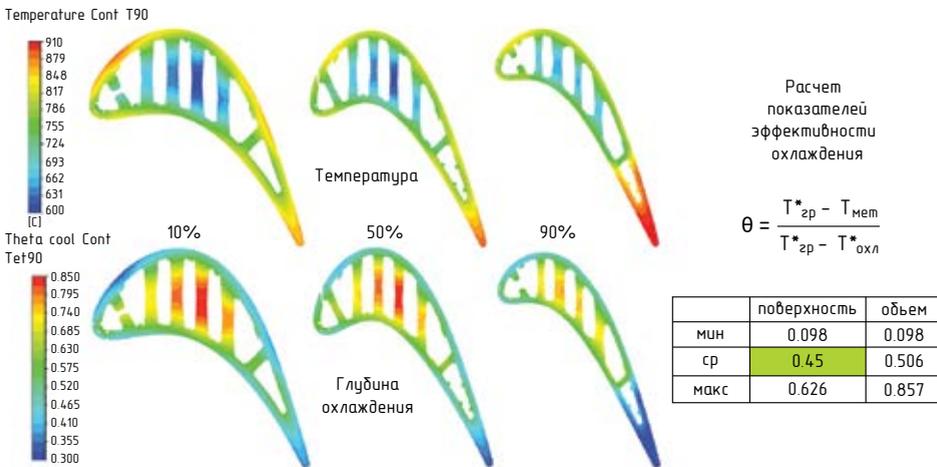


Рисунок 8.8. Результаты расчетов эффективности охлаждения рабочих лопаток 1 ступени ТВД

Реализация всех рассмотренных выше решений позволит обеспечить эффективный КПД ГТУ на уровне 37,5% без значительного изменения мощности на валу и с сохранением конструктивной совместимости модернизированной и существующей установок.

Перечисленные выше мероприятия по повышению эффективности ГТУ планируются реализовать в три этапа до конца 2028 года (рисунке 8.9)

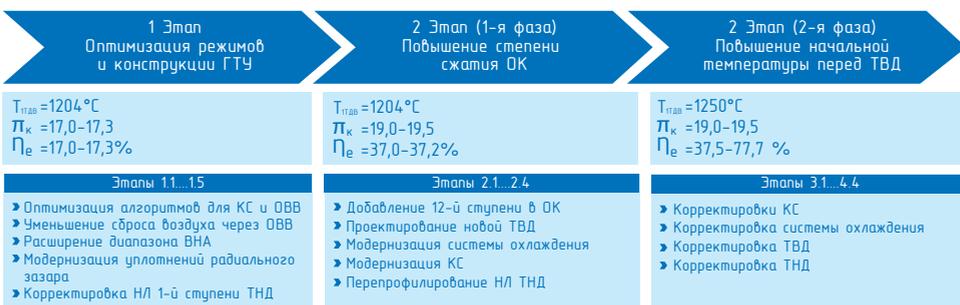


Рисунок 8.9. Мероприятия по повышению эффективности ГТУ Т32.

## 8.2. Применение ГТУ Т32 в составе парогазовой установки

Известно, что применение в одном энергоблоке газотурбинных и паротурбинных установок, позволяет существенно повысить эффективность использования топлива и обеспечить рост КПД. Парогазовая установка с котлом-утилизатором – на сегодняшний день самый используемый и эффективный тип ПГУ при новом строительстве и модернизации объектов энергетики, обеспечивающий при работе в конденсационном режиме КПД до 65%.

В связи с этим Невским заводом на базе газотурбинной установки ГТУ Т32 проработаны варианты поставки парогазовых энергоблоков с котлом-утилизатором ПГУ-42 и ПГУ 84.

Моноблочная парогазовая установка ПГУ-42 включает в себя:

- оборудование газового контура – газотурбинную установку на базе газотурбинного двигателя Т32 с редуктором и турбогенератором;
- оборудование парового контура – котел-утилизатор и паротурбинную установку Т-12-6,0/0,12 с турбогенератором.

Дубль-блочная парогазовая установка ПГУ-84 включает в себя:

- оборудование газового контура – две газотурбинные установки на базе газотурбинного двигателя Т32 с редукторами и турбогенераторами;
- оборудование парового контура – два котла-утилизатора паровых и одну паротурбинную установку (ПТУ) Т-22-6,0/0,12 с турбогенератором.

Принципиальная тепловая схема ПГУ-84 показана на рисунке 8.10.

Основное оборудование ПГУ максимально унифицировано и комплектуется из модульных блоков. Размещение оборудования энергоблоков возможно как в отдельном здании для нового строительства, так и в легковозводимых укрытиях ангарного типа (для отдельных климатических зон), а также в реконструированных корпусах ГРЭС.

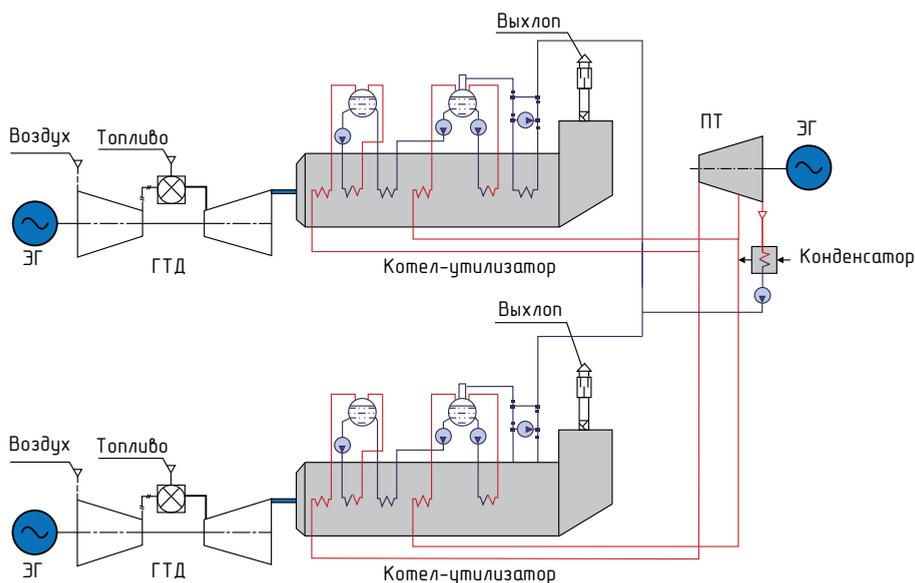


Рисунок 8.10. Принципиальная схема ПГУ-84

Пример размещения оборудования ПГУ-84 в легковозводимом ангарном укрытии показан на рисунке 8.11.

В таблице 8.1 показаны технические характеристики ПГУ.



Рисунок 8.11. Размещение оборудования ПГУ-84: 1 – газотурбинный двигатель типа Т32; 2- турбогенератор ГТУ; 3 – турбогенератор ПГУ; 4 – редуктор; 5 – воздухоочистительное устройство; 6 – паровая турбина; 7 – паровой котел утилизатор; 8 – система воздушного отопления и обогрева; 9 – АСУ ТП; 10 – сетевой подогреватель; 11 – сетевые насосы; 12 – электротехническое отделение

Таблица 8.1. Технические характеристики ПГУ

Характеристика	Размерность	Значение	
		ПГУ-42	ПГУ-48
Номинальная электрическая мощность	МВт	42	84
Номинальный электрический КПД при работе в конденсационном режиме	%	46.7	46.7
Номинальная тепловая мощность	Гкал/ч	19	47
Номинальный расход топливного газа [Ни = 50056 кДж/кг]	кг/ч	6400	12800
Необходимое давление топливного газа на входе в ГТУ (изб.)	кгс/см <sup>2</sup>	≥ 32	
Аварийное топливо	–	природный газ	
Применяемые масла	–	Тп-22С	
Время выхода ГТУ на холостой ход	мин	10	
Время выхода ГТУ на номинальный режим (в составе ПГУ)	мин	40	
Потребляемая мощность собственных нужд при работе 2-х ГТУ под нагрузкой	кВт	420	850
Назначенный ресурс для газовой и паровой турбин	ч	200 000	
Ресурс между капитальными ремонтами для газовой и паровой турбин	ч	48 000	
Срок службы	лет	25	
Масса энергоблока (без котла-утилизатора)	т	675	1150

Помимо газотурбинной установки Т32, подробно описанной в главе 2, Невский завод комплектует ПГУ-42 и ПГУ-84 паровыми турбинами Т-12-6,0/0,12 и Т-22-6,0/0,12 собственного производства.

Паровые турбины представляют собой агрегаты с активным облопачиванием, одноцилиндровые с регулируемым теплофикационным отбором пара. В турбинах используется пар двух давлений. Проточная часть состоит из двухвенечной регулирующей ступени и 13-ти ступеней давления.

Типовой объем поставки ПТ для ПГУ включает собственно паровую турбину на опорной раме, систему автоматического регулирования и защиты, систему маслоснабжения, единую с электро-генератором, комплектующее оборудование, в том числе конденсатор, эжекторы, установку для отсоса паровоздушной смеси из уплотнений и др., комплект КИП, комплект приспособлений и запчастей, металлоконструкции, площадки обслуживания и др.

Внешний вид паровой турбины Т-22-6,0/0,12 показан на рисунке 8.12.

В таблице 8.2 представлены номинальные параметры паровых турбин Т-12-6,0/0,12 и Т-22-6,0/0,12.

Котел-утилизатор (КУ), поставляемый в составе ПГУ, – вертикальный, барабанного типа, двух давлений генерируемого пара с деаэратором на атмосферном давлении. В состав КУ входят пять теплообменных секций: подогревательные, испарительные и пароперегревательные поверхности нагрева. В состав испарительного контура входят барабаны низкого и высокого давления. Циркуляция в испарительном контуре принудительная. Компоновка поверхностей нагрева – вертикальная. Котел-утилизатор выполнен газоплотным за счет металлической обшивки. Поверхности нагрева выполнены из труб с наружным оребрением, подвешены к собственному каркасу котла и поставляются блоками. На входе и выходе котла по газовому тракту предусмотрены компенсаторы, на выходе – шумоглушитель и дымовая труба.



Рисунок 8.12. Паровая турбина двух давлений Т-22-6,0/0,12

Таблица 8.2. Номинальные параметры паровых турбин Т-12-6,0/0,12 и Т-22-6,0/0,12

Характеристика	Размерность	Значение	
		Т-12-6,0/0,12	Т-22-6,0/0,12
Электрическая мощность	МВт	12,0	24,0
Эффективный электрический КПД	%	80	
Расход пара общий	т/ч	45,2	90,0
Частота вращения	об/мин	3000	
Масса турбины	т	50	60
Масса конденсатора	т	28	35
Габариты без турбогенератора (ДхШхВ)	м	5,0 x 3,7 x 3,2	5,7 x 3,7 x 3,2
Высота площадки ПТУ (уточняется)	м	7,2	

Основные проектные характеристики котла-утилизатора на номинальном режиме приведены в таблице 8.3.

В качестве примера на рисунке 8.13 показан котел-утилизатор производства ПАО «Красный котельщик» (г. Таганрог).

Таблица 8.3. Технические характеристики котла-утилизатора

Характеристика	Размерность	Значение при Т, °С		
		-14	+2	+15
Температура окружающей среды	°С	-14	+2	+15
Номинальный расход газов на входе КУ	кС/с	111	105	100
Температура газов на входе КУ	°С	493	504	514
Температура уходящих из КУ газов	°С	115	112	110
Температура питательной воды	°С	40	40	40
Контур высокого давления: – паропроизводительность максимальная – давление пара на выходе из котла – температура пара за котлом	т/ч	11,2	10,4	9,7
	МПа	0,65	0,65	0,65
	°С	268	270	270
Диапазон регулирования нагрузок	%	40-100		
Аэродинамическое сопротивление КУ	Па	≤3250		
Габариты котла (ДхШхВ)	м	16х12х28		
Эквивалентный уровень звука на расстоянии 1 м	дБ [А]	≤ 80		



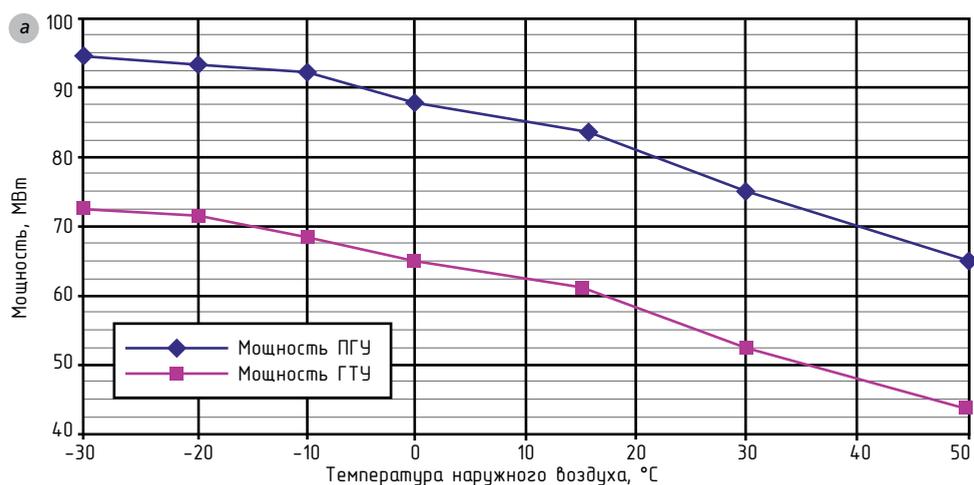
Рисунок 8.13. Вертикальный двухконтурный котел-утилизатор АО «Красный котельщик»

Для преобразования механической энергии на выходном валу турбин в электрическую энергию применяются синхронные турбогенераторы производства ОАО «Электротяжмаш-Привод», АО «Силовые машины» (завод «Электросила») или других производителей. Основные параметры синхронных генераторов для ПГУ приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4. Основные параметры синхронных генераторов для ПГУ

Характеристика	Размерность	Значение		
		ТТК-32-К-2РУЗ-Г	ТПС-25-2ЕУЗ	ТПС-12-2ЕУЗ
Тип турбогенератора	–	ТТК-32-К-2РУЗ-Г	ТПС-25-2ЕУЗ	ТПС-12-2ЕУЗ
Номинальная мощность	МВт	32	25	12
Мощность полная	МВА	40	32	15
КПД	%	0,982	0,980	0,978
Коэффициент мощности		0,8		
Напряжение	кВ	10,5		
Частота вращения	об/мин	3000		
Тип охлаждения	–	воздушное	водяное со встроенным охладителем	
Габариты	м	6,2x2,6x2,6	5,9x4,3x3,4	5,15x3,7x2,8
Масса генератора	т	55,4	43	29,5

Климатическая характеристика электрической мощности ПГУ, а также электрического КПД показаны на рисунке 8.14 (а, б). Режимная характеристика электрического КПД показана на рисунке 8.15.



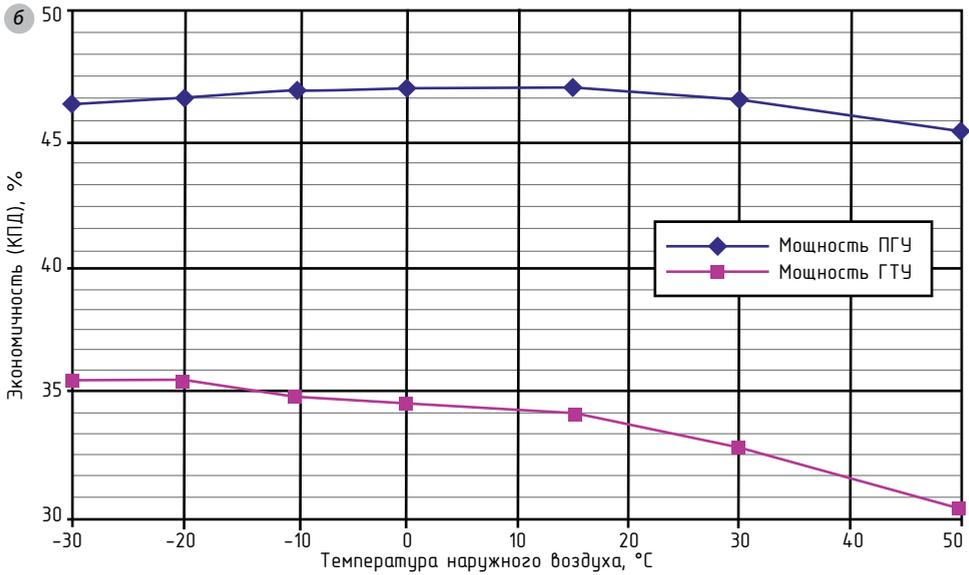


Рисунок 8.14. Климатическая характеристика ПГУ и ГТУ для режима номинальной нагрузки:

а) электрической мощности; б) электрического КПД

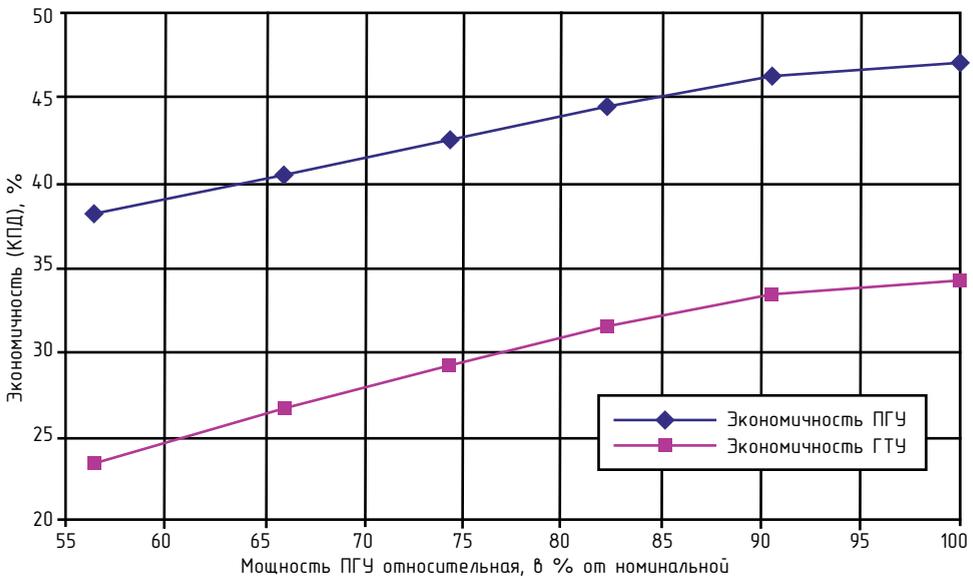
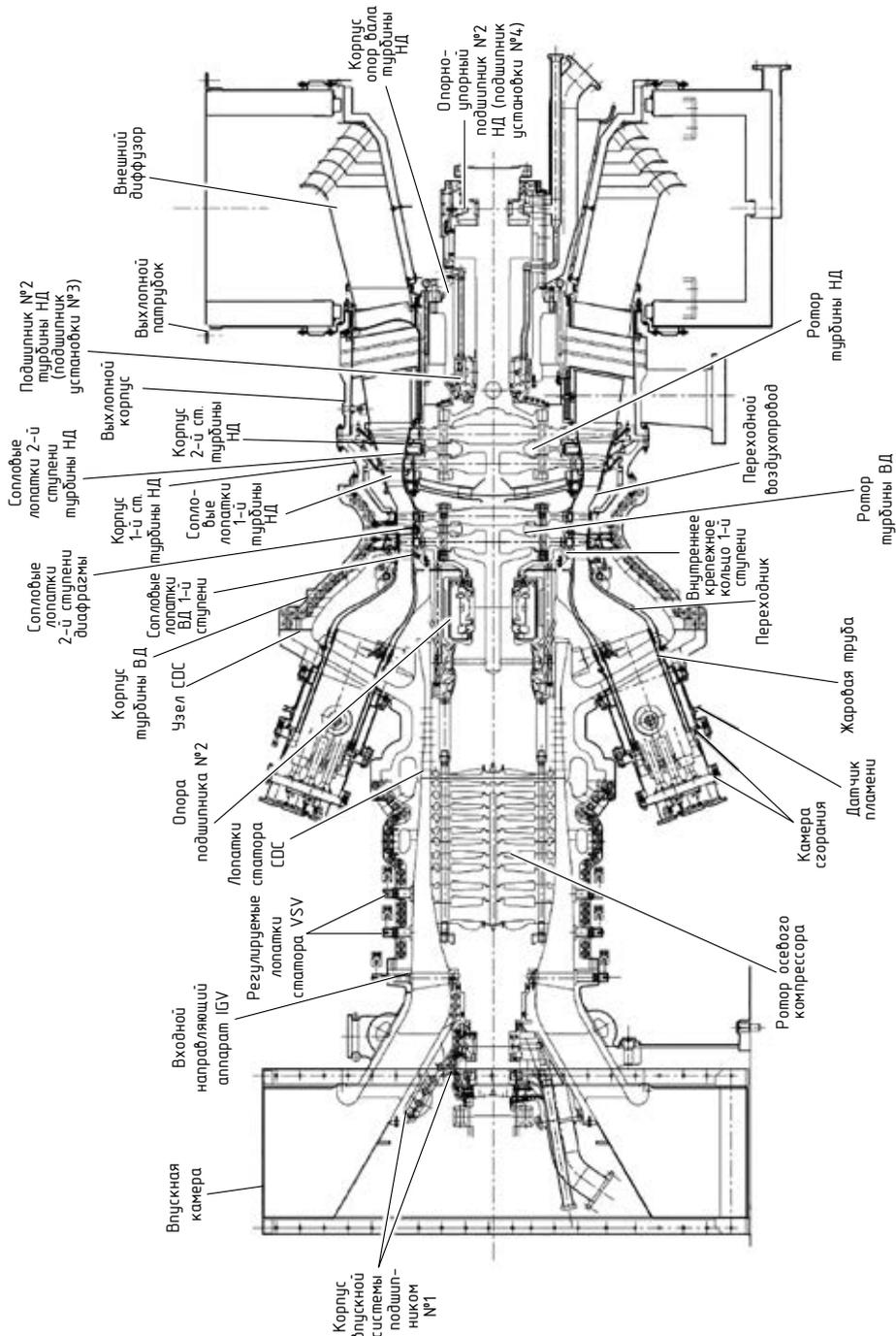


Рисунок 8.15. Режимная характеристика электрического КПД (брутто) ПГУ и ГТУ для нормальных атмосферных условий (+15°C) при равной электрической нагрузке на обе газовые турбины

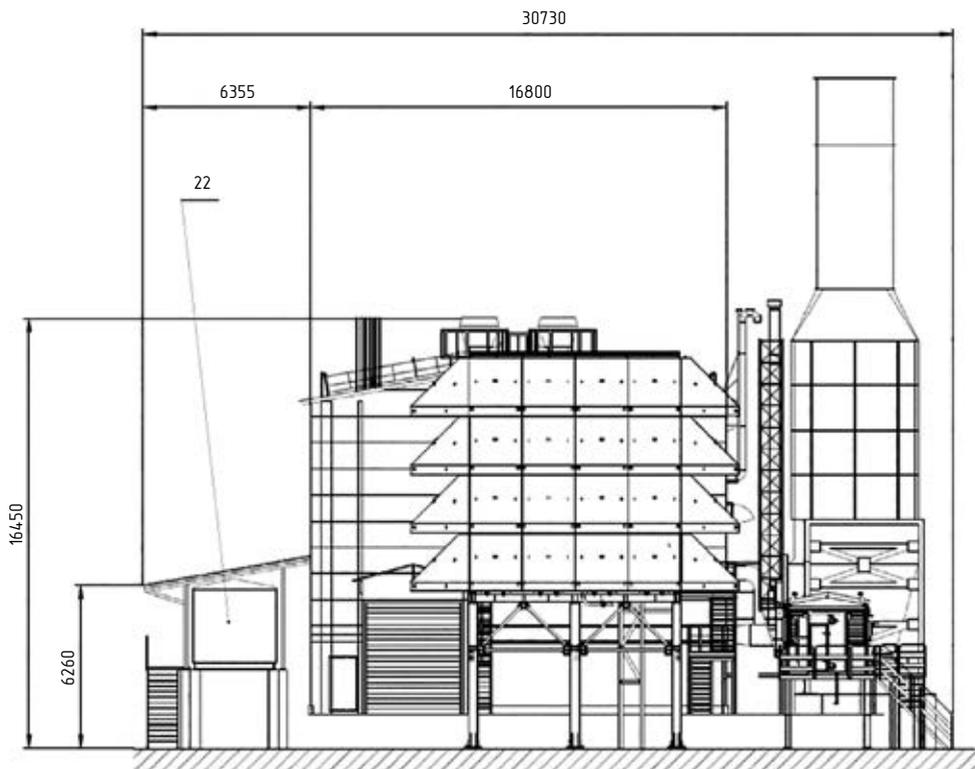
## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ОБОЗНАЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ГТУ

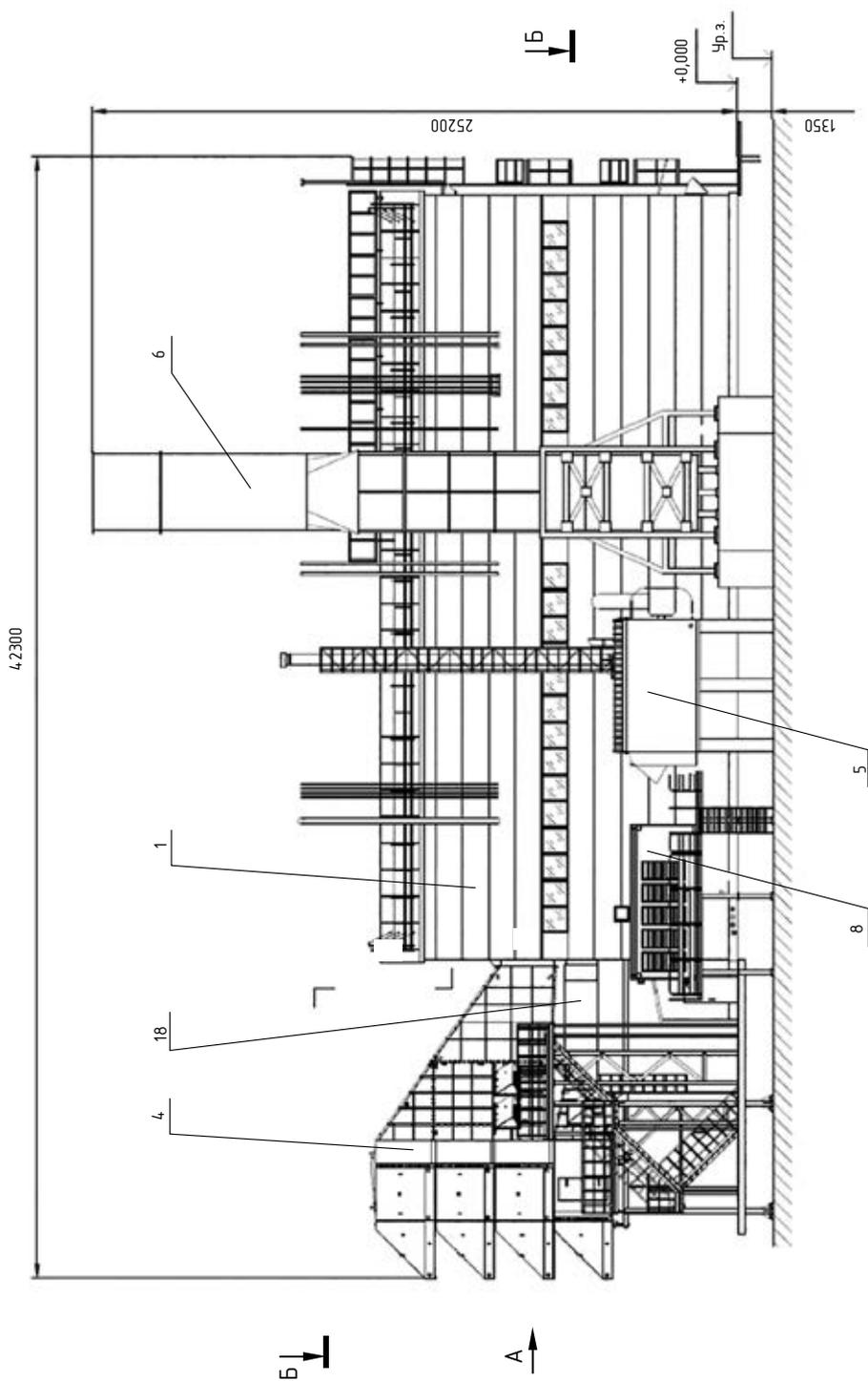


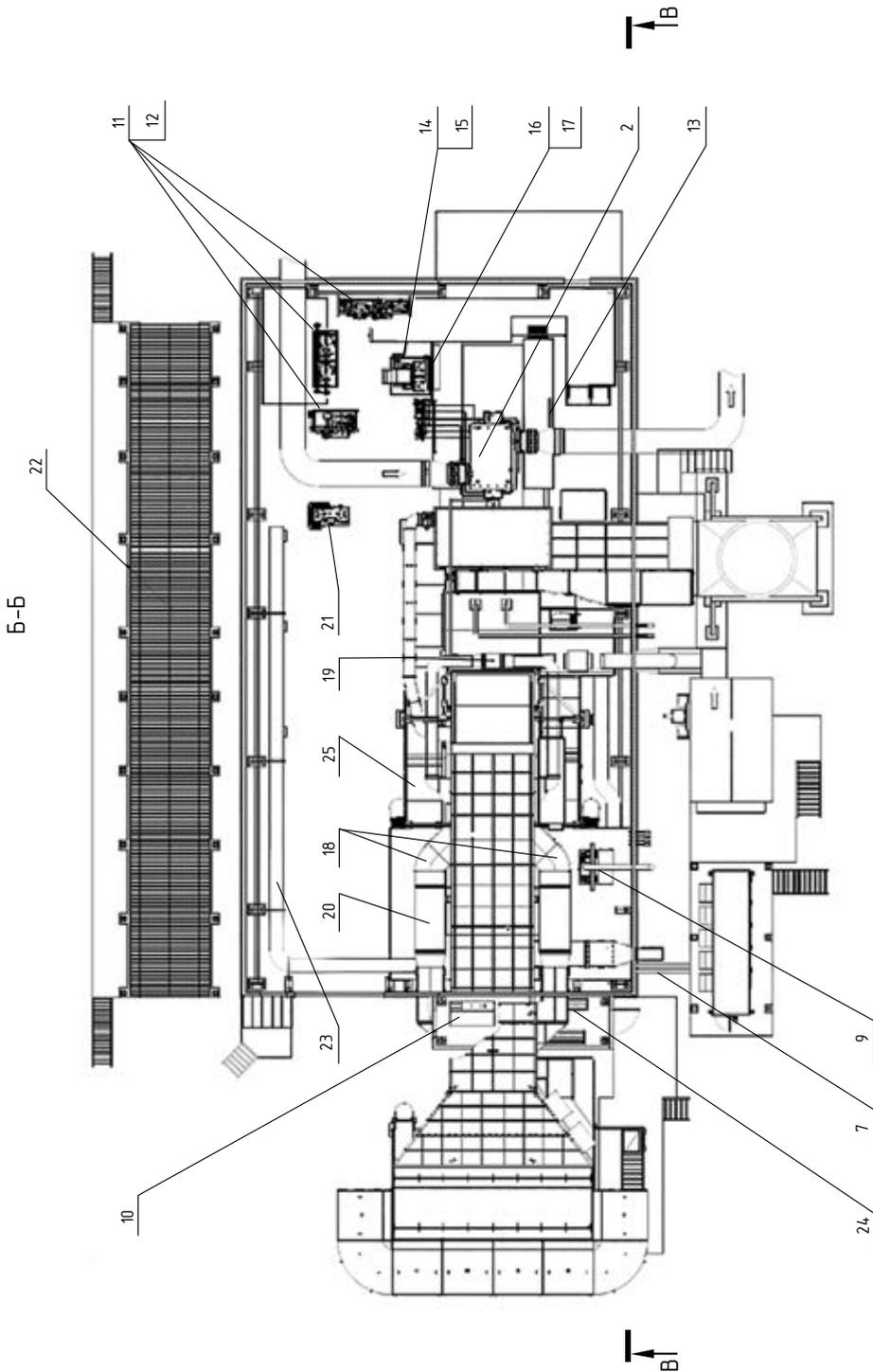
## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ОБЩИЙ ВИД И ОБОЗНАЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ СИСТЕМ ГПА

1 – Укрытие индивидуальное ангарного типа; 2 – Компрессор центробежный 535 21 1С; 3 – Газотурбинная установка; 4 – Система всаса; 5 – Агрегат воздухонагревательный; 6 – Система выхлопа; 7 – Система маслообеспечения; 8 – Аппарат воздушного охлаждения масла; 9 – Блок сепаратора масляных паров; 10 – Очиститель масла электростатический; 11 – Блок подготовки топливного газа; 12 – Система топливного газа; 13 – Система контроля газовой магистрали; 14 – Блок подготовки буферного газа; 15 – Система буферного газа; 16 – Система обеспечения инструментальным и барьерным азотом; 17 – Блок подготовки инструментального и барьерного азота; 18 – Система вентиляции и охлаждения ГТ; 19 – Система подвода воздуха в отсек вспомогательного оборудования; 20 – Вентилятор осевой ВМЭ-12; 21 – Система промывки газозадушного тракта; 22 – Комплексная система автоматического управления ГПА; 23 – Системы жизнеобеспечения укрытия индивидуального ангарного типа; 24 – Установка автоматическая пожарной сигнализации, пожаротушения и контроля загазованности; 25 – Площадка обслуживания агрегата ГПА-32 «Ладога»; 26 – Муфта мембранная в комплекте с измерителем крутящего момента.

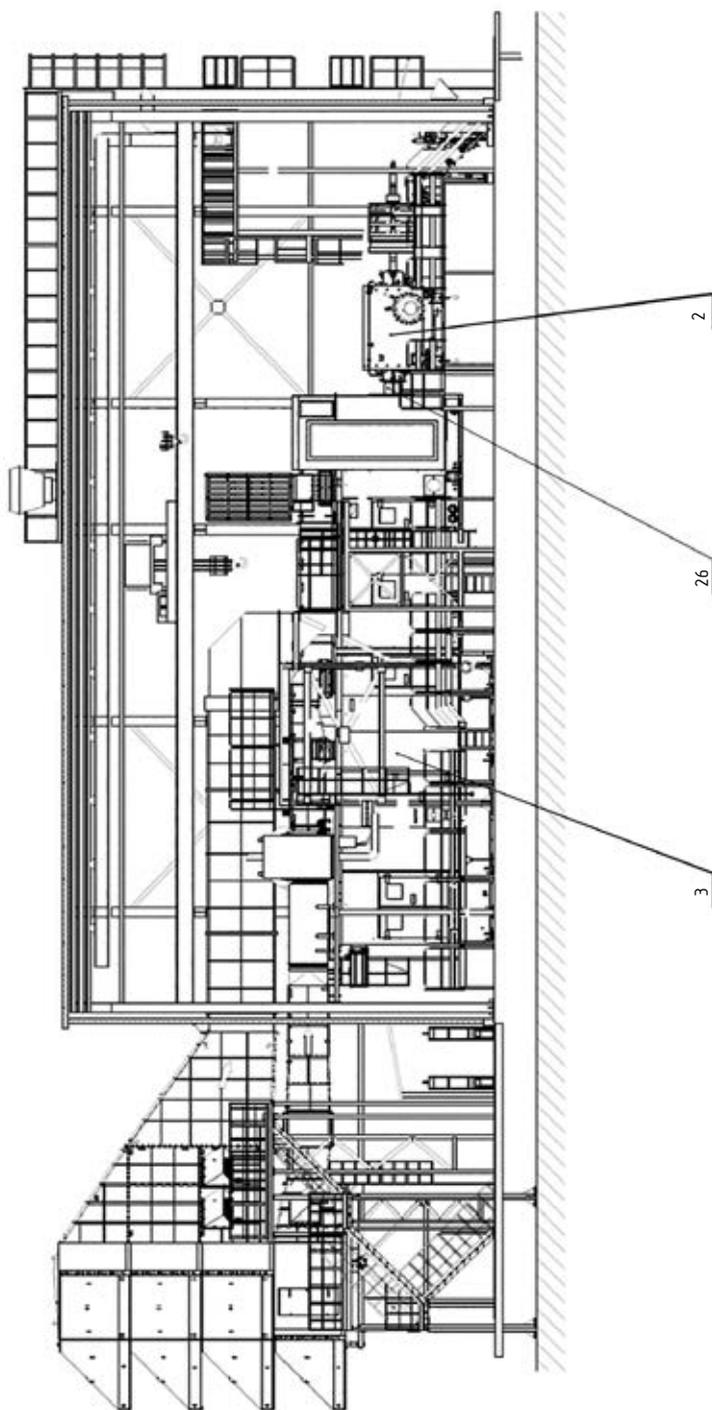
А







B-B



## КЛЮЧЕВЫЕ ДАТЫ

### 2008 г. Март

Приобретение у компании GE Oil & Gas (Nuovo Pignone S.p.A) лицензии на производство газовой турбины нового поколения мощностью 32 МВт под названием «Ладога 32».

### 2009 г. Июнь

Подписание первого контракта на поставку 19 единиц газоперекачивающих агрегатов «Ладога» для объектов реконструкции и нового строительства компании «Газпром».

### 2010 г. Сентябрь

Пуск первой российской индустриальной газовой турбины мощностью 32 МВт на испытательном стенде Невского завода.

### 2012 г. Декабрь

Подписана программа долгосрочного сотрудничества с ПАО «Газпром» до 2020 года, включающая поставки газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога».

### 2014 г. Декабрь

Подписано расширение Лицензионного соглашения о полной передаче технической документации на все компоненты ГТУ мощностью 32 МВт, в том числе на производство элементов горячей части турбины Т32 и системы автоматического управления.

### 2021 г. Июнь

Подписано соглашение между Nuovo Pignone International S.r.l. (Baker Hughes) и акционерным обществом «РЭП Холдинг» (АО «НЗЛ»), в соответствии с которым АО «НЗЛ» было получено бессрочное право на использование технической документации на технологию сборки, изготовление и испытание ГТУ мощностью 32 МВт с технической свободой на самостоятельную модификацию турбины в диапазоне мощностей 30–36 МВт для любых целей.



Визит Председателя Правления компании «Газпром» Алексея Миллера и Губернатора Санкт-Петербурга Валентины Матвиенко на Невский завод 23 апреля 2010 года



ГПА-32 «Ладога» на КС-8 «Чикшинская» (система магистральных газопроводов «Бованенково – Ухта»)



ОБЪЕДИНЯЯ  
СИЛЬНЕЙШИХ

## ТЕХНОЛОГИИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ДЛЯ ВЕДУЩИХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

**ПРОИЗВОДСТВО И КОМПЛЕКСНЫЕ  
ПОСТАВКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ**

**ИЗГОТОВЛЕНИЕ  
ЗАПАСНЫХ  
ЧАСТЕЙ**

**РЕМОНТ И СЕРВИСНОЕ  
ОБСЛУЖИВАНИЕ  
АГРЕГАТОВ**

**ГРУППА ПРОМЫШЛЕННЫХ, НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ  
И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ. КЛЮЧЕВОЙ ИГРОК НА РЫНКЕ ПРОИЗВОДСТВА  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ОКАЗАНИЯ СЕРВИСНЫХ УСЛУГ**

- Производство и комплексные поставки газотурбинного и компрессорного оборудования
- Ремонтно-сервисное обслуживание и инженерно-техническое сопровождение ГТД авиационного и судового типа
- Заводской ремонт и производство запасных частей для газоперекачивающих агрегатов, газотурбинных установок и двигателей
- Инженерно-конструкторское сопровождение
- Производство теплоизоляционных материалов для предприятий энергетического комплекса
- Модернизация и восстановительный ремонт
- Сервисное обслуживание и ремонт оборудования электростанций
- Экспертиза технического состояния оборудования с целью продления ресурса
- Удаленный мониторинг и диагностика оборудования



[www.gehia.ru](http://www.gehia.ru)

Серия научно-технических изданий «Формула турбин»

*2-е издание, исправленное и дополненное*

К.О. Гилев, Е.В. Гузаев, Ю.В. Зуева, В.А. Иванов, И.Ю. Кляйнрок,  
А.Ю. Култышев, Д.В. Смелянский, В.В. Спирин, В.К. Юн

**ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ  
ГПА-32 «ЛАДОГА»**

*Под общей редакцией профессора Высшей школы энергетического машиностроения  
ФГАОУ ВО «СПбПУ», д. ф.-м. н., профессора, члена-корреспондента РАН  
Ю.К. Петрени*



Подписано в печать 10.03.2024. Формат 170x245  
Тираж 1000 экз. Заказ 407845.

Отпечатано в ООО «Цифровая фабрика «Быстрый Цвет»  
197022, Санкт-Петербург, наб. реки Карповки, д. 5, корп. 16  
Тел.: (812) 644-40-44  
E-mail: [mail@fastcolor.ru](mailto:mail@fastcolor.ru)  
[www.fastcolor.ru](http://www.fastcolor.ru)

2024. – 208 с.