

ноябрь
декабрь
2023

Турбины и Дизели

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

№6 (111)



**Силовые машины –
укрепляем энергобезопасность России!**



**Газопоршневые установки Liyu
выходят на российский рынок**

**Конструктивные особенности
поршневой установки ПКУ-020
разработки и изготовления ИНГК**

Технологии для устойчивости вашего бизнеса

Группа компаний ЛАНИТ предоставляет полный комплекс ИТ-услуг, число которых неуклонно увеличивается за счет освоения наиболее востребованных технологий



Решения в сфере ИБ



Разработка ПО



АСУ ТП



ИТ-аутсорсинг



**Поставка
промышленного
оборудования**



**Инженерные
системы**



**Системная
интеграция**



Сервис



Консалтинг

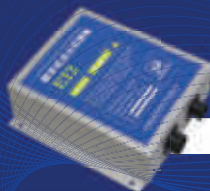


Обучение



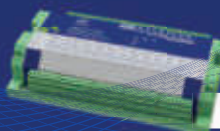


СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ⚡ ГПУ



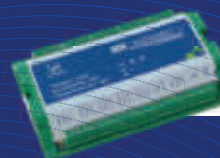
Системы зажигания

E12



Системы контроля детонации

MK1



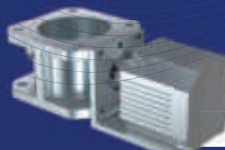
Модули управления

EC2



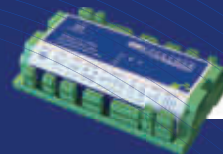
Газовоздушные смесители

AM1



Актуаторы с дроссельной заслонкой

ACT



Регуляторы оборотов

ES1

15-летний компетентный опыт внедрений

РЕКЛАМА



Официальный дистрибьютор

Оригинальное оборудование напрямую от ведущих производителей систем управления для промышленных двигателей и газомоторных компрессоров!



Техническая поддержка

Лучший сервис для наших клиентов, бесплатная техническая поддержка и обучение обслуживающего персонала.



Широкий выбор оборудования

Оптимальное решение с учетом индивидуальных требований клиента и особенностей оборудования.

hatraco.ru

sales@hatraco.ru

8 (495) 658-73-30

ООО «Хатрако» – надежный партнер для вашего успешного бизнеса! Передовые технологии и надёжное оборудование необходимы для эффективной работы любого предприятия. Поэтому так важно обеспечить производство качественным оборудованием.

Главный редактор

Култышев Алексей Юрьевич, к.т.н.,
заместитель генерального директора – технический директор,
ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы»

Редакционная коллегия:

Барсков Виктор Валентинович, д.т.н.,
доцент Высшей школы энергетического машиностроения,
Института энергетики, ФГАОУ ВО СПбПУ

Блинов Виталий Леонидович, к.т.н.,
доцент, доцент кафедры «Турбины и двигатели»,
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет
им. первого Президента России Б. Н. Ельцина»

Буров Валерий Дмитриевич, к.т.н.,
доцент, профессор кафедры «Тепловых электрических станций»,
Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Бычков Олег Витальевич,
генеральный директор, ООО «ИНГК»

Волков Александр Викторович, д.т.н.,
профессор, заведующий кафедрой
«Гидромеханики и гидравлических машин»,
Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Гарибов Генрих Саркисович, д.т.н.,
профессор, академик Российской инженерной академии

Гольцев Александр Олегович, д.т.н.,
профессор, начальник лаборатории,
НИЦ «Курчатовский институт»

Грибин Владимир Георгиевич, д.т.н.,
профессор, заведующий кафедрой «Паровых и газовых турбин»,
Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Дроздов Александр Александрович, д.т.н.,
доцент Высшей школы энергетического машиностроения
Института энергетики, ФГАОУ ВО СПбПУ

Ивановский Александр Александрович, к.т.н.,
генеральный конструктор, АО «Силовые машины»

Кайдаш Александр Сергеевич,
заместитель начальника департамента,
ПАО «Газпром»

Комаров Олег Вячеславович, к.т.н.,
доцент, заведующий кафедрой «Турбины и двигатели»,
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет
им. первого Президента России Б. Н. Ельцина»

Editor in Chief

Kultyshev Aleksey Yurievich, PhD in Engineering,
Deputy General Director – Technical Director,
Gazprom energoholding industrial assets LLC

Editorial board:

Barskov Victor Valentinovich, Doctor of Engineering Science,
Associate Professor, Higher School of Power Engineering,
Institute of Power Engineering, SPbPU

Blinov Vitaly Leonidovich, PhD in Engineering,
Associate Professor, Associate Professor
of Turbines and Engines Department, Ural Federal University
named after the First President of Russia B.N. Yeltsin (UrFU)

Burov Valery Dmitrievich, PhD in Engineering,
Associate Professor, Professor of the Department
of Thermal Electric Power Stations, National Research University MPEI

Bychkov Oleg Vitalievich,
General Director, INGC LLC

Volkov Alexander Victorovich, Doctor of Engineering Science,
Professor, Head of the Department
of Hydromechanics and Hydraulic Machines,
National Research University MPEI

Garibov Genrikh Sarkisovich, Doctor of Engineering Science,
Professor, Academician of the Russian Engineering Academy

Goltsev Alexander Olegovich, Doctor of Engineering Science,
Professor, Head of Laboratory,
Research Center of Kurchatov Institute

Gribin Vladimir Georgievich, Doctor of Engineering Science,
Professor, Head of the Department of Steam and Gas Turbines,
National Research University MPEI

Drozдов Alexander Alexandrovich, Doctor of Engineering Science,
Associate Professor, Higher School of Power Engineering,
Institute of Power Engineering, SPbPU

Ivanovskiy Alexander Alexandrovich, PhD in Engineering,
General Designer, Power Machines JSC

Kaydash Alexander Sergeevich,
Deputy Head of Department,
Gazprom PJSC

Komarov Oleg Vyacheslavovich, PhD in Engineering,
Associate Professor, Head of Turbines and Engines Department,
Ural Federal University named after the First President of Russia
B. N. Yeltsin (UrFU)

Лебедев Александр Серафимович, д.т.н.,
генеральный директор,
ООО «Современные Технологии Газовых Турбин»

Михайлов Владимир Евгеньевич, д.т.н.,
профессор, генеральный директор,
ОАО «НПО ЦКТИ»

Плотников Леонид Валерьевич, д.т.н.,
доцент, профессор кафедры «Турбины и двигатели»,
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет
им. первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Рогалев Андрей Николаевич, д.т.н.,
доцент, заведующий кафедрой
«Инновационных технологий наукоемких отраслей»,
Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Росляков Павел Васильевич, д.т.н.,
профессор, академик Российской инженерной академии,
профессор кафедры «Моделирования и проектирования
энергетических установок»,
Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Сигидов Ярослав Юрьевич, к.т.н.,
заместитель генерального директора,
АО «Интертехэлектро»

Сулимов Даниил Дмитриевич,
заместитель генерального конструктора –
главный конструктор приводных ГТУ и объектов их применения,
АО «ОДК-Авиадвигатель»

Цырук Сергей Александрович, к.т.н.,
доцент, заведующий кафедрой «Электроснабжения
промышленных предприятий и электротехнологий»,
Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Шайхутдинов Александр Зайнетдинович, к.т.н.,
генеральный директор,
ООО «Высокотехнологические разработки»

Шаповало Анатолий Антонович, к.т.н.,
начальник управления департамента,
ПАО «Газпром»

Шibaев Тарас Леонидович, к.т.н.,
главный конструктор – технический директор,
АО «Уральский турбинный завод» (УТЗ)

Юн Владимир Климентьевич, д.т.н.,
генеральный конструктор,
АО «Невский завод»

Lebedev Alexander Serafimovich, Doctor of Engineering Science,
General Director,
Modern Technologies of Gas Turbines LLC

Mikhailov Vladimir Evgenievich, Doctor of Engineering Science,
Professor, General Director, Central Boiler and Turbine Institute
(CKTI) JSC

Plotnikov Leonid Valerievich, Doctor of Engineering Science,
Associate Professor, Professor of Turbines and Engines Department,
Ural Federal University named after
the First President of Russia B. N. Yeltsin (UrFU)

Rogalev Andrey Nikolaevich, Doctor of Engineering Science,
Associate Professor, Head of the Department
of Innovative Technologies of High-tech Industries,
National Research University MPEI

Roslyakov Pavel Vasilyevich, Doctor of Engineering Science,
Professor, Academician of the Russian Engineering Academy,
Professor of the Department of Modeling and Design of Power Plants,
National Research University MPEI

Sigidov Yaroslav Yuryevich, PhD in Engineering,
Deputy General Director,
Intertechelectro JSC

Sulimov Daniil Dmitrievich,
Deputy General Designer,
Chief Designer of Drive GTP and Objects of Their Application,
UEC-Aviadvigatel JSC

Tsyruk Sergey Alexandrovich, PhD in Engineering,
Associate Professor, Head of the Department of Industrial
Enterprises Power Supply and Electrical Technologies,
National Research University MPEI

Shaikhutdinov Alexander Zainetdinovich, PhD in Engineering,
General Director,
High-tech Developments LLC

Shapovalov Anatoly Antonovich, PhD in Engineering,
Head of Directorate of Department,
Gazprom PJSC

Shibaev Taras Leonidovich, PhD in Engineering,
Chief Designer – Technical Director,
Ural Turbine Plant JSC

Yun Vladimir Klimentievich, Doctor of Engineering Science,
General Designer,
Nevsky Zavod JSC

Содержание

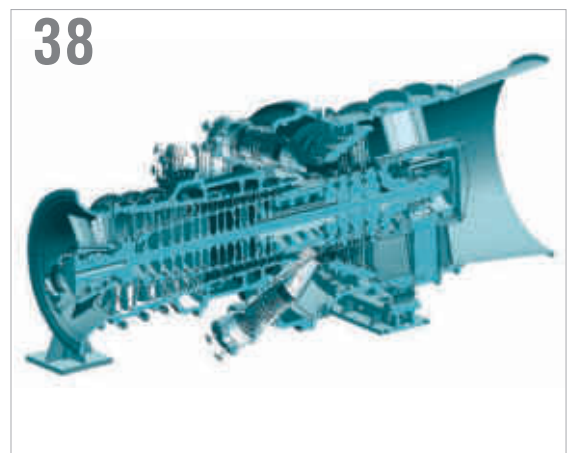
ноябрь-декабрь 2023, №6(111)



Фото на обложке:
Ротор первой российской тихоходной турбины мощностью 1255 МВт для АЭС,
разработка и производство АО «Силловые машины»



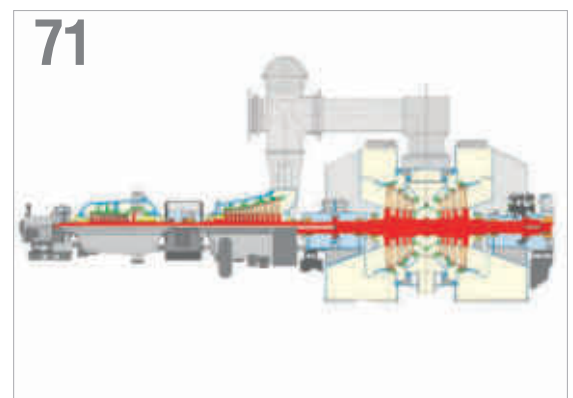
8



38



58



71

- 6** От редакции
Журнал представляет:
АО «Силловые машины» - лидер российского энергомашиностроения
А.Ю. Култышев, к.т.н., главный редактор - журнал «Турбины и Дизели»
- 8** Интервью
АО «Силловые машины» - укрепляем энергобезопасность России!
- 12** Газотурбинные установки
Численное моделирование методов возбуждения рабочих лопаток ГТУ при определении конструктивного предела выносливости
И.З. Разяпов - АО «Силловые машины»
- 16** Газотурбинные установки
Создание стенда испытаний камер сгорания на натурные параметры в АО «Силловые машины»
Д.А. Козлов, Д.С. Тарасов - АО «Силловые машины»
- 24** Газотурбинные установки
Анализ аэродинамических свойств компрессора ГТЗ-170.1
М.Г. Михеев, В.В. Шипунов - АО «Силловые машины»
- 30** Газотурбинные установки
Вспомогательное оборудование газовой турбины ГТЗ-170 производства АО «Силловые машины»
В.В. Грачев, М.В. Тарасова - АО «Силловые машины»
- 38** Газотурбинные установки
Реализация программы НИОКР газовых турбин большой мощности в АО «Силловые машины»
А.А. Ивановский (к.т.н.), Н.И. Фокин, Н.О. Симин (к.т.н.) - АО «Силловые машины»
- 44** Газотурбинные установки
Вибродиагностика и опыт виброналадки паровых и газовых турбин
М.И. Шкляров (к.т.н.), А.М. Мионов (к.ф.-м.н.) - АО «Силловые машины»
А.И. Куменко, д.т.н. - Национальный исследовательский университет «МЭИ»
- 50** Новые разработки
Разработка и изготовление СГДУ для работы при низких температурах
А.Б. Татищев, А.М. Валеева - ООО «ДКИ»
- 54** Новые разработки
Опыт модернизации упорного подшипника с традиционной системой смазки
С.Л. Шапеко, Г.Б. Уфлянд, А.Б. Агафонов - ООО «ТурбоРеф Инжиниринг»
А.В. Рузанов - АО «Минудобрения»
- 58** Новые разработки
АО «НЗЛ» как разработчик, производитель и поставщик отечественных систем магнитного подвеса
Д.В. Кравцов (к.т.н.), Е.В. Кравцова (д.т.н.), Д.А. Кочетов (к.т.н.), С.В. Баранов - АО «НЗЛ»
- 62** Новые разработки
Выбор оптимального ПЛК для эффективной автоматизации
Т.З. Муфтахов - ООО «Консист Констракшн»

68 Паротурбинные установки
Повышение конкурентоспособности ПТУ за счет расширения их функциональных возможностей и повышения эксплуатационных качеств
В. Д. Гаев (д.т.н.), С. Ю. Евдокимов, А. М. Тютхтяев – АО «Силловые машины»

74 Паротурбинные установки
Разработка испытание и внедрение новых пароструйных эжекторов для теплофикационных турбин
К. Э. Аронсон (д.т.н.), А. Ю. Рябчиков (д.т.н.), Н. В. Желонкин (к.т.н.), Д. В. Брезгин (к.т.н.), А. В. Демидов, Д. Ю. Балакин – Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

80 Паротурбинные установки
Сравнительный анализ экономичности проточных частей многоступенчатых паровых турбин
В. Д. Гаев (д.т.н.), С. Ю. Евдокимов, А. М. Тютхтяев – АО «Силловые машины»

88 Двигатели внутреннего сгорания
Вклад в будущее: открыта специализированная аудитория ТЕХ тренинг
Г. С. Пашинин – ООО «НПО ТЕХ»

90 Двигатели внутреннего сгорания
Газопоршневые установки Ciyu выходят на российский рынок
А. Л. Ермоленко – ООО «СП Трейд»

94 Эксплуатация сервис
Управление смазыванием оборудования как элемент культуры технического обслуживания предприятия
*В. В. Дьяченко – ООО «Лаборатория надежности»
С. С. Долгополов – ООО «Фильтрационная техническая компания»*

100 Эксплуатация сервис
Турбины и масло под контролем
Л. Е. Капралова – журнал «Турбины и Дизели»

102 Передовые проекты
Конструктивные особенности поршневой установки ПКУ-020 разработки и изготовления ИНГК при размещении на морской платформе
С. И. Бурдюгов (д.т.н.), О. В. Бычков, С. В. Кудрявцев, И. А. Странкалс, А. Л. Ябуров – ООО «ИНГК»

106 Передовые проекты
ДЭС на Правоурмийском месторождении переведена в когенерационный цикл
*С. Н. Батяев – ООО «ВладМодуль»
В. Н. Забильский – Морской государственный университет им. адмирала Г. И. Невельского, Владивосток*

108 Передовые проекты
В УрФУ открылась учебная аудитория АО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы»
А. А. Троицкий – журнал «Турбины и дизели»

110 История
Кафедра паровых и газовых турбин им. А. В. Щегляева НИУ «МЭИ»: ее основоположники, научные направления
В. Г. Грибин (д.т.н.), Т. В. Богомолова (д.т.н.) – Институт энергомашиностроения и механики НИУ «МЭИ»



Издатель ООО «Турбомашинь»

Главный редактор
Култышев А. Ю., к.т.н.

Литературный редактор
Зинченко Г. М.

Дизайн и верстка
Капралов А. Д.
Панакушина А. Е.

Учредитель ООО «Турбомашинь»

Генеральный директор
Капралов Д. А.

Коммерческий директор
Троицкий А. А.

Директор по маркетингу
Капралова Л. Е.

Менеджер по работе с клиентами
Торицина Т. А.

Генеральный партнер
ООО «Газпром энергохолдинг
индустриальные активы»

Адрес редакции и издателя
Россия, 152925, г. Рыбинск Ярославской обл.,
ул. Бабушкина, д. 21, оф. 47.
Тел./факс (4855) 285-997.
E-mail: info@turbine-diesel.ru

Адрес в сети Интернет
www.turbine-diesel.ru

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций тираж 3 000 экземпляров

Свидетельство о регистрации
ПИ № ФС77-84053 от 28 октября 2022 г.

ISSN 2949-2971

Свободная цена

Подписные индексы в объединенном каталоге «Пресса России»:

– журнал «Турбины и Дизели» – **87906**

– каталог оборудования

«Турбины и Дизели» – **87907**

Журнал отпечатан – ИП Голубин А. М.

Адрес типографии:

г. Рыбинск Ярославской обл., ул. Блюхера, д. 7

Мнение редакции не всегда совпадает с мнением авторов публикации.

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов.

Дата выхода номера в свет 21.12.2023 г.

Электронные версии журнала (2018 - 2023 гг.) размещены на сайте «Научная электронная библиотека» (www.elibrary.ru) и включены в Российский индекс научного цитирования.



Полное или частичное воспроизведение или размножение каким бы то ни было способом материалов, опубликованных в настоящем издании, допускается только с письменного разрешения издательства ООО «Турбомашинь»



Журнал представляет:

АО «Силловые машины» – лидер российского энергомашиностроения

А. Ю. Култышев, к.т.н., главный редактор – журнал «Турбины и Дизели»

In brief

Power Machines is the leader of Russian power plant engineering.

As we promised, significant changes have taken place in the development of our professional magazine.

A new tradition is being born – to dedicate the pages of the magazine and entire issues to the anniversaries of industry-specific enterprises.

Thus, the milestone anniversaries provide an opportunity for manufacturers of oil and gas and energy equipment to present their new developments, which make it possible to achieve technological sovereignty that is so important for our country.



Дорогие читатели, как мы и обещали, в развитии нашего профессионального журнала произошли значительные изменения. Рождается новая традиция – посвящать страницы журнала и целые номера юбилейным датам отраслевых профильных предприятий. Таким образом, «круглые даты» дают возможность производителям нефтегазового и энергетического оборудования представить свои новые разработки, позволяющие добиться так важного для нашей страны технологического суверенитета.

Настоящий выпуск журнала посвящен крупнейшему российскому поставщику энергомашиностроительной продукции – компании «Силловые машины». Это крупнейшая энергомашиностроительная компания России, имеющая международный опыт и широкие компетенции в области проектирования, изготовления и комплектной поставки оборудования для тепловых, атомных и гидравлических электростанций.

Сегодня оборудование, изготовленное и поставленное предприятиями компании, работает в 57 странах мира и насчитывает более 300 ГВт установленной мощности.


В содержании номера вы найдете статьи с материалами, отражающими практически все стадии жизненного цикла основного и вспомогательного газотурбинного и паротурбинного оборудования компании: разра-

ботка, производство, пусконаладка, эксплуатация. Ваше внимание привлечет и содержательное интервью с генеральным конструктором компании, членом редакционной коллегии журнала – Ивановским Александром Александровичем.

Для дальнейшего развития издания мы значительно расширили круг тематики публикаций, авторов и партнеров, а также вместе с вами продолжаем успешно осваивать цифровое пространство: общаясь, обсуждая актуальные темы, работаем в Telegram канале.

Журнал уже зарегистрирован в РИНЦ, остался еще один шаг – и публикации в журнале «Турбины и Дизели» будут входить в системы расчетов индексов цитирования авторов и журналов. Наши планы по включению журнала в Перечень ВАК по выбранным профильным специальностям становятся реальными: прошло согласование на профильной секции и утверждение на Президиуме.

Уважаемые партнеры, коллеги, друзья, на этом новом витке развития журнала мы снова приглашаем вас к тесному сотрудничеству в качестве авторов статей, рецензентов и подписчиков.

Вам, наши дорогие читатели, самые добрые и теплые пожелания – и до новых встреч в 2024 году! 



ПАО «ОДК–Сатурн» создает цифровой двойник судового газотурбинного двигателя.

На предприятии в г. Рыбинске завершается разработка технологии цифрового двойника газотурбинного двигателя судового применения. На базе судовых ГТД производства «ОДК–Сатурн» созданы промышленные двигатели. Технология позволяет сократить время выполнения инженерных расчетов, снизить стоимость создания новых изделий.

Полученные в ходе НИР программные и аппаратные средства использовались в процессе разработки модернизированного судового ГТД. Работы выполняются совместно с СПбПУ Петра Великого и ЦИАМ имени П.И. Баранова.

Технология реализована на отечественной платформе SML-Bench. Для НИР ее функционал существенно расширен: разработаны программные модули, дополняющие базовые функции и осуществляющие создание цифровых двойников. Для выполнения инженерных расчетов и построения автоматизированных расчетных цепочек используются отечественные программные решения.

Газопоршневая ТЭС обеспечит энергией племенное хозяйство в Тульской области.

В состав станции входят две модульные установки 1000 GA производства Engul s.r.o. электрической мощностью по 801 кВт. ГПУ создана на базе двигателя TCG 2016 V16 С компании MWM.

Тепловая энергия мини-ТЭС составит 844 кВт и будет использоваться для получения горячей воды и отопления. Все оборудование размещено в отдельном здании, расположенном вблизи потребителя. Топливом является природный газ.

Электрогенераторные установки будут работать в параллель с сетью, с взаимным разделением мощности. Подаваемая мощность может регулироваться в соответствии с требованиями заказчика. Конструкция станции предусматривает установку дополнительного оборудования – теплообменника дымовых газов.

Племенное хозяйство «Лазаревское» является одним из крупнейших сельскохозяйственных предприятий Тульской области. Основные виды деятельности – производство и переработка продукции растениеводства и животноводства.



Завершены приемочные испытания блока управления двигателем Т32 разработки Невского завода.

На компрессорной станции «Малоперанская» Сосногорского ЛПУМГ прошли приемочные испытания блока управления газотурбинным двигателем Т32, разработанного АО «Невский завод» на базе российского программно-технического комплекса ТЕКОН.

Блок управления ГТД входит в состав комплексной системы управления (КСАУ) ГПА-32 «Ладога». Система, осуществляющая функции контроля, управления и регулирования работы газоперекачивающего агрегата, также является собственной разработкой инженерного центра Невского завода.

Испытания головного блока управления, проведенные в соответствии с регламентом испытаний средств и систем автоматизации на объектах ПАО «Газпром», прошли при участии специалистов Невского завода и представителей группы «Газпром». Проведены пусконаладочные работы, предварительные испытания, а также опытная эксплуатация – газоперекачивающий агрегат с блоком управления отработал 1472 часа.

«Испытания показали высокую надежность оборудования, соответствие всем требованиям технического задания и готовность отечественной системы к работе на всех режимах ГПА. С учетом востребованности блока управления ожидается обширная география его поставок, и вдвойне приятно, что наше предприятие стало первым объектом применения такого оборудования», – подчеркнул главный инженер, первый заместитель генерального директора ООО «Газпром трансгаз Ухта» С.В. Адаменко.

Важной особенностью новой разработки является возможность поставки блока управления двигателя как в составе КСАУ ГПА, так и отдельно – для замены существующих шкафов управления Mark VIe производства Baker Hughes.

Блок управления ГТД не единственный компонент КСАУ. В ее состав входят также система автоматического управления ГПА, пожарный контроллер, низковольтное комплектное устройство, серверы и автоматизированные рабочие места, система бесперебойного питания. Опытный образец САУ ГПА в ближайшее время также пройдет цикл необходимых испытаний на КС «Малоперанская» для обеспечения поставок на объекты ПАО «Газпром».

Разработка собственной комплексной системы автоматического управления ГПА на базе отечественных программно-технических решений – один из ключевых этапов программы локализации газотурбинной установки ГПА-32 «Ладога».



А. А. Ивановский
Генеральный конструктор
АО «Силловые машины»

АО «Силловые машины» — укрепляем энергобезопасность России!

Первоочередная задача российского энергомашиностроения – обеспечить рынок надежным оборудованием для достижения технологического суверенитета энергетической отрасли. Компания «Силловые машины», с учетом достижений в традиционной для предприятия области паровых турбин, значительным опытом в освоении новых видов продукции и накопленным опытом по созданию газотурбинных установок в прошлом, создает современные газовые турбины ГТЭ-65 и ГТЭ-170, выполняет модернизацию ПТУ и гидротурбин.

In brief

Power Machines JSC – we are strengthening Russia's energy security!

The primary task of the Russian power engineering industry is to provide the market with reliable domestic equipment to achieve technological sovereignty of the energy industry.

What needs to be done to successfully meet this challenge?

It is necessary to create and implement new technologies, develop competencies. Expand the product line and conduct consistent work on import substitution of components and materials. Solving the tasks of creating domestic advanced equipment has always been a priority of Power Machines company. It has come a long way in this direction, and now these tasks have become even more urgent.

At the moment, the company has resolved key issues related to the replacement of critical technologies.

О создании нового оборудования и производственных планах компании мы беседуем с генеральным конструктором Александром Александровичем Ивановским.

Что предстоит сделать компании, чтобы успешно справиться с вызовами современности?

Необходимо создавать и внедрять новые технологии, развивать компетенции. Расширять ряд производимых изделий и вести последовательную работу по импортозамещению комплектующих и материалов. Решение задач по созданию отечественного передового оборудования всегда было в приоритете компании «Силловые машины» — мы прошли большой путь в этом направлении, а сейчас эти задачи приобрели еще большую актуальность. На данный момент компания решила ключевые вопросы, связанные с замещением критически важных технологий.

Расскажите о новых разработках компании, новом оборудовании. В чем их уникальность?

Прежде всего, мы разработали модельный ряд отечественных газовых турбин. Этот проект получил федеральную поддержку, так как является стратегически важным для российской энергетики. Он предусматривает освоение новых технологий, развитие производственной базы, модернизацию центров исследований и испытаний.

Это далеко не единственное наше достижение в создании новых высокотехнологичных продуктов для энергетики. Мы разработали и изготовили первую в России тихоходную турбину мощностью 1255 МВт для атомных электростанций — сейчас она монтируется на Курской АЭС-2.

Участвуем в федеральной программе модернизации тепловых электростанций. Чтобы повысить технические параметры оборудования, провели глубокую модернизацию (до современного уровня) турбин

и генераторов в диапазоне мощности от 60 до 800 МВт. Разработаны решения для замены турбин зарубежных производителей.

По другим направлениям среди наших наиболее значимых разработок последнего времени нужно выделить:

- современные решения в области цифрового мониторинга и предиктивной диагностики. Они обеспечивают сопровождение оборудования на протяжении всего жизненного цикла — от создания до технического обслуживания;
- новые разработки в области повышения энергоэффективности и импортозамещения в ТЭК. В частности, сейчас в процессе создания утилизационный тепловой энергетический комплекс, позволяющий получить дополнительную электроэнергию за счет утилизации низкопотенциального тепла;
- ряд электрических зарядных станций с диапазоном мощности до 350 кВт для легкового, общественного и корпоративного транспорта — актуальный продукт в условиях роста популярности аккумуляторного электротранспорта;
- насосное оборудование для ТЭС и АЭС в комплекте с гидромуфтами и электродвигателями.

Сколько газовых турбин планируется выпускать?

Мы развиваем производственные мощности для выпуска десяти газовых турбин в год. За пять лет пройден путь, на который требуются десятилетия: год назад сделали головной образец газовой турбины; в декабре будет изготовлена первая серийная газовая турбина ГТЭ-170. Параллельно уже идет производство перспективного продукта — высокоэффективной газовой турбины средней мощности F-класса ГТЭ-65.

Недавно на предприятии введен в эксплуатацию высокотехнологичный комплекс для производства отливок лопаток горячего тракта. Полное освоение данной

технологии внутри страны позволит нам в перспективе выполнять техническое обслуживание газовых турбин не только своего, но и стороннего производства.

Ранее Вы отметили работы по глубокой модернизации паровых турбин и турбогенераторов мощностью от 60 до 800 МВт. Расскажите о наиболее значимых проектах в этом направлении.

Недавно мы завершили крупный проект по модернизации нашей традиционной паровой турбины мощностью 800 МВт для Пермской ГРЭС. Машины такой мощности мы не проектировали и не изготавливали почти 35 лет. Основная задача была – повысить технико-экономические показатели турбины, с установкой ее на существующий фундамент. Для этого применены самые современные решения – реактивное облопачивание, новые вкладыши с втулочными вставками и надбандажные уплотнения, заменили сборные роторы цельноковаными, применили дроссельное парораспределение вместо прежнего соплового. Все эти изменения упростили техпроцесс, повысили надежность изделия и экономичность работы, улучшили ремонтно-пригодность.

Новые «восьмисотки» предназначены для двух блоков Пермской ГРЭС и двух блоков – Нижневартовской. Первая обновленная машина прошла предпусковые испытания на Пермской ГРЭС, идет подготовка к официальному запуску. Еще одна турбина пойдет на Сургутскую ГРЭС-2 – особенность поставки в том, что заказчику требовалась новая турбина, но для нее у компании есть резервные роторы. Соответственно, мы должны были не только разработать новую конструкторскую документацию, но и актуализировать старую, чтобы обеспечить взаимозаменяемость роторов.

Если роторы остаются прежние, это не осложняет задачу по повышению технико-экономических показателей?

У каждой задачи есть свое решение, и мы его нашли. Если для Пермской ГРЭС мы создали К-850-23,5, то для Сургутской – К-830-23,5, ранее турбина имела мощность 800 МВт на номинальном режиме работы. Увеличение мощности достигнуто как путем увеличения расхода пара, поступающего в турбину, так и за счет конструктивных изменений – например, более эффективных и технологичных цельнофрезерованных бандажей. Эти и другие решения позволили снизить удельный расход тепла

на 9 ккал/кВт·ч, что сопоставимо со снижением расхода природного газа на 10 тыс. т/год.

Конечно, нам было бы гораздо проще поставить на поток одну модель, т.е. запустить К-850 на всех электростанциях. Это единая и конструкторская документация, и технологическая подготовка производства, одни и те же поставщики заготовок и материалов. Но все проекты очень индивидуальны, у каждого своя особенность, и даже у турбин одной серии – масса различий.

Имеете в виду принцип модульности?

Все верно, решено сделать акцент именно на модульность в проектировании и изготовлении – для нас сейчас это одна из важнейших задач. В рамках этого приоритета мы провели большую работу: систематизировали номенклатуру турбин, выпущенных за последние пять лет, определили группу модулей, из которых будем делать новые турбины.

Такой подход позволяет экономить на проектировании, технологической подготовке производства и отработке наших конструкций в цехах, исключить ошибки на всех этапах, повысить качество заготовок за счет их серийности. Мы хотим поставить уникальные машины на конвейер, сделать шаг к увеличению серийности. Шаг весьма непростой, потому что, повторюсь, все проекты очень индивидуальны.


 Рис. 1.
Сборка ротора ГТЭ-170





Рис. 2.

Литейное производство лопаток газовых турбин

Есть ли в работе проекты, связанные с заменой или сервисом оборудования стороннего производства?

Да, и в этом направлении у нас хорошая загрузка: прежде всего уже в стадии изготовления находится турбина К-330-23,5 для замены турбин производства ХТГЗ – первая будет установлена на Рефтинской ГРЭС в Свердловской области. В 2023 году спроектировали, изготовили и поставили ПТ-65 для Киришской ГРЭС (ст. №1), турбина сейчас в активной стадии монтажа. Идет изготовление ПТ-135 для Ново-Салаватской ТЭЦ, на окончательной стадии разработки – КД для ПТ-135 на Ново-Стерлитамакской ТЭЦ.

Учитывая, что речь идет о технике других производителей, какие сложности потребовалось решить в процессе? Там же другой конструктив, свои нюансы.

Основные особенности связаны с установкой турбины на существующий фундамент. Важно сохранить вспомогательное теплообменное оборудование, вписаться в существующую компоновку, в объёмку тепловой схемы. Это требовало нестандартных решений.

Рис. 3.

Ротор газовой турбины ГТЗ-65



Но был и более серьезный опыт: например, когда меняли на турбине Т-110 два цилиндра из трех. Там была задача двойной сложности – не только поставить на существующий фундамент, но и состыковать два наших цилиндра с имеющимся цилиндром низкого давления, а на цилиндре среднего давления еще и провести восстановительный ремонт с последующей контрольной сборкой. Обе задачи решили.

Какие еще значимые проекты можно выделить?

Начато проектирование турбин К-55 и Т-104 для парогазовых установок: мы создаем «паровые хвосты» ко всем газовым турбинам, производимым в России. До конца года мы должны выдать конструкторскую документацию по длинноцикловым позициям. Турбина К-55 будет одноцилиндровой, в ней применен сварной ротор с активно-реактивным облопачиванием. Технология сварки роторов хорошо нами освоена и применяется как для тепловых, так и атомных машин, а современная международная ситуация ускорила переход на отечественные сварочные материалы в рамках совместной работы с НПО «ЦКТИ».

Использование предиктивной диагностики для повышения надежности оборудования применяется всё шире. Что обеспечивает система предиктивной диагностики генерирующего оборудования «Силовых машин»?

Основное назначение системы предиктивной диагностики – выявлять отклонения в работе генерирующего оборудования, определять и локализовать дефекты, прогнозировать развитие неисправности на раннем этапе. При этом каждая ситуация рассматривается отдельно, с учетом требований заказчика, состояния оборудования и степени оснащённости средствами контроля.

Алгоритмическая база в сочетании с инструментами математического анализа позволяет ответить на три главных вопроса о состоянии оборудования – что, где и когда. По сути, система прогнозирует время наступления критического состояния дефекта и дает возможность изменить режим работы или запланировать ремонт и останов, определяя текущий уровень износа деталей.

Такой подход позволяет продлить срок службы оборудования на основании объективных данных, а также оптимально спланировать его ремонт и обслуживание, увеличить межремонтные интервалы.

Что находится в основе работы системы?

Над алгоритмами диагностирования работали основные конструкторские бюро «Силовых

машин» при поддержке научной школы ведущих отраслевых организаций: ЦКТИ, ВТИ, МЭИ, УрФУ. Созданы собственная программно-аппаратная платформа и ПО, которые соответствуют Постановлению 719 Правительства РФ.

Система основывается на четырех взаимодополняющих логических блоках. Первый, экспертный блок определяет причины неисправности на основе базы диагностических признаков для различных узлов и систем. Система анализирует более 100 видов неисправностей, разбитых по группам: турбины, генераторы, котельное оборудование и др. Этот блок является уникальным решением нашей компании. Он основан на расчетных методиках и представляет основную ценность системы диагностики.

Второе — это эталонные модели, то есть индивидуальные динамические уставки для обнаружения отклонений на ранней стадии. Третий блок — прогнозные модели — прогнозирует на основе методов регрессионного анализа и нейросетевых методов.

Расчетный блок вычисляет показатели состояния оборудования, не определяемые прямыми замерами (недогревы в подогревателях, КПД цилиндров, температурные напряжения и др.). Четыре основных модуля дополняет возможность онлайн-интеграции оборудования с экспертно-диагностическим центром «Силовых машин». Таким образом, можно не только пользоваться преимуществами диагностической системы, но и получать оперативную поддержку, консультации и экспертизу квалифицированных специалистов.

То есть ваши специалисты в любой момент видят информацию о текущем состоянии оборудования?

Верно. Мониторинг состояния оборудования проводится в экспертно-диагностическом центре компании — на Ленинградском Металлическом заводе. Вся информация передается по безопасному каналу между станцией и «Силовыми машинами». Для каждого заказчика этот вопрос решается индивидуально, в зависимости от политики информационной безопасности, принятой на электростанции.

Центр работает в режиме 24/7, предоставляя круглосуточную поддержку: экспертные консультации, уточнение моделей по результатам обобщения опыта эксплуатации, качественную оценку пусковых и остановочных режимов, отчеты о состоянии оборудования, рекомендации по эксплуатации и техническому обслуживанию.

В чем отличие вашей системы мониторинга от других аналогов?

Ключевое отличие и преимущество — наличие в системе, кроме прочих модулей, еще и экспертного блока, который основан на физических принципах работы оборудования и реализует уникальные расчетные методики в виде диагностических признаков, неисправностей. Являясь крупнейшим разработчиком и производителем энергетического оборудования, только мы обладаем исчерпывающим объемом информации о нем и анализируем эти данные.

В первую очередь, мы сфокусированы на обеспечении системой диагностики своего оборудования, чтобы предоставлять полный спектр возможностей диагностики для него. Ряд модулей системы мониторинга может использоваться для анализа данных оборудования других производителей, в том числе иностранных, что особенно актуально в текущих условиях.

Кроме того, система предиктивной диагностики может функционировать как агрегатор для других систем диагностики, выступать единым окном. Мы умеем работать и визуализировать работу других систем диагностики на стороннем оборудовании, добавлять диагностику вспомогательного оборудования стороннего производства — и готовы расширять эти возможности.

Заглядывая вперед, какой вы видите работу инженера-конструктора через 20–30 лет? Какие перспективы у профессии?

Знаете, всё зависит от самого человека. Если он готов развиваться, есть интерес к профессии, рабочий азарт; если он умеет быстро настраиваться на новые условия, уйти от узости специализации, работать в параллельных направлениях — всё в его руках.

Если говорить о тенденциях, то цифровизация, безусловно, вносит свои коррективы в работу каждого. Сейчас мы внедряем системы управления проектированием, которые позволяют организовать работу в едином информационном пространстве различных сотрудников как своего предприятия, так и внешних компаний. Мы переходим на автоматизацию расчетов, что дает нам возможность большее количество итераций проходить в процессе проектирования, получать более усовершенствованную геометрию.

Работать в компании «Силовые машины» действительно интересно и перспективно. Сегодня это современное, активно развивающееся предприятие. **Д**

Численное моделирование методов возбуждения рабочих лопаток ГТУ при определении конструктивного предела выносливости

**И. З. Разяпов – ведущий инженер-конструктор, Razyapov_IZ@power-m.ru
АО «Силовые машины»**

Ключевые слова:

рабочие лопатки, усталостные испытания, предел выносливости, вибрационные напряжения

Аннотация

Исследование конструктивного предела выносливости лопаток ГТУ в лабораторных условиях является обязательным условием для подтверждения вибрационной надежности (для вычисления запасов динамической прочности согласно нормам [1], а также для подтверждения контрольного уровня при серийном производстве).

В основном для возбуждения используется «классический» метод, при котором лопатка закрепляется за хвостовик в зажиме на штоке вибростенда. Также применяются и другие методы, при которых перо лопатки возбуждается пульсирующим аэродинамическим потоком или штоком. Так, большинство испытаний лопаток на конструктивную выносливость для

АО «Силовые машины» проводится в НПО «ЦКТИ» с «альтернативным» типом возбуждения за периферийную часть лопатки переменным магнитным полем по методике [2] (подробнее в статье [3]).

В данной работе сравниваются два метода возбуждения лопаток – «классический» и «альтернативный» (возбуждение переменным магнитным полем) для определения предела выносливости по первой изгибной форме колебаний при симметричном цикле нагружения согласно [4]. Численное моделирование методов возбуждения выполнено с помощью динамического переходного расчета в САЕ-пакете инженерного анализа Ansys.

Numerical simulation of excitation techniques for GTE blades in case of structural endurance limit determining

**I. Z. Razyapov – Leading Design Engineer, Razyapov_IZ@power-m.ru
Power Machines JSC**

Key words:

blades, fatigue tests, fatigue limit, vibration stress

Abstract

The research of the structural endurance limit of the GTE blades in laboratory conditions is a prerequisite for vibration integrity confirmation (in order to calculate dynamic strength margin factors, as well as to confirm the endurance control level during series manufacturing).

Basically, the «classical» method is used for excitation, whereby the blade is fixed by the blade root in a clamp at the rod of the vibration testing machine. Other methods are also used in which the blade feather is excited by a pulsating aerodynamic flow or by a rod. Thus, most of the tests of blades for structural endurance for Power

Machines are carried out in the NPO CKTI JSC with an «alternative» type of excitation for the peripheral part of the blade by an alternating magnetic field.

Comparison for two methods of excitation in determining the constructive endurance limit of compressor blades completed. For a symmetrical cycle according to the first bending mode considered classical excitation and blade airfoil excitation by an alternating magnetic field. Numerical simulation of the excitation methods was performed by dynamic transient analysis using CAE program Ansys.

Методика численного моделирования

Для оценки влияния типа возбуждения на форму колебаний и НДС выполнено численное моделирование двух методов возбуждения. В качестве примера рассматривается лопатка первой ступени компрессора ГТЭ-170.2. Смоделированы возбуждения лопатки по первой изгибной форме колебаний «классическим» (за хвостовик на вибростенде) и «альтернативным» (за торец лопатки переменным магнитным полем) методом. Численное моделирование возбуждений выполнено динамическим анализом в Ansys Transient. Коэффициент демпфирования для первой формы колебаний принят равным 0,02. Расчеты выполнены до установившегося на одном уровне амплитуды колебаний.

Моделирование «классического» возбуждения также было выполнено простым модальным анализом в Ansys с закреплением по рабочим поверхностям хвостовика (с допущением, что система закрепления достаточно жесткая и ее можно не учитывать). «Альтернативное» же возбуждение таким простым модальным анализом в Ansys из-за ограничений условий закрепления смоделировать невозможно.

Моделирование возбуждения за хвостовик лопатки («классическое»)

На рис. 1 представлена схема «классического» возбуждения с закреплением лопатки за хвостовик в зажиме на штоке вибростенда (для примера приведен вибростенд LDS V8 440 с толкающим синусоидальным усилием до 57,83 кН, который мог бы применяться при возбуждении за хвостовик). «Классическое» возбуждение смоделировано заданием периодического перемещения хвостовика лопатки (в поперечном направлении относительно оси хвостовика) с соответствующей частотой первой изгибной формы, что соответствует перемещению штока вибростенда с зажимом для закрепления лопатки. На рис. 2 приведена заданная периодическая нагрузка $A \cdot \sin(t)$ и график перемещений входной кромки у торца лопатки. Как видно из графика, к 14...17 циклу амплитуда стабилизируется. Нагрузка подобрана таким образом, чтобы стабилизированная амплитуда соответствовала уровню амплитуд при реальных испытаниях.

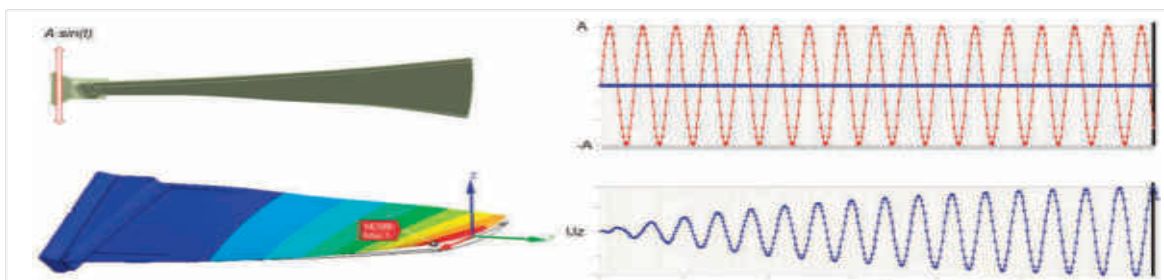
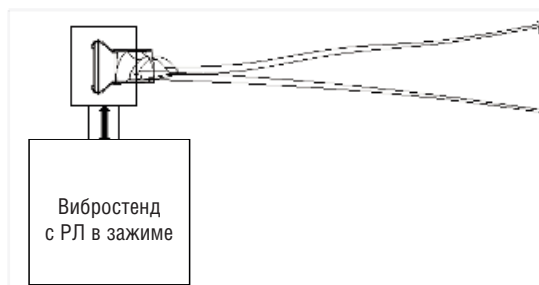


Рис. 1. «Классическая» схема возбуждения лопатки за хвостовик на вибростенде



Моделирование возбуждения за торец пера при закрепленном хвостовике

На рис. 3 представлена схема возбуждения за периферийную часть лопатки (торец) переменным магнитным полем. Лопатка при этом должна быть из магнитного материала. Таким методом в ЦКТИ на электромагнитном вибростенде определялся предел конструктивной выносливости рабочих лопаток компрессора ГТЭ-170.1 и ГТЭ-170.2. (С характеристиками стенда ЦКТИ и методикой можно ознакомиться в статье [3].)

Возбуждение периферийной части лопатки переменным магнитным полем смоделировано заданием периодической силы на торец лопатки (перпендикулярно хорде верхнего сечения лопатки) с частотой первой изгибной формы и закреплением рабочих поверхностей хвостовика. На рис. 4 приведена заданная периодическая нагрузка $F \cdot \sin(t)$ и график перемещений входной кромки у торца лопатки. Как видно из графика, к 14...16 циклу амплитуда стабилизировалась. Нагрузка подобрана таким образом, чтобы стабилизированная амплитуда соответствовала уровню амплитуд при реальных испытаниях.

Сравнение расчетного напряженного состояния для различных методов возбуждений для РЛ 1 ст компрессора ГТЭ-170.2

Полученные расчетным путем стабилизированные амплитуды колебаний торца пера у входной кромки оказались близки к реальному уровню, полученному при испытаниях (14,39 мм при возбуждении за хвостовик и 14,52 мм при возбуждении за торец пера).

На рис. 5 приведено сравнение радиальных напряжений (в относительных единицах) со стороны корыта и спинки лопатки соответственно. Как видно, формы колебаний идентичны.

Рис. 2. Моделирование возбуждения лопатки за хвостовик

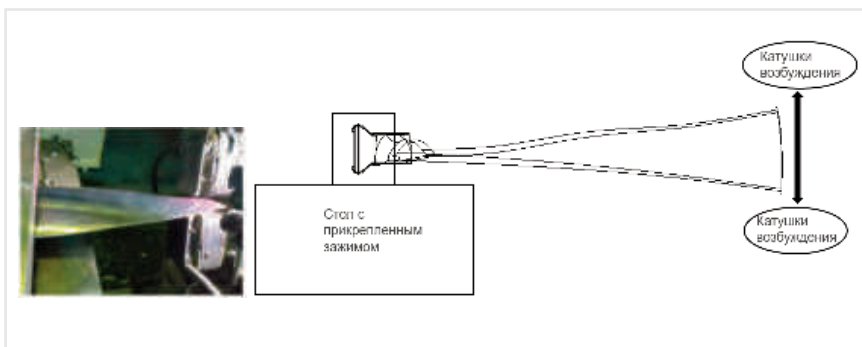


Рис. 3.
Схема возбуждения лопатки переменным магнитным полем за торец и фотография с испытаний

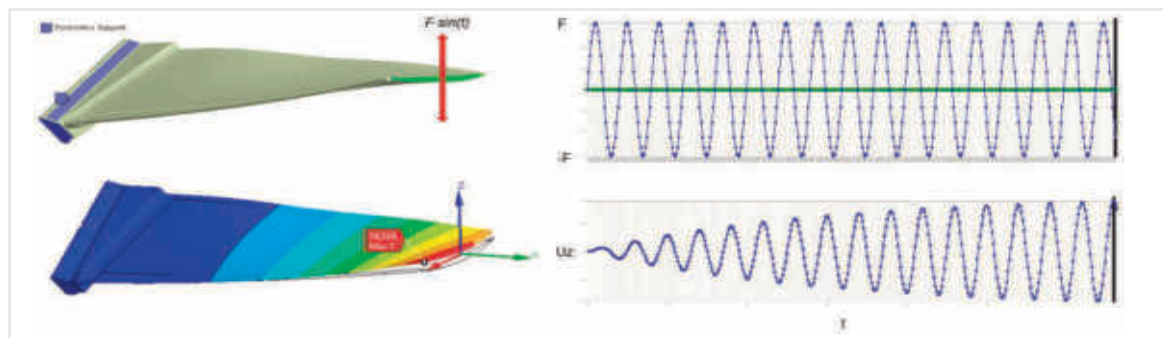
Результаты сравнения расчетного напряженного состояния для различных методов возбуждений для РЛ 1 ст компрессора ГТЗ-170.2

В табл. представлено сравнение расчетных радиальных относительных напряжений для различных методов возбуждений и приведенные максимумы напряжений по амплитуде. Из сравнения приведенных напряжений (приведены результаты только для спинки на рис. 5) следует, что эпюры по перу в целом идентичны. Расчетный максимум (1,00) приходится на галтель спинки корневого сечения. Небольшая разница наблюдается только по выходной кромке в корневом сечении: 0,93 при возбуждении за хвостовик и 0,94 – за торец. (При этом в галтели над хвостовиком при «классическом» возбуждении наблюдаются всплески напряжений выше, чем в пере.) Таким образом, результаты возбуждения лопатки полностью идентичны (по крайней мере, на рассмотренной лопатке).

Также совпадают напряженные состояния при их масштабировании к приведенной амплитуде. Максимальная разница результатов в расчетных методах составляет менее 2 %.

Численное моделирование динамическим анализом в Ansys Transient более актуально для возбуждения за хвостовик, так как моделирование возбуждения за торец лопатки оказалось полностью идентичным модальному анализу. Также следует отметить, что численное моделирование динамическим анализом в Ansys Transient позволяет оценочно определить необходимую мощность для проведения испытаний.

Рис. 4.
Моделирование возбуждения лопатки за торец



Сравнение расчетного напряженного состояния с реальными усталостными трещинами при испытаниях РЛ 1 ст компрессора ГТЗ-170.2

На рис. 6 приведено фото одной из рабочих лопаток после усталостных испытаний с трещиной на спинке в корневом сечении, что полностью соответствует расчетному максимуму со значением 1,00.

Следует также отметить, что тарировочная характеристика напряжения-амплитуда с усталостных испытаний также соответствует расчетной (с поправкой на угол визира к измеряемой амплитуде).

Аспекты

1. Выводы для методов возбуждения переменным магнитным полем за торец лопатки можно считать актуальными и для возбуждения лопатки за перо пульсирующим потоком.

2. Для возбуждения переменным магнитным полем материал лопатки должен быть магнитным. Таким образом, испытания лопаток из немагнитных материалов (из титановых сплавов, Inconel и пр.) невозможны без применения наделок из магнитного материала, устанавливаемых на периферийную часть РЛ. В случае использования наделок требуется проверка изменения эпюры напряжений и возможны технологические проблемы с поломками пера под наделками. Метод возбуждения пульсирующим потоком на перо в этом плане более предпочтительно, либо необходим более энергозатратный «классический» метод возбуждения за хвостовик.

3. Численное моделирование «классического» возбуждения показало, что максимум напряжений при таком типе возбуждения смещается в хвостовик (информация справочная, т.к. испытания таким способом не проводились).

4. Для моделирования «классического» возбуждения за хвостовик при расчете требуется учитывать жесткость всей системы закрепления лопатки на штоке, т.к. низкая жесткость приспособления может значительно исказить эпюру напряжений и вызывать «нештатные» усталостные поломки.

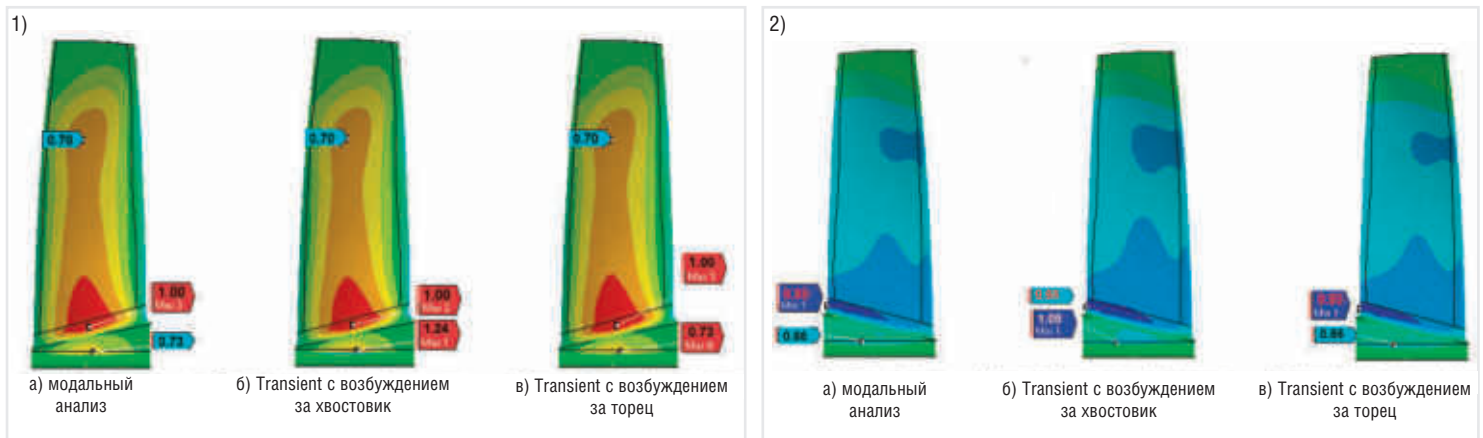


Рис. 5. Радиальные относительные напряжения в лопатке со стороны: 1) спинки; 2) корыта

Выводы

Продемонстрирован успешный способ моделирования «альтернативного» типа возбуждения лопатки за перо динамическим анализом в Ansys Transient, результаты которого совпали с простым модальным анализом. Максимум напряжений по результатам численного моделирования «альтернативного» возбуждения (переменным магнитным полем за торец лопатки) полностью соответствует усталостным трещинам при определении конструктивной выносливости рабочей лопатки первой ступени компрессора ГТЭ-170.2. Поломок по хвостовику не наблюдалось.

Численное моделирование динамическим анализом в Ansys Transient позволяет оценочно определить необходимую мощность для проведения испытаний. Так, для создания в перо РЛ 1-й ступени компрессора ГТЭ-170.2 напряжений и амплитуды того же уровня по «классической» схеме возбуждения требуется задать нагрузку, по расчетной оценке, примерно в десятки раз больше (чем возбуждением переменным магнитным полем за торец лопатки), что обусловлено необходимостью

«раскачивать» большую массу РЛ вместе с зажимом. Таким образом, возбуждение «классическим» способом за хвостовик с закреплением в зажиме на вибростенде более энергозатратное. \square

Список литературы

1. РТМ 108.022.104-77. Нормы вибрационной надежности рабочих лопаток осевых компрессоров.
2. СТО ЦКТИ 068-2022. Методика определения предела конструктивной выносливости рабочих лопаток осевых турбомашин // Санкт-Петербург, 2022.
3. Гаврилов С. Н. Экспериментальные исследования конструктивной выносливости рабочих лопаток газовых турбин и осевых компрессоров ГТУ ГТЭ-170 / С. Н. Гаврилов, Н. Ю. Исаков, А. В. Сандовский [и др.] // Сборник докладов LXX Научно-техническая сессия по проблемам газовых турбин. – 2023. – С. 162-169.
4. ОСТ 1 00870-77. Лопатки газотурбинных двигателей. Методы испытаний на усталость / М.: Стандартиформ, 1977.

Рис. 6. Сравнение расчетной эпюры радиальных напряжений с усталостной трещиной на одной из РЛ

Табл. Сравнение расчетных радиальных относительных напряжений для различных методов возбуждений



Область лопатки	Модальный анализ	Возбуждение за хвостовик	Возбуждение за торец пера
Корень спинки	1,00	1,00	1,00
Спинка	0,70	0,70	0,70
Выходная кромка в корневом сечении	0,95	0,93	0,95
Галтель над хвостовиком (спинка)	0,73	1,24	0,73
Галтель над хвостовиком (корыто)	0,66	1,05	0,66
Приведенные максимумы напряжений по амплитуде, МПа/мм			
Тарировка при определении предела выносливости	Модальный анализ	Возбуждение за хвостовик	Возбуждение за торец пера
	23,1 ¹	25,3	25,4

¹Значение с поправкой на угол визира к измеряемой амплитуде

Создание стенда испытаний камер сгорания на натурные параметры в АО «Силовые машины»

Д. А. Козлов – начальник отдела сопровождения испытаний, Kozlov_DA@power-m.ru
Д. С. Тарасов – начальник отдела камер сгорания, Tarasov_DS@power-m.ru
 АО «Силовые машины»

Ключевые слова:

стендовые испытания, камера сгорания, оборудование стенда, отсек огневых испытаний, компрессоры, технологические системы, АСУ ТП, параметры измерений

Аннотация

Представлены основные характеристики и состав стенда испытаний камер сгорания ГТУ, созданного в АО «Силовые машины».

Компания реализует инвестиционный проект по созданию производства энергетических ГТУ большой мощности. В рамках проекта проведено техническое перевооружение стенда испытаний камер сгорания с повышением давления и расхода воздуха и газа. Стенд предназначен для оценки влияния конструктивных решений на основные характеристики и экологические показатели ГТУ.

В результате проведенных в 2019–2023 гг. работ в строй введен специализированный исследовательский комплекс, что позволяет проводить испытания натурных низко-

эмиссионных камер сгорания на полные эксплуатационные параметры, включая испытания при различных климатических условиях. Это обеспечивает проведение автономных испытаний и доводки трубчато-кольцевой камеры сгорания турбины ГТЭ-65.1 до проведения натурных испытаний головного образца ГТУ в условиях эксплуатации на объекте.

В ходе работ реализован ряд технических решений по обеспечению проектных параметров стенда: установлены 4 новых компрессора SM6000 мощностью по 3 000 кВт, электрические подогреватели воздуха, новая дожимная компрессорная станция (ДКС), градирни и насосная станция. Управление оборудованием стенда полностью автоматизировано.

Creation of a test bench of combustion chambers for full-scale parameters in Power Machines JSC

D. A. Kozlov – Head of the Test Support Department, Kozlov_DA@power-m.ru
D. S. Tarasov – Head of the Combustion Chamber Department, Tarasov_DS@power-m.ru
 Power Machines JSC

Key words:

rig test, combustion chamber, test rig equipment, firing test compartment, compressors, technological systems, DCS, measurement parameters

Abstract

The main characteristics and composition of the GT combustion chambers test rig created in Power Machines JSC are presented.

The company implements an investment project to create a production of heavy duty gas turbines. Within the framework of the project Power Machines carried out the update of the combustion chamber test rig with an increase in its parameters. The test rig is intended for test design solutions for their impact on the main characteristics and environmental performance.

As a result of the performed in 2019 – 2023 work a specialized research complex has been put into operation, which makes it possible to test full-scale low-emission combustion cham-

bers for full operational parameters, including tests under various climatic conditions. It ensures autonomous testing and fine-tuning of the can-annular combustion chamber GTE-65.1 before conducting full-scale tests of the GT first unit in the conditions of the power plant.

During the work, a number of technical solutions were implemented to ensure the design parameters of the stand: 4 new SM6000 compressors with a capacity of 3,000 kW each, electric air heaters, a new booster compressor station (BCS), cooling towers and a pumping station were installed. The control of the stand equipment is fully automated.

Стендовые испытания и доводка камер сгорания ГТУ занимают одно из главных мест в повышении надежности газовых турбин, работающих в энергетике. В 2006 году на производственной площадке ПК «Турбоатомгаз» АО «Силовые машины» была введена испытательная станция, предназначенная для испытаний полноразмерных узлов камер сгорания энергетических ГТУ средней и большой мощности. На стенде огневых испытаний камер сгорания производились испытания и доводка кольцевой камеры сгорания для турбины ГТЭ-65 на частичные параметры.

Реализуемый АО «Силовые машины» комплексный инвестиционный проект «Проведение научно-исследовательских, опытно-конструкторских работ в рамках создания производства энергетических газовых турбин в диапазоне 60...80 МВт и 150...180 МВт с КПД не менее 35 % в простом цикле» предусматривает проведение стендовых испытаний камеры сгорания (КС) ГТЭ-65.1 с натурными параметрами для оценки влияния конструктивных решений на основные характеристики и экологические показатели (отработка режимов пуска, стационарные и переходные режимы работы КС, отстройка камеры сгорания от неустойчивых режимов работы).

При этом на стенде отрабатываются и подтверждаются (при квазистационарных параметрах – «полках») следующие характеристики камер сгорания:

- режимы воспламенения газообразного топлива;
- режимы работы от розжига до выхода на номинальные обороты;
- набор и сброс нагрузки (для режимов от XX до 100 %);
- режимы перехода с диффузионного режима горения на гомогенный;
- отсутствие опасных пульсаций давления на всех режимах работы КС;
- отсутствие проскока пламени при работе в гомогенном режиме;
- тепловое состояние жаровой трубы (ЖТ) и газосборника;
- конфигурация и неравномерность температурного поля на выходе;
- показатели гидравлического сопротивления;
- эмиссия NO_x;
- оценка полноты сгорания – выбросы CO, CH₄;
- границы по «бедному» и «богатому» срыву пламени;
- проверка работоспособности КС на режимах частичной нагрузки и с имитацией климатической кривой от –20 °С до +40 °С;
- имитация режима сброса нагрузки.

Система	Предельные параметры	Параметры 2012 года	Параметры 2023 года (после модернизации)
Воздух	Давление, МПа (абс.)	0,8	2,5
	Температура, °С	400	420 (длительно) 470 (кратковременно)
	Расход, кг/с	5	26,8
Топливный газ	Давление, МПа (абс.)	1,2	3,5
	Расход, кг/с	2,0	2,0

Необходимость выхода на натурные параметры при испытаниях камер сгорания связана с тем, что невозможен пересчет измеряемых в КС с предварительным смешиванием пульсаций давления и вредных выбросов от пониженных стендовых параметров к натурным.

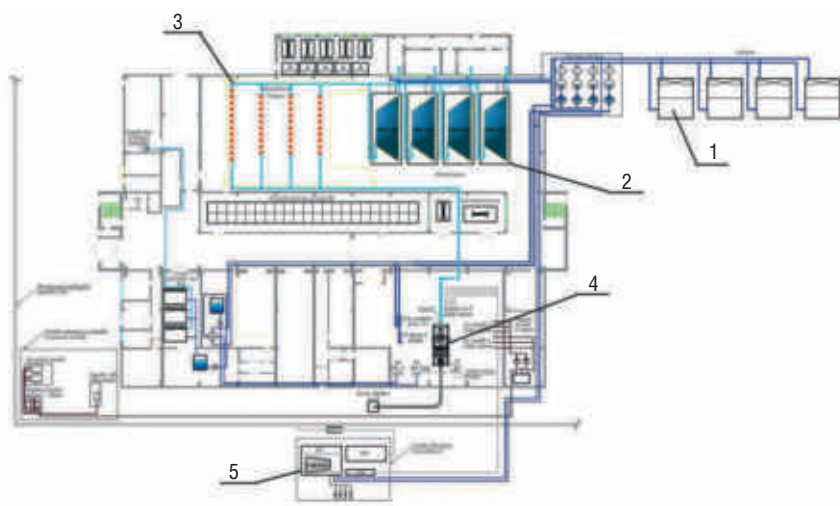
Для проведения испытаний камеры сгорания ГТЭ-65.1 было проведено техническое перевооружение стенда испытаний КС с увеличением его параметров (табл. 1).

В ходе работ реализован ряд технических решений по обеспечению проектных параметров стенда:

- для снабжения электроэнергией мощностью до 26,5 МВт обеспечен ретрофит ячеек существующих распределительных подстанций и обустройство новых ПС, прокладка новых и перекладка части старых высоковольтных кабелей, установка новых трансформаторов;
- для обеспечения нужного давления воздуха установлены 4 новых компрессора SM6000 мощностью по 3 000 кВт;
- для имитации нагрева воздуха в компрессоре ГТУ смонтированы электрические подогреватели, изготовленные ООО «Интерэнерго»;
- высокое давление топливного газа обеспечивает новая дожимная компрессорная станция (ДКС), установленная за зданием стенда;
- для охлаждения компрессоров, ДКС и узлов стенда установлены новые градирни и насосная станция;

Табл. 1.
Параметры стенда испытаний камер сгорания АО «Силовые машины»

Рис. 1.
Структурная схема:
1 – градирни;
2 – компрессоры;
3 – воздухоподогреватели;
4 – испытательный отсек;
5 – ДКС



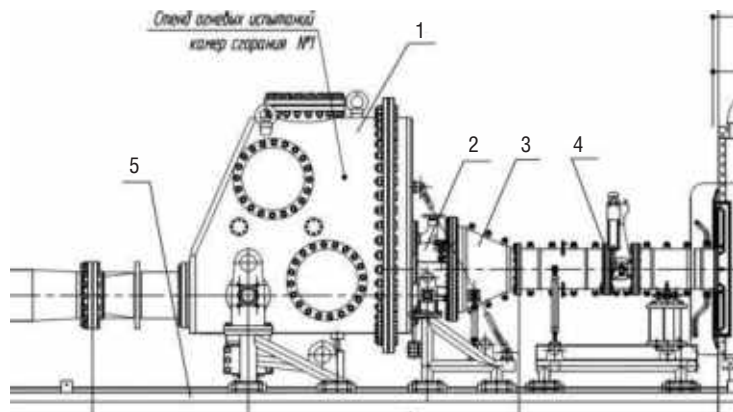


Рис. 2.

Отсек огневых испытаний камер сгорания:

- 1 – наружный корпус;
- 2 – мерный участок;
- 3 – переходной участок;
- 4 – регулирующее устройство;
- 5 – рама

■ в связи с изменившимися нормативами заменены многие внутренние и внешние элементы здания, в первую очередь это коснулось вентиляции, легкобросаемых панелей для обеспечения взрывобезопасности.

Работы проводились в несколько этапов. На первом этапе, в 2019 году, подготовлены технические задания на проектирование, поставку воздушных компрессоров, подогревателей воздуха, газодожимной компрессорной станции, автоматизированной системы управления (АСУ ТП) и измерительной системы (АИС).

На втором этапе, в 2020 году, проектной организацией ООО «Нордэнергоинжиниринг» выпущена рабочая документация проекта подготовки стенда. Тогда же было приобретено основное оборудование, выбраны производитель отсека для установки камеры сгорания – ПАО «ОДК-УМПО» и генеральный подрядчик монтажных работ – ООО «Энергосервис».

С ноября 2020 по май 2021 года произведен демонтаж старого оборудования, осуществлена поставка воздушных компрессоров, подогревателей воздуха, газодожимной компрессорной станции, АСУ ТП и АИС. С мая 2021 по октябрь 2023 года выполнены монтажные работы в соответствии с проектной документацией.

В октябре 2022 года параллельно с монтажными работами с поэлементной приемкой комплектующих начались пусконаладочные работы (головная пусконаладочная организация «ВТИ-Энергоналадка»). В четвертом квартале 2023 года осуществлен завершающий этап



Рис. 3.

Компрессоры SM6000-2250-TYPE1 на испытательной станции камер сгорания (ИСКС)

– установка отсека с камерой сгорания турбины ГТЭ-65.1, комплексное опробование и метрологическая аттестация стенда.

В итоге, стенд с указанными выше параметрами, оборудованный дистанционным автоматизированным управлением, с полным правом можно называть уникальным, поскольку аналогов ему в России нет. В строй введен специализированный исследовательский комплекс высокого (в том числе и по мировым меркам) уровня с самыми широкими возможностями для отработки конструкций самых сложных и напряженных по тепловой нагрузке узлов газотурбинных энергетических установок (рис. 1).

Основное оборудование стенда:

- отсек огневых испытаний камер сгорания;
- системы подготовки, подачи и отвода рабочих и технологических сред:
 - воздухообеспечения,
 - газоснабжения,
 - подготовки и подачи дизельного топлива,
 - технической воды и водяного охлаждения,
 - дистиллированной воды,
 - газоотведения,
 - вентиляции;
- система автоматизированного управления технологическими и исследовательскими параметрами;
- вспомогательные системы.

Отсек огневых испытаний камер сгорания

Основной частью стенда является отсек огневых испытаний камер сгорания. Он представляет собой закрытый корпус и предназначен для размещения в нем полноразмерной модели трубчато-кольцевой камеры сгорания турбины ГТЭ-65.1 (рис. 2). Отсек разработан ПАО «ОДК-УМПО» и изготовлен АО «Силовые машины».

Основные элементы отсека:

- наружный корпус;
- внутренний корпус;
- мерный участок;
- переходной участок;
- регулирующее устройство;
- рама.

Каждый элемент отсека имеет свое назначение. Наружный корпус предназначен для установки в нем исследуемой камеры сгорания, он имитирует полость кольцевого канала камеры сгорания. В корпусе предусмотрены технологические лючки для вывода исследовательской оснастки и проведения контрольных осмотров испытуемого объекта.

Внутренний корпус предназначен для корректного распределения полей давления и скоростей внутри отсека и для закрепления исследуемой камеры сгорания внутри корпуса

отсека, он имитирует закомпрессорный диффузор и полость кольцевого канала.

Мерный участок служит для измерения полей температур и полного давления газового потока на выходе из модели камеры сгорания. Он представляет собой канал-сектор (60 градусов) длиной ~370 мм. Стенки канала водоохлаждаемые. По ходу движения продуктов сгорания установлены 5 водоохлаждаемых имитаторов сопловых лопаток (1 ряд). На входной кромке имитаторов сопловых лопаток равномерно установлены по 4 термпары и по 3 импульсные трубки для измерения полного давления. Переходной участок предназначен для стыковки с регулирующим устройством. Он состоит из переходника и выходного конуса с водоохлаждаемыми стенками.

Регулирующее устройство используется для регулирования перепада давления воздуха на входе и продуктов сгорания на выходе испытываемой камеры сгорания. Регулирование происходит с помощью поворотной дроссельной заслонки, управляемой электроцилиндром Exlag Tritex. Охлаждение – водяное. На входе в регулирующее устройство установлены пробоотборники для определения состава продуктов сгорания.

Система воздухообеспечения

Система воздухообеспечения предназначена для обеспечения стенда воздухом давлением до 2,5 МПа и температурой до 420 °С. Источником воздухообеспечения служит компрессорная станция, состоящая из 4-х центробежных компрессоров SM6000-2250-TYPE1 (рис. 3) и расположенная в компрессорном зале здания испытательной станции камер сгорания (ИСКС). Подвод воздуха к компрессорам производится из окружающей среды через камеру забора воздуха и всасывающие воздуховоды компрессоров. Каждый компрессор имеет эффективный диапазон регулирования по производительности от 4,73 до 6,67 кг/с в номинальном (90 % открытия ВНА) и до 7 кг/с в максимальном режиме (100 % открытия ВНА) при давлении 2,5 МПа.

Компрессорная станция обеспечивает расход суммарно от 18,9 до 26,7 (28) кг/с. При давлении 2,0 МПа каждый компрессор имеет эффективный диапазон регулирования по производительности от 3,8 до 6,67 (7) кг/с, компрессорная станция суммарно от 15,2 до 26,7 (28) кг/с. Сбросом части сжатого воздуха через антипомпажный клапан обеспечивается расширение глубины регулирования компрессора от 0,33 до 6,67 (7) кг/с.

Каждый компрессор имеет собственную САУ ВК, поддерживающую заданное давление

в сети путем открытия/закрытия входного регулирующего направляющего аппарата (ВНА). Давление поддерживается в сети изменением уставки в диапазоне от 1,7 до 2,5 МПа. Уменьшение давления воздуха, подаваемого на стенд, достигается установкой на линии нагнетания редуктора. САУ обеспечивает защиту оборудования от ненормальных режимов работы (контроль тока электродвигателя, контроль температуры обмоток электродвигателя, уровень и температура смазочного масла, температура воздуха на входе в последнюю ступень, уровень вибрации на всех ступенях), а также защиту от превышения допустимого числа пусков (не более трех подряд). Температура воздуха на линии нагнетания компрессора составляет до 134 °С.

Передача данных на АСУ ТП стенда осуществляется по сети Ethernet. АСУ ТП стенда обеспечивает возможность пуска с пульта оператора и аварийной, дистанционной, ручной остановки компрессоров как с пульта оператора АСУ ТП, так и с локальных панелей управления (ЛПУ) компрессоров. На пульте оператора АСУ ТП отображается индикация состояния каждого компрессора, давления и температуры воздуха за компрессором, расхода воздуха каждого компрессора.

Сжатый воздух от компрессоров по трубопроводам DN150/200 поступает в общий коллектор DN400. На каждом трубопроводе последовательно по ходу среды установлены: датчик замера давления; обратный клапан; датчики замера температуры и замера давления; устройство измерения расхода DN100 с переходами; редуктор (регулирующий клапан) с электрическим приводом. Сбросом части сжатого воздуха через регулирующий клапан обеспечивается расход воздуха на входе в стенд в диапазоне от 0,01 до 0,5 кг/с.

Для имитации нагрева воздуха в компрессоре ГТУ используются 4 блока электрических подогревателей НО 250А380-ПР-163 в количестве 42 шт. (рис. 4). Каждый подогре-

Рис. 4. Подогреватели воздуха





Рис. 5.
Дожимная компрессорная станция COMPEX-SF-1250 и пункт учета расхода газа

ватель номинальной мощностью 250 кВт обеспечивает нагрев проходящего через него воздуха до температуры +420 °С и кратковременно, (до одного часа) +470 °С. Рядом с каждым подогревателем расположен отдельный шкаф питания и управления, обеспечивающий автоматическое поддержание температуры, регулирование, блокировку при перегреве среды и нагревательных элементов. Все шкафы каждой группы программно объединены в единую систему управления процессом нагрева САУ ПВ.

Система газоснабжения

Система газоснабжения предназначена для снабжения стенда топливным газом с заданными параметрами. Топливный газ подается в систему газоснабжения от газового распределительного пункта ПК «Турбоатомгаз» с давлением 0,6 МПа (абс.). Повышение давления топливного газа обеспечивает дожимная компрессорная станция COMPEX-SF-1250-N-34-Ex (рис. 5), расположенная в утепленном блок-контейнере за пределами корпуса испытательной станции камер сгорания. ДКС представляет собой газоперекачивающий агрегат с дополнительными системами, обеспечивающими ее надежную и безопасную работу. Основным элементом ДКС является специально разработанный для сжатия промышленных газов вин-



Рис. 6.
Блок газообразного топлива в испытательном зале

товой компрессор. Природный газ сжимается до давления 3,5 МПа (абс.) при расходе до 2 кг/с, после чего подводится к стенду (рис. 6).

Система подготовки и подачи дизельного топлива

Дизельное топливо для снабжения стенда подается из трех баков общей емкостью 27 м³. Кроме них, в систему газоснабжения входят бак аварийного слива топлива, насосные первого и второго подъема. Давление топлива на стенде не превышает 10 МПа (абс.). После проведения испытаний камеры сгорания на газообразном топливе, возможно, будет принято решение о повышении давления в системе подачи жидкого топлива.

Система технической воды и водяного охлаждения

Система предназначена для охлаждения узлов стенда, компрессоров и дожимной компрессорной станции. Система выполнена по схеме оборотного водоснабжения и включает в себя четыре мокрые блочные вентиляторные градирни, насосную циркуляционных насосов, циркуляционные трубопроводы обвязки градирен и охлаждаемого оборудования. Вода для заполнения и подпитки системы охлаждения подается от производственно-пожарного водопровода. Общая производительность системы составляет 1375 м³/ч.

В системе установлены три блочные вентиляторные градирни VR2S-5-SFG-V производительностью по 375 м³/ч и одна VR1-S-5-SUT-T производительностью 250 м³/ч (рис. 7). Градирни установлены на металлоконструкциях с площадками обслуживания на отметке +3,5 м относительно пола испытательной станции камер сгорания. Каждая градирня отключается задвижками от коллекторов циркуляционной воды. Градирни имеют трубопровод перелива и опорожнения с отводом воды в промливневую канализацию.

Подпитка системы осуществляется от производственно-пожарного водопровода через электроприводной регулирующий клапан, управляемый по уровню воды в поддонах градирен. Подпитка подается в обратный циркуляционный водовод от градирен. Система снабжена байпасом градирен для запуска системы и предпускового подогрева воды, а также отключения части градирен в зимний период для уменьшения теплоотдачи и исключения их расхолаживания.

Циркуляционная насосная размещается в новой пристройке к зданию испытательной станции камер сгорания. В ней размещаются: прямик с коллекторами циркуляционных водоводов к градирням; три циркуляционных насоса охлаждения компрессоров с напором 45 м

и расходом по 375 м³/ч; насос охлаждения узлов стенда с напором 78 м и расходом 250 м³/ч; насос охлаждения ДКС, повышающий давление с 0,45 до 0,6 МПа с расходом 70 м³/ч; самоочищающиеся автоматические фильтры тонкой очистки ФА-11.

Система дистиллированной воды

Система предназначена для охлаждения имитаторов соплового аппарата, установленных в мерном участке стенда.

Вода в систему поступает из питьевого водопровода ($G_{в} = 3 \text{ м}^3/\text{ч}$) и очищается путем ее дистилляции в трех электрических дистилляторах ДЭ-130 производительностью по 130 л/ч, после чего насосом подается в бак хранения. Далее насосом CRN 10-14 с напором 120 м и расходом 10 м³/ч вода подается на стенд.

Система газоотведения

Системой газоотведения осуществляется отвод продуктов сгорания от стенда. В процессе свободного истечения к продуктам сгорания в специально построенной камере подсоса с эжектором к ним подмешивается холодный воздух с улицы, охлаждая их до температуры не более 450 °С. Далее по горизонтальной изолированной трубе диаметром 1400 мм продукты сгорания поступают в шахту шумоглушения.

АСУ ТП

Для управления стендом испытаний камер сгорания создана автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП ИСКС) (рис. 8, 9). Она создана на базе современных средств измерения и микропроцессорной техники и построена как многоуровневая, иерархически распределенная система в соответствии с технологической структурой объекта управления.

Функционально АСУ ТП ИСКС включает в себя встроенные подсистемы, которые реализуют функции в соответствии с занимаемым уровнем в иерархии системы управления.

АСУ ТП строится в виде трехуровневой системы управления:

- верхний уровень обеспечивает функции отображения информации, дистанционного управления, протоколирования и архивирования, настройки и диагностики оборудования ПТК;
- средний уровень служит для обеспечения функций сбора и первичной обработки информации, автоматического управления, регулирования, защит, блокировок;
- нижний уровень представляет собой совокупность полевых устройств, т.е. датчиков технологических параметров, электроприво-



Рис. 7.
Вентиляторные градирни

дов запорной и регулирующей арматуры, локальных микропроцессорных устройств и прочее.

На верхнем уровне на автоматических рабочих местах операторов АСУ ТП ИСКС контролируется ход эксперимента, осуществляется связь с нижними уровнями, обеспечивается отображение и мониторинг параметров проводимого эксперимента, состояния запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) и механизмов собственных нужд (МСН).

На среднем уровне программно-техническим комплексом (ПТК) производится измерение, преобразование, обработка сигналов от датчиков и средств измерений, находящихся на нижнем уровне. Происходит формирование сигналов управления ЗРА и МСН в соответствии с заданными алгоритмами регулирования, аварийных защит и блокировок, а также осуществляется передача информации на верхний уровень средствами сетевого обмена.

На нижнем уровне производится измерение физических параметров эксперимента и преобразование их в электрические сигналы, поступающие на входы устройств управления среднего уровня, а также исполнение команд управления ЗРА и МСН в соответствии с сигналами, поступающими со среднего уровня.

Рис. 8.
Пульт управления стендом

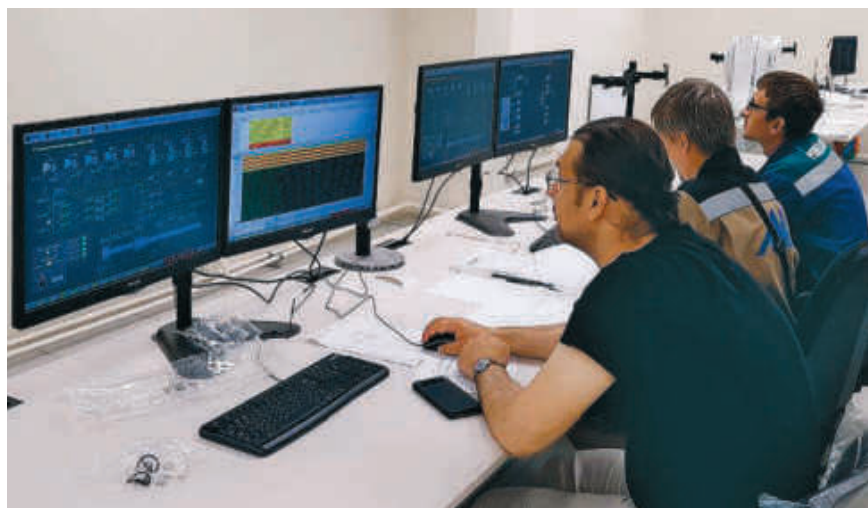
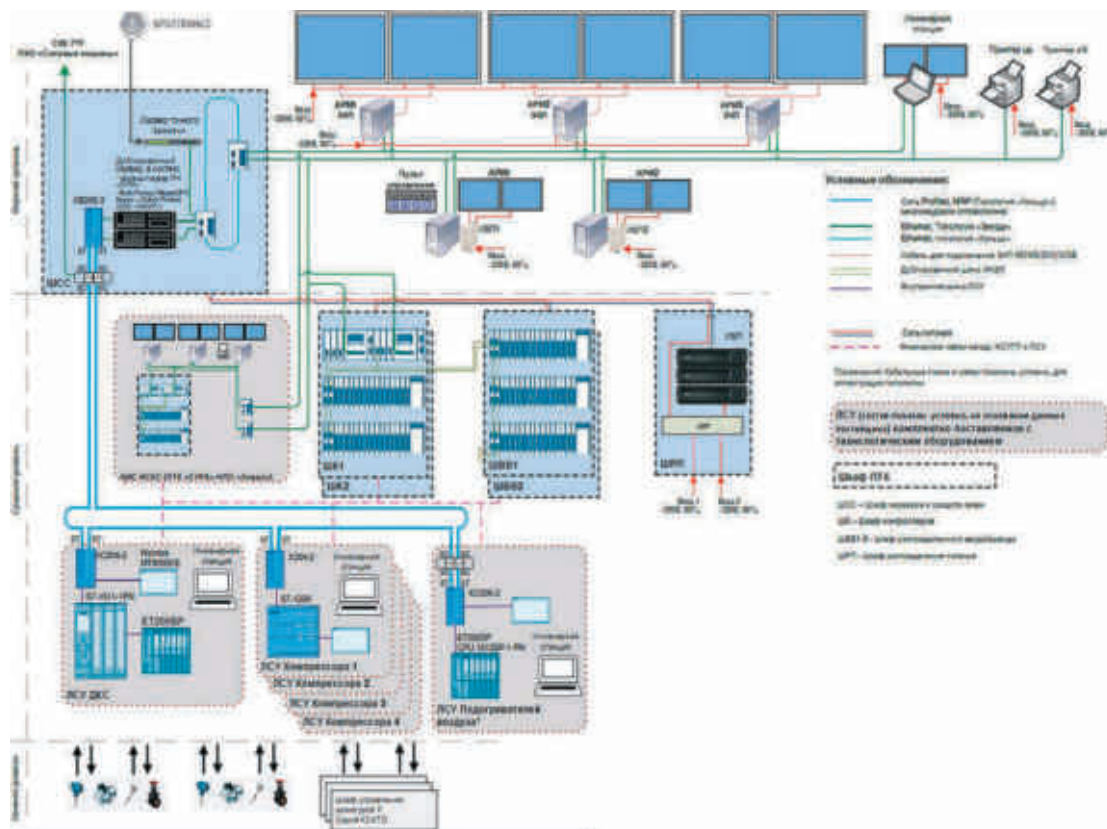


Рис. 9.
Структурная схема
АСУ ТП ИСКС



АСУ ТП разработана специалистами по системам автоматики АО «Силловые машины» и изготовлена заводом «Реостат». Для проекта было выбрано ПТК «Сура» производства АО «Элара».

Взаимодействие ПТК АСУ ТП с локальными системами управления (ЛСУ) и со смежной автоматизированной исследовательской системой (АИС) осуществляется по сети Ethernet. Передача данных между ПТК и ЛСУ, ПТК и АИС, ответственных команд, параметров и сигналов состояния выполняется по физическим каналам связи унифицированными сигналами 4...20 мА «сухой контакт».

ПТК в процессе эксплуатации постоянно контролирует свое состояние средствами самодиагностики. Самодиагностика выявляет воз-

никновение отказа с точностью до типового элемента. При выявлении любой неисправности ПТК формирует предупредительную сигнализацию.

АСУ ТП контролирует целостность ответственных каналов ввода/вывода измерений на обрыв или короткое замыкание. Для особо ответственных параметров осуществляется дополнительная диагностика достоверности измерений и состояний.

Система допускает последующее расширение и модернизацию, для этого предусмотрен резерв: свободное пространство для модулей ввода/вывода, свободных каналов в мультиканальных модулях ввода/вывода, свободных клемм в кроссовых шкафах, вычислительной мощности.

Табл. 2.
Перечень параметров
измерений стенда испытаний
камер сгорания, поступающих
в АИС АО «Силловые машины»

№ п/п	Тип датчика	Количество сигналов
1	Термопары К, В / Термометры сопротивления 50М, 100П	374
2	Датчики давления	66
3	Датчики положения привода регулирующего устройства	3
4	Отборы пробы на эмиссию газоанализатора	5
5	Датчик пламени	5
6	Релейные выходы в АСУ	16
7	Акселерометр	18
8	Датчики пульсации давления	4

Автоматизированная исследовательская система (АИС)

Для измерения физических характеристик исследуемых объектов при проведении испытаний на стенде огневых испытаний камер сгорания, преобразования измеренных значений (табл. 2), обработки и представления измеренной информации для анализа предназначена автоматизированная исследовательская система.

АИС (рис. 10) разработана и изготовлена компанией «Элара». Она создана на базе современных средств измерения и микропроцессор-

ной техники и иерархически состоит из трех уровней:

- нижний уровень (сенсоры, датчики, контрольно-измерительные приборы и др.);
- средний уровень (модули ввода/вывода и др.);
- верхний уровень (серверы, сетевое оборудование, операторские станции и др.).

На нижнем уровне производится измерение физических параметров эксперимента и преобразование их в электрические сигналы, поступающие на входы устройств управления на второй уровень.

На среднем уровне программно-техническим комплексом производится измерение, преобразование, обработка сигналов от датчиков и средств измерений, находящихся на нижнем уровне, в соответствии с заданными алгоритмами, а также осуществляется передача информации на верхний уровень средствами сетевого обмена.

На верхнем уровне контролируется ход эксперимента, обеспечивается связь с нижними уровнями, визуализация и мониторинг параметров эксперимента на АРМ исследователей.

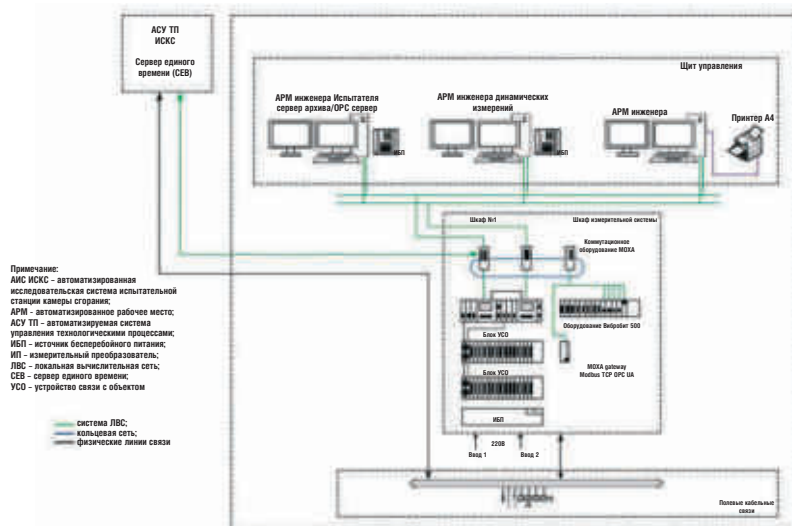
При создании АИС закладывалась возможность расширения функциональных возможностей. Это осуществляется за счет замены или добавления отдельных блоков и модулей и соответствующего изменения и/или дополнения программного обеспечения.

Исследовательская система выполняет следующие функции:

- измерение физических параметров эксперимента с использованием современных средств измерения;
- контроль достоверности информации, поступающей с объекта исследований, и отбраковка недостоверной информации;
- представление информации на дисплеях в объеме, достаточном для контроля за работой;
- сигнализация отклонения основных параметров от заданных уставок;
- сигнализация задержки отработки алгоритмов с указанием на дисплее причин;
- регистрация аварийных событий;
- хранение результатов измерений с возможностью просмотра архивов, формирования трендов и отчетов.

Вспомогательные системы

Вспомогательные системы предназначены для обеспечения надежной, безопасной эксплуатации как самого стенда, так и основных систем. Стенд оснащен автоматизированными системами приточной и вытяжной вентиляции, автоматической пожарной сигнализацией, авто-



матическими установками пожаротушения. Автоматизированная система газового анализа предупреждает об утечках природного газа и жидкого топлива.

Рис. 10.
Структурная схема АИС ИСКС

Заключение

Созданный в АО «Силовые машины» стенд позволяет проводить испытания натуральных низкоэмиссионных камер сгорания на полные эксплуатационные параметры, включая испытания при различных климатических условиях, что позволит проводить автономные испытания и доводку трубчато-кольцевой камеры сгорания турбины ГТЭ-65.1 до проведения натурных испытаний головного образца ГТУ в условиях объекта эксплуатации. **□**

Список литературы

1. Лебедев А. С. Стенды испытательной станции для исследования низкоэмиссионных камер сгорания. / А. С. Лебедев, Н. Н. Пономарев // Газотурбинные технологии. – 2005 г. – № 5.
2. Лебедев А. С. Результаты стендовых испытаний сегмента натурной кольцевой камеры сгорания ГТЭ-65 / А. С. Лебедев, А. Ф. Ведищев, Д. А. Козлов, Г. Л. Снятков, А. В. Юшкевич, В. Н. Гусев // Тяжелое машиностроение. – 2009 г. – № 3.
3. Ведищев А. Ф. Стендовые испытания горелочного устройства камеры сгорания ГТЭ-65 / А. Ф. Ведищев, Л. А. Данилец, Д. А. Козлов, Н. Н. Пономарев, Г. Л. Снятков // Газотурбинные технологии. – 2010 г. – № 5. – С. 22-25.
4. Лебедев А. С. Энергетические газовые турбины в России. Проекты и реальность / А. С. Лебедев // Рыбинск: ИД «Газотурбинные технологии», 2021. – 239 с. — ISBN 978-5-6045651-0-0.

Анализ аэродинамических свойств компрессора ГТЭ-170.1

М. Г. Михеев – начальник отдела, Mikheev_MG@power-m.ru

В. В. Шипунов – инженер-конструктор 2-й категории, Shipunov_VV@power-m.ru
АО «Силовые машины»

Ключевые слова:

газотурбинная установка, компрессор, лопаточные машины, трехмерная вычислительная газовая динамика, аэродинамика, характеристика компрессора, NUMECA Fine/Turbo, 3D-CFD, ГТЭ-170.1

Аннотация

В АО «Силовые машины» при проектировании компрессоров ГТЭ-170.1 и ГТЭ-170.2 для формирования и отработки газодинамических моделей применялось расчетное ПО ANSYS CFX. Для снижения рисков, связанных с обеспечением параметров компрессора, необходимо выполнить газодинамические расчеты в альтернативном ПО. В качестве такого ПО было выбрано NUMECA Fine/Turbo.

Для оценки влияния настроек расчетных моделей на параметры компрессора сформированы вычислительные сети с числом узловых точек 26 млн и 48 млн.

Сформированы расчетные модели с типом rotor-stator интерфейсов Mixing Plane и 1D Non-

Reflecting, а также в постановке нелинейного гармонического анализа.

В ходе сравнения результатов расчета компрессора для сформированных моделей, а также полученных в ПО ANSYS CFX выявлено существенное расслоение параметров как всего компрессора, так и отдельных венцов. Малые осевые зазоры компрессора ГТЭ-170.1 являются причиной расслоения результатов расчета, полученных для расчетов с типом rotor-stator интерфейсов Mixing Plane и 1D Non- Reflecting. Для дальнейшего исследования компрессоров ГТЭ-170.1 и ГТЭ-170.2 в ПО NUMECA Fine/Turbo выбрана модель с числом узловых точек вычислительной сети 48 млн, а также интерфейсами типа Mixing Plane.

Analysis of aerodynamic properties of the GTE-170.1 compressor

M. G. Mikheev – Head of Department, Mikheev_MG@power-m.ru

V. V. Shipunov – Design Engineer, Shipunov_VV@power-m.ru
Power Machines JSC

Key words:

gas turbine power plant, compressor, blade machines, three-dimensional computational gas dynamics, aerodynamics, compressor map, NUMECA Fine/Turbo, 3D-CFD, GTE-170.1

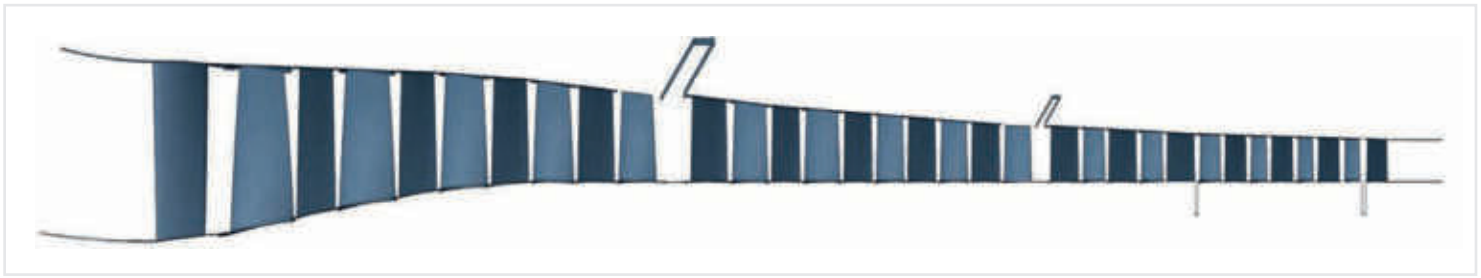
Abstract

At Power Machines JSC in the design of GTE-170.1 and GTE-170.2 compressors for the formation and development of gas dynamic models, the ANSYS CFX software were used for development of gas-dynamic models. To reduce the risks of provision of compressor parameters, it is necessary to perform gas dynamic calculations in alternative software. NUMECA Fine/Turbo was selected as this software.

To assess the impact of the settings of the calculation models on the compressor parameters, grids with the number of nodal points of 26 and 48 million were formed. Computational models with the two types of rotor-stator interfaces such as Mixing Plane and 1D Non-

Reflecting are formed, as well as nonlinear harmonic analysis model.

During the comparison of the compressor calculation results for the generated models, as well as the results obtained in the ANSYS CFX software, a significant difference of the parameters of the entire compressor and individual stages was revealed. The small axial clearances of the GTE-170.1 compressor are the reason for the difference of the calculation results obtained for calculations with the Mixing Plane and 1D Non-Reflecting types of rotor-stator interfaces. For further research of GTE-170.1 and GTE-170.2 compressors in the NUMECA Fine/Turbo software, a model with the grid with the 48 million of node points and Mixing Plane interfaces was selected.



Внедрение современных трехмерных газодинамических расчетов в практику проектирования компрессоров, с одной стороны, позволило повысить достоверность результатов расчета и, как следствие, нагруженность элементов компрессора. С другой стороны, для поддержания достоверности используемых расчетных средств необходимо постоянно изучать влияние свойств расчетных моделей на параметры исследуемых компрессоров.

Так, в период с 2018 по 2021 год в АО «Силловые машины» осуществлялась разработка компрессора ГТЭ-170.1 [1]. Это осевой 16-ступенчатый компрессор с отборами воздуха за рабочими колесами (РК) 5, 10, 16 ступеней и направляющими аппаратами (НА) 12 ступени (рис. 1). В ходе разработки компрессора выполнялись работы по формированию и отработке расчетных газодинамических моделей в ПО ANSYS CFX и NUMECA Fine/Turbo. По результатам проведенной работы в ПО ANSYS CFX была получена модель, прогнозирующая близкие к ожидаемым параметры компрессора [2]. В связи с возникшими сложностями в реализации целевых параметров компрессора в ПО NUMECA Fine/Turbo и ограниченным временем в качестве модели для дальнейшего прогнозирования характеристик была выбрана модель, созданная в ПО ANSYS CFX.

В настоящее время в АО «Силловые машины» ведется разработка ГТЭ-170.2 [1], компрессор которой является дальнейшей модернизацией компрессора ГТЭ-170.1. При разработке компрессора ГТЭ-170.2 использовалась ранее отработанная модель ГТЭ-170.1 в ПО ANSYS CFX [3]. Для снижения риска необеспечения параметров компрессора, спрогнозированных ПО ANSYS CFX, необходимо подтверждение данных параметров в альтернативном ПО. В связи с этим было принято решение о продолжении работы по формированию и отработке расчетной модели компрессора ГТЭ-170.1 в ПО NUMECA Fine/Turbo с целью последующего ее использования для оценки параметров компрессора ГТЭ-170.2.

Целью представленной работы является формирование подходов к построению расчет-

ных газодинамических моделей многоступенчатых компрессоров газотурбинных энергетических установок в ПО NUMECA Fine/Turbo, а также к изучению свойств данных моделей.

Формирование расчетной модели

В ходе проведенной работы были сформированы две модели вычислительной сети в ПО NUMECA AutoGrid5 [4] с разным количеством узловых точек, а именно, 26 млн и 48 млн. Радиальный зазор над лопатками РК моделировался явно, число элементов в радиальном зазоре по высоте канала равно 17 [5]. На их базе были сформированы расчетные модели. Изображение вычислительной сети на поверхностях тракта проточной части компрессора с 26 млн узловых точек (1–4-я ступени) представлено на рис. 2.

В качестве входных граничных условий использовались параметры полного давления P^* , полной температуры T^* , турбулентной кинетической энергии k , скорости диссипации турбулентной кинетической энергии ε . Неравномерность параметров по высоте канала не учитывалась. Точки характеристики компрессора обеспечивались за счет варьирования параметра статического давления P на втулочном радиусе. Отборы воздуха задавались в относительном виде от массового расхода на входе в компрессор.

Расчеты компрессора ГТЭ-170.1 выполнялись в ПО NUMECA Fine/Turbo [4] при применении дифференциальной модели турбулентности $k-\varepsilon$ (extended wall function) [6, 7], в стационарной постановке.

Рис. 1.

Схема компрессора турбины ГТЭ-170.1

Рис. 2.

Вычислительная сеть на поверхностях тракта 1-4-й ступени проточной части компрессора



Модель	Msh1_MixP_ID32	Msh1_NR_ID32	Msh1_MixP_ID42	Msh1_NR_ID42	Msh1_NLH_ID32	Msh2_MixP_ID32
Общее количество узловых точек, млн.	~26					~48
Среднее количество узловых точек в 1РК-16РК, млн	0,93					1,59
Среднее количество узловых точек в 1НА-16НА, млн	0,65					1,23
Средний показатель величины Y^+ ($Y^+_{\text{сп}}$ ($Y^+_{\text{макс}}$))	<1,5 (<3)					<1,5 (<3)
Учет галтелей	Не учитывались					Явное моделирование
Тип rotor-stator интерфейса	Mixing plane	1D Non Reflecting	Mixing plane	1D Non Reflecting	Нелин. гарм. анализ	Mixing plane
IDISMO	IDISMO 32	IDISMO 32	IDISMO 42	IDISMO 42	IDISMO 32	IDISMO 32
Рабочее тело	Реальный газ, воздух $C_p=var$					
Модель турбулентности	k-ε (extended wall function)					
Учет радиальных зазоров	Явное моделирование					

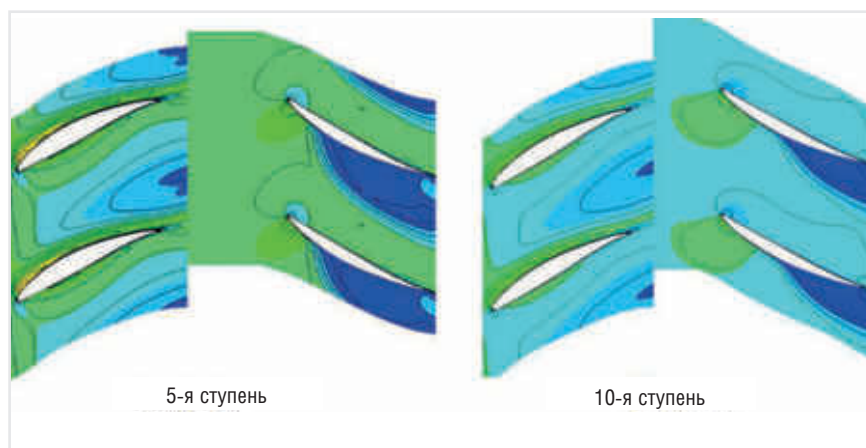
Табл. 1.
Основные параметры сформированных расчетных моделей

В рамках трехмерных газодинамических расчетов исследовалось влияние типа rotor-stator интерфейса на параметры компрессора. Были рассмотрены типы rotor-stator интерфейсов Mixing Plane и 1D Non-Reflecting, также выполнен расчет характеристики в постановке нелинейного гармонического анализа [8–11].

Проведено исследование дополнительных настроек ПО, а именно – влияние параметра диссипации вдоль физических границ домена. В ПО NUMECA Fine/Turbo данному параметру соответствует настройка IDISMO, где IDISMO 32 – отсутствие диссипации вдоль физических границ домена, а также сниженный уровень диссипации рядом со стенками; IDISMO 42 – отсутствие диссипации вдоль физических границ домена, а также отсутствие диссипации четвертого порядка рядом со стенками [4].

В табл. 1 представлены наименования и основные параметры сформированных расчетных моделей.

Рис. 3.
Распределение полей числа Маха в 5-й и 10-й ступенях при отборе воздуха в домене направляющего аппарата (НА)



Результаты предварительного расчета

В ходе предварительных расчетов компрессора на проектной частоте вращения ротора при использовании модели Msh1_MixP_ID32 было выявлено наличие отрывных явлений в направляющих аппаратах (НА) 5- и 10-й ступеней по всей высоте лопатки. Данное обстоятельство не позволяло завершить расчет напорной ветви характеристики в полном объеме.

При анализе результатов предварительных расчетов было выявлено, что на наличие отрыва потока в данных венцах влияет положение rotor-stator интерфейса в доменах с отбором воздуха. При расположении интерфейса вблизи выходной кромки РК, т.е. отбор воздуха находится в домене НА, имеет место отрыв потока в лопатке НА. На рис. 3 показано распределение полей числа Маха в 5-й и 10-й ступенях при отрыве потока в НА. Смещение интерфейса ближе к входной кромке НА приводит к устранению отрыва (рис. 4). В дальнейших исследованиях во всех расчетных моделях отбор воздуха за 5-м и 10-м РК располагался в доменах РК.

Важно заметить, что параметр диссипации на физических границах домена IDISMO также влияет на наличие отрыва в 5 и 10 НА: при расположении отбора воздуха в домене НА и значении параметра IDISMO=32 отрыв присутствует, при значении параметра IDISMO=42 отрыв отсутствует.

Результаты расчета характеристики компрессора

По результатам расчета компрессора ГТЭ-170.1 с использованием вышеописанных моделей получена характеристика компрессора на относительных частотах вращения ротора:

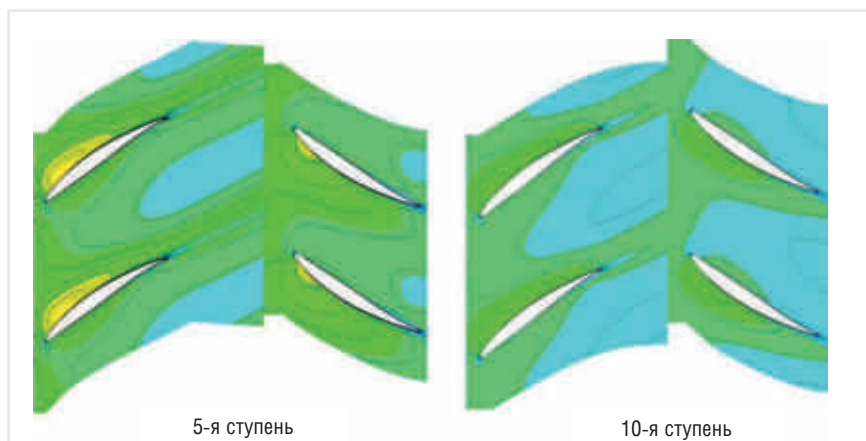
$\eta_{пр.отн} = 90, 96, 100 \%$. Характеристика компрессора рассчитывалась в приведенных параметрах. С учетом режимов работы ГТЭ-170.1 особый интерес представляет расчет характеристики компрессора в определенных эксплуатационных условиях. Для данного расчета параметры потока на входе (полная температура и давление) и частота вращения ротора задавались в соответствии с реальными эксплуатационными значениями.

Характеристика компрессора, полученная для исследуемых моделей, представлена на рис. 5, 6. Также на рисунок нанесена прогнозируемая рабочая линия компрессора и характеристика, рассчитанная в ПО ANSYS CFX [1]. Помимо прогнозируемой рабочей линии, на рисунок нанесена теоретическая граница ГДУ компрессора, отстоящая от рабочей линии на $\Delta K_y = 12 \%$. Принято, что напорные ветви моделей, целиком находящиеся ниже данной линии, не подвергаются исследованию из-за недостаточных запасов ГДУ.

Как видно из рис. 5 и рис. 6, характеристика имеет существенное расслоение параметров степени повышения полного давления $\pi^*_{к}$, приведенного расхода воздуха $G_{в.пр}$ и адиабатического КПД компрессора η^* для каждой из рассмотренных моделей. Различие же результатов расчета характеристики для физических и приведенных параметров минимально для приведенной частоты вращения $\eta_{пр.отн} = 96 \%$. Также стоит заметить наличие разрыва характеристики на частоте вращения $\eta_{пр.отн} = 90 \%$ для моделей Msh1_MixP_ID32 и Msh1_MixP_ID32 в физических условиях. Разрыв этих напорных ветвей вызван отрывом потока во входной группе ступеней для данных моделей.

В табл. 2 дано сравнение основных параметров компрессора вдоль рабочей линии для всех рассмотренных моделей в относительном виде. В качестве базовой модели, относительно которой рассматривались параметры компрессора, выбрана модель Msh2_MixP_ID32. Этот выбор обусловлен тем, что полученные на данной модели параметры компрессора лучше всего коррелируют с результатами ранее отработанной в соответствии с компрессором прототипом модели в ПО ANSYS CFX.

Как видно из табл. 2 и рис. 5, наилучшее совпадение с результатами, полученными в ПО ANSYS CFX, показывает модель Msh2_MixP_ID32. Также стоит заметить повышенные значения запаса ГДУ ΔK_y и КПД компрессора η^* для моделей Msh1_NR_ID32 и Msh1_NR_ID42. Расчеты, выполненные в постановке нелинейного гармонического



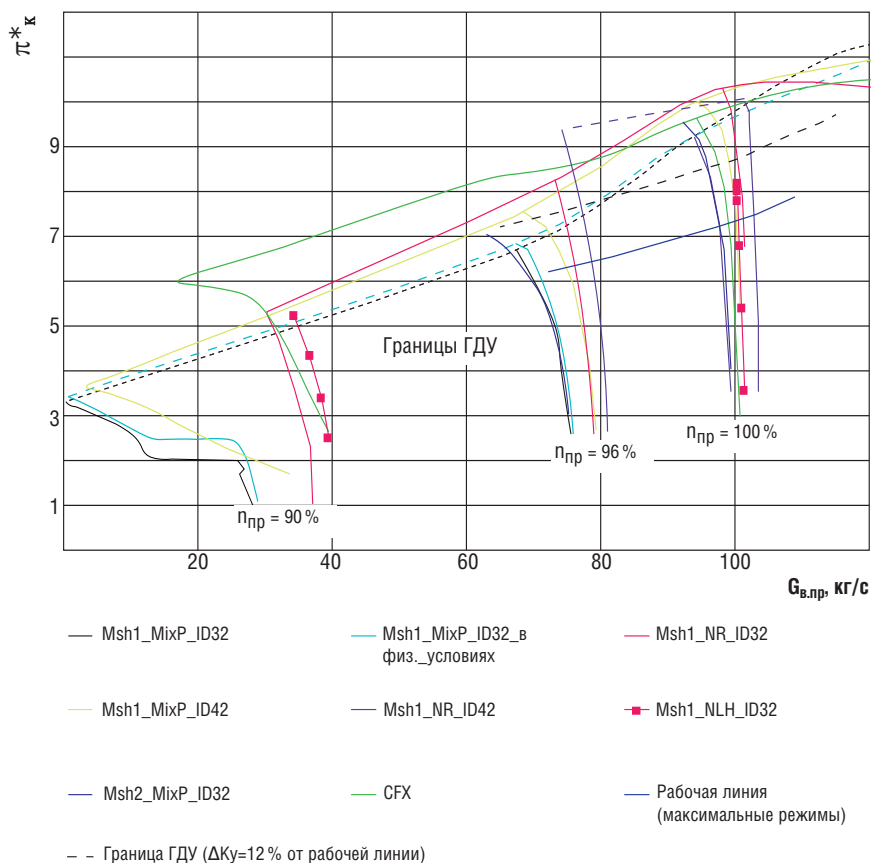
анализа, демонстрируют существенный дефицит запасов ГДУ. Данное обстоятельство требует дополнительного изучения.

Анализ параметров венцов

Исходя из вышеупомянутого факта расслоения характеристик компрессора был выполнен анализ распределения параметров компрессора по ступеням. На рис. 7 представлено распределение по ступеням степени повышения полного давления $\pi^*_{ст}$, адиабатического КПД $\eta^*_{ст}$, коэффициентов потерь РК $\zeta_{РК}$ и НА $\zeta_{НА}$ для моделей Msh1_MixP_ID32, Msh1_NR_ID32, Msh1_MixP_ID42 и Msh2_MixP_ID32.

Рис. 4. Распределение полей числа Маха в 5-й и 10-й ступенях при отборе воздуха в домене рабочего колеса (РК)

Рис. 5. Расчетная характеристика компрессора



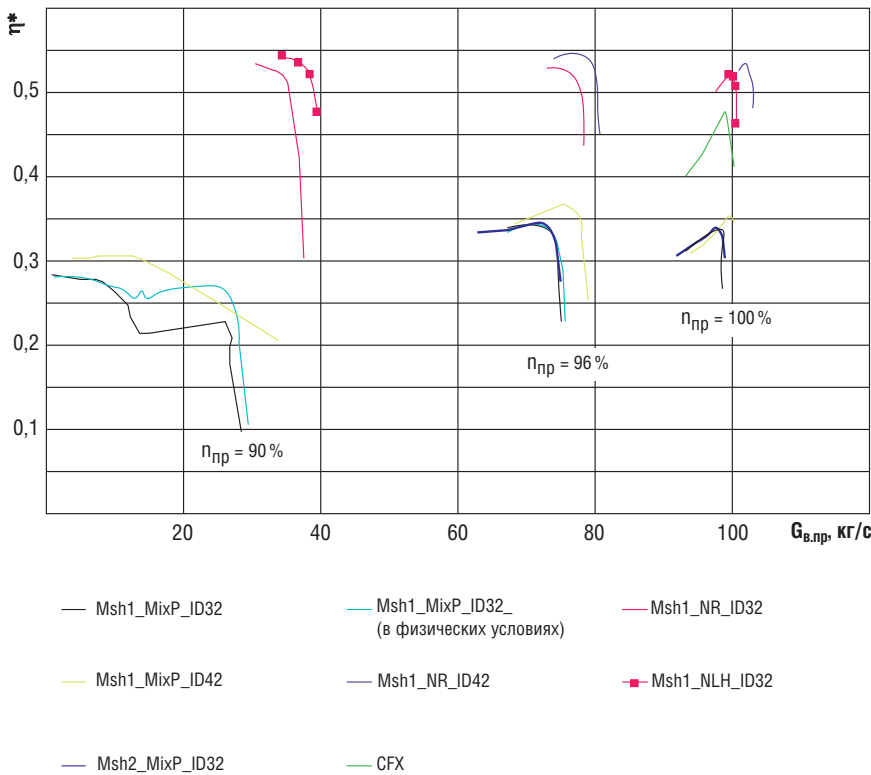


Рис. 6.
Расчетная характеристика
компрессора

Из рис. 7 видно, что модель Msh1_NR_ID32 обладает повышенным значением $\eta^*_{ст}$ практически для всех ступеней компрессора, коэффициенты $\zeta_{рк}$ и $\zeta_{на}$ при этом находятся на минимальном уровне относительно рассмотренных моделей. Данный факт вызван тем, что компрессор ГТЭ-170.1 обладает малыми осевыми зазорами во всех ступенях, что, в свою очередь, влияет на эффективность параметров венцов, полученных расчетным образом. Стоит отметить, что рассмотренные параметры первой ступени совпадают для всех моделей, так как она имеет большие осевые зазоры по сравнению с другими ступенями. Тип rotor-stator интерфейса 1D Non-Reflecting мало подвержен влиянию осевых зазоров, и, как следствие,

Табл. 2.
Сравнение основных
параметров компрессора
вдоль рабочей линии
для рассмотренных моделей

Модель	$\pi_{пр}=96\%$			$\pi_{пр}=100\%$		
	$\delta G_{в.пр}, \%$	$\delta \pi^*_{к}, \%$	$\Delta(\Delta K_y)$	$\delta G_{в.пр}, \%$	$\delta \pi^*_{к}, \%$	$\Delta(\Delta K_y)$
Msh1_MixP_ID32	0	0	-4,19	0	0	-3,05
Msh1_MixP_ID32 в физ. условиях	0,23	0,30	-3,01	0	0	-3,05
Msh1_NR_ID32	1,38	2,28	8,54	0,70	1,43	4,44
Msh1_MixP_ID42	1,11	1,88	2,99	0,50	0,98	2,98
Msh1_NR_ID42	1,94	3,27	18,71	1,01	2,14	1,16
Msh1_NLH_ID32	-	-	-	0,54	1,07	-14,83
Msh2_MixP_ID32	0	0	0	0	0	0
CFX	-	-	-	0,26	0,36	0,31

значения эффективности ступеней выше при использовании данного типа интерфейса.

Распределение степени повышения давления по ступеням идентично для всех рассмотренных моделей, однако во входной группе ступеней (1–5-я ступени) большую величину $\pi^*_{ст}$ имеют модели Msh1_MixP_ID32 и Msh2_MixP_ID32. В выходной группе ступеней (12–16-я ступени) большую величину $\pi^*_{ст}$ имеет модель Msh1_NR_ID32.

Отмеченные обстоятельства соответствуют тому, что применение моделей Msh1_MixP_ID32 и Msh2_MixP_ID32 приводит к повышению нагрузки входной группы и разгрузке выходной группы ступеней.

Выводы

1. Обоснована необходимость оценки газодинамических параметров компрессора в расчетном ПО NUMECA Fine/Turbo. Для данного ПО сформированы расчетные модели компрессора ГТЭ-170.1, необходимые для проведения газодинамических исследований и анализа параметров компрессора.

2. Выполнен расчет характеристики компрессора для всех сформированных моделей. Выполнена оценка влияния числа Рейнольдса на параметры компрессора. Выявлено расхождение характеристики компрессора при использовании различных моделей.

3. Выполнен анализ распределения параметров компрессора по ступеням для различных расчетных моделей. Выявлено, что осевые зазоры оказывают влияние на расхождение расчетных параметров компрессора для различных моделей.

4. В качестве базовой модели для дальнейших исследований компрессоров ГТЭ-170.1 и ГТЭ-170.2 принята модель Msh2_MixP_ID32. Сформированы подходы по формированию расчетных моделей других многоступенчатых компрессоров энергетических установок. **Д**

Список литературы

1. Фокин Н.И. Ключевые задачи проекта создания производства газовых турбин большой мощности и статус их реализации в АО «Силовые машины» / Н.И. Фокин, Н.О. Симин // Научно-технические проблемы широкого применения газотурбинных и парогазовых установок в электроэнергетике РФ: сборник докладов. – 2020 г. – С. 7-10.

2. Воробьев А.К. Газодинамический расчет осевого компрессора ГТЭ-170.1 в трехмерной постановке / А.К. Воробьев, Ф.А. Малышев // Научно-технические проблемы широкого применения газотурбинных и парогазовых установок в электроэнергетике РФ: сборник докладов. – 2020 г. – С. 116-118.

3. Воробьев А.К. Разработка высокоэффективной проточной части компрессора ГТЭ-170.2. / А.К. Воробьев, Ф.А. Малышев // Газотурбинные технологии. – 2022 г. – №6. – С. 30-33.

4. NUMECA Int., Flow Integrated Environment: User Manual // Numeca Int., Brussels, Belgium, 2014.

5. Recommendations for achieving accurate numerical simulation of tip clearance flows in transonic compressor rotors / Van Zante [et al.] // ASME J. Turbomach. – 1999. – №122(4). – pp. 733–742. – 10 p. DOI: 10.1115/1.1314609.

6. Hirsch Ch. Numerical computation of internal and external flows // Chichester: John Wiley & Sons. – 1990. – Vol. 2. – p. 691.

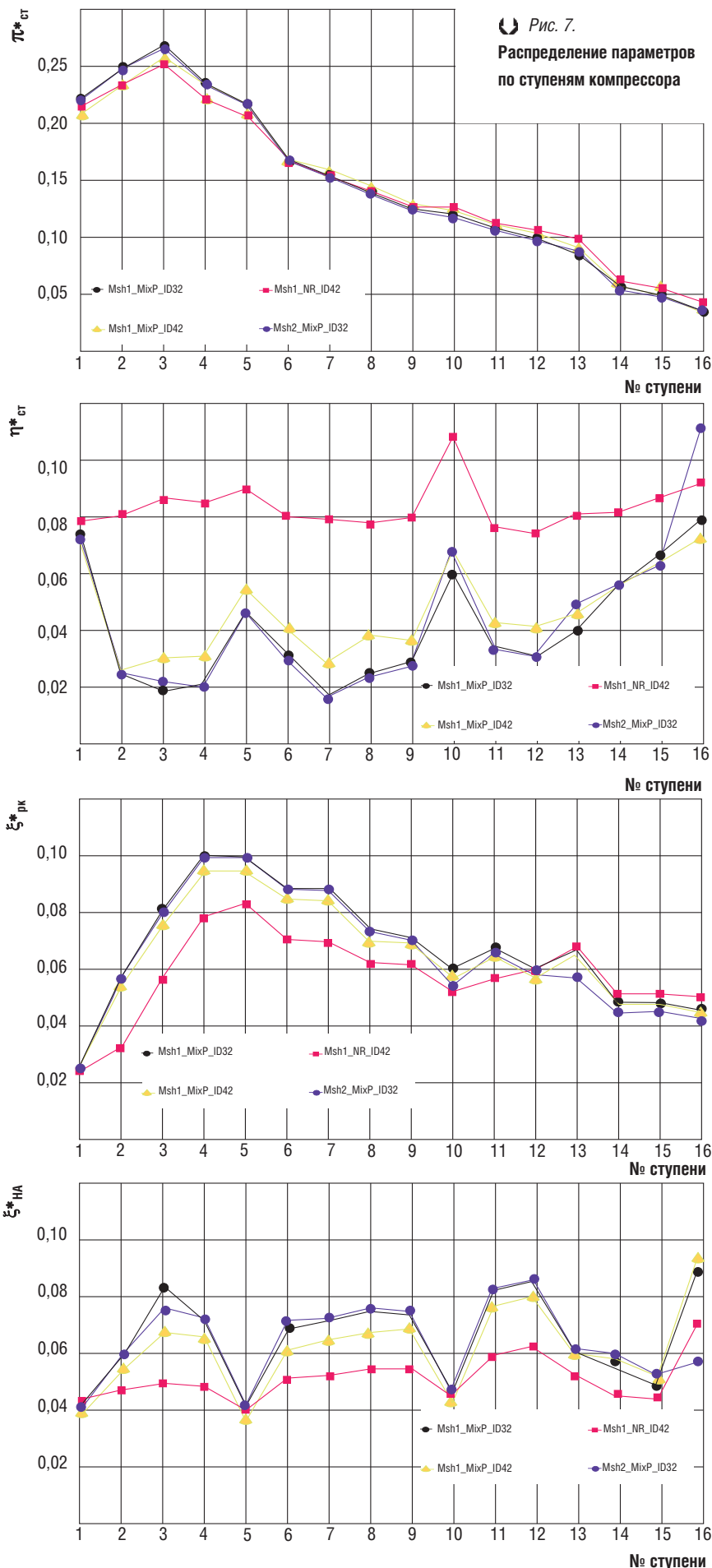
7. Hirsch Ch. Non-deterministic methodologies for uncertainty quantification in turbomachinery CFD, Numeca Int., Brussels. Pannel session // Proced. of ASME TURBO EXPO, Copenhagen. – 2012. – pp. 3–8.

8. Vilmin S. Unsteady Flow Modeling Across the Rotor/Stator Interface Using the Nonlinear Harmonic Method / S. Vilmin, E. Lorrain, C. Hirsch, M. Swoboda // ASME Paper GT– 2006-90210.

9. Vilmin S. Application of a nonlinear harmonic method to the simulation of clocking effects / S. Vilmin, E. Lorrain, C. Hirsch, M. Swoboda // ASME Paper GT–2009-59475.

10. Vilmin S. The nonlinear harmonic method: from single stage to multi-row effects / S. Vilmin, E. Lorrain, B. Tartinville [et al.] // International journal of computational fluid dynamics. – 2013. – Vol. 27. – pp. 88-99.

11. Vilmin S. The nonlinear harmonic method applied to the combined effects of multi-row unsteady flows / S. Vilmin, E. Lorrain, F. Debrabandere [et al.] // ASME Paper GT–2013-94847.



Вспомогательное оборудование газовой турбины ГТЭ-170 производства АО «Силовые машины»

В. В. Грачев – ведущий инженер-конструктор, Grachev_VV@power-m.ru
М. В. Тарасова – зам. начальника отдела, Tarasova_MV@power-m.ru
АО «Силовые машины»

Ключевые слова:

газотурбинная установка, вспомогательное оборудование, воздухозаборный тракт, блок аварийного жидкого топлива, блок газообразного топлива, система маслоснабжения

Аннотация

Эффективность безаварийной работы газотурбинной установки в значительной мере зависит от вспомогательного оборудования. Для того чтобы обеспечить оптимальные технические характеристики газовой турбины и определить возможность импортозамещения зарубежного вспомогательного оборудования, требуется валидация устанавливаемого оборудования на основе расчетов, анализа инновационных технических решений и возможности его изготовления.

С этой целью выполнен анализ конструкции воздухозаборного тракта и проведен аэродинамический расчет воздухозаборной системы. В результате определены возможные оптимальные

гидравлические потери воздухозаборного тракта, выработана стратегия повышения качества очистки воздуха и обеспечен равномерный и прогнозируемый рост перепада давления без существенного увеличения стоимости воздухозаборной системы.

Изучена конкурентоспособность вспомогательных систем ГТЭ-170. В результате выявлены передовые разработки на примере блока аварийного жидкого топлива, отвечающие современному изобретательскому уровню и промышленной применимости.

Рассмотрена возможность замены вспомогательного оборудования зарубежных производителей отечественными аналогами.

Auxiliary equipment of GTE-170 gas turbine manufactured by Power Machines JSC

V. V. Grachev – Leading Design Engineer, Grachev_VV@power-m.ru
M. V. Tarasova – Deputy Head of the Department, Tarasova_MV@power-m.ru
Power Machines JSC

Key words:

gas turbine plant, auxiliary equipment, air intake system, emergency liquid fuel block, gaseous fuel supply unit, oil supply system

Abstract

The efficiency of trouble-free operation of a gas turbine plant largely depends on the auxiliary equipment. To ensure optimal technical characteristics of a gas turbine and to determine the possibility of import substitution of foreign auxiliary equipment, validation of the installed equipment is required based on calculations, analysis of innovative technical solutions and the possibility of its manufacture.

For this purpose an analysis of the design of the air intake path was carried out and an aerodynamic calculation of the air intake system was carried out. As a result, the possible optimal hydraulic losses of the air intake tract were determined, a strategy was developed to improve the quality of air purification and

ensure a uniform and predictable increase in pressure drop without significantly increasing the cost of the air intake system.

The competitiveness of GTE-170 auxiliary systems has been studied. As a result, advanced developments have been identified on the example of an emergency liquid fuel unit that meet the modern inventive level and industrial applicability.

The possibility of replacing auxiliary equipment of foreign manufacturers with domestic analogues is considered. The developed auxiliary equipment provides optimal characteristics of the GTE-170 gas turbine and has competitive advantages that meet the modern inventive level and industrial applicability.

При проектировании газотурбинной установки (ГТУ), в частности, вспомогательного оборудования АО «Силовые машины» руководствовались несколькими задачами: достижение оптимальных технических характеристик ГТУ, высокой надежности, возможности работы на двух типах топлива, а также разработка передовых решений, которые обеспечат конкурентоспособность на российском, а в дальнейшем и на мировом рынке.

Ранее основными поставщиками ГТУ средней и большой мощности являлись компании General Electric, Siemens, Alstom. С уходом зарубежных производителей ГТУ, включающих весь комплекс вспомогательного оборудования, российские компании получили мощный импульс к освоению образовавшихся ниш.

В объем работ, выполняемых АО «Силовые машины», входит, в том числе, поставка вспомогательного оборудования ГТЭ-170 (рис. 1), которое включает большое количество сложнейших устройств, представляющих собой отдельно поставляемые системы (блоки): асосы, электродвигатели, фильтры, клапаны, КИПиА и прочие механизмы. На предприятии создан отдел внешних систем конструкторского бюро газотурбинных технологий, специалисты которого во взаимодействии с внешними соисполнителями обеспечили разработку вспомогательного оборудования для ГТЭ-170, в состав которого входят:

- воздухозаборный тракт (ВЗТ);
- система продувочная антипомпажная (СПА);
- блок газообразного топлива (БГТ) и блок аварийного жидкого топлива (БАЖТ);
- блок маслоснабжения системы регулирования (БМСР);
- система маслоснабжения (СМС);
- блок подачи воды для снижения выбросов NO_x (БПВ);
- система промывки осевого компрессора (СПОК);
- устройство осушающее (УО);
- диффузор промежуточный (ДП);
- теплоакустическая изоляция (ТАИ);
- каркасы для размещения трубопроводов.

Воздухозаборный тракт (ВЗТ)

Эксплуатация ГТУ во всем мире показывает, что поступление неочищенного воздуха, содержащего влагу и пыль, приводит к коррозии (эрозионному износу) элементов газовой турбины, а также к снижению КПД, эффективной мощности и увеличению расхода топлива [1]. Поэтому одним из ключевых факторов стабильной работы ГТУ является правильная подготовка воздуха, поступающего в компрессор.

При подготовке технических требований на комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ) перед специалистами АО «Силовые машины» стояла цель создать ВЗТ, обеспечивающий равномерный и прогнозируемый рост перепада давления на всех ступенях модернизированной системы фильтрации, а также максимально низкие гидравлические потери в воздушном тракте, предусматривалось также снижение трудозатрат при ремонте и обслуживании генератора ГТЭ-170.

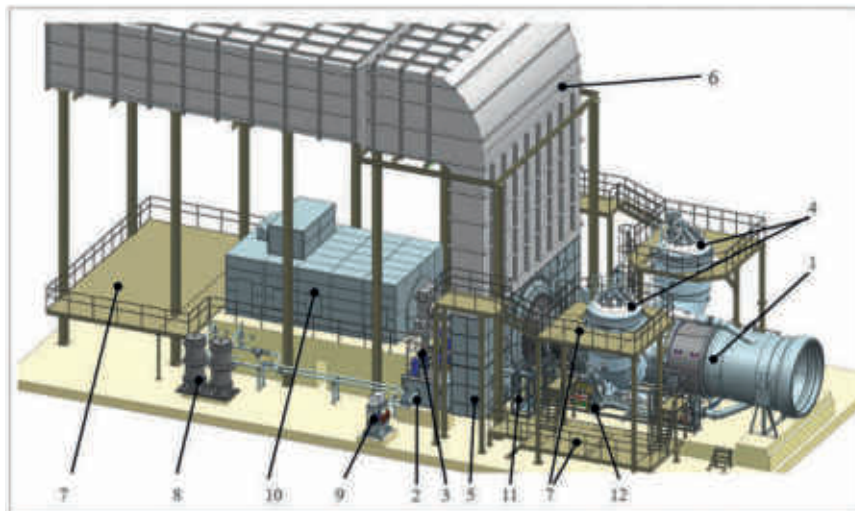
Первая задача, которая решалась в рамках действующих и планируемых проектов, – переход от типовых трехступенчатых систем фильтрации, состоящих из влагоотделителя (ВЛО, класс фильтрации G2) + фильтра грубой очистки (ФГО, класс фильтрации M5) + фильтра тонкой очистки (ФТО, класс фильтрации F9), к более высоким классам очистки с использованием ФТО (класс фильтрации E10) для средней полосы России. В рамках проектов для Нижнекамской ТЭЦ и Каширской ГРЭС исследовалась возможность обеспечения установленных требований по работе ФТО, согласно которым срок их службы до замены должен быть не менее двух лет.

Указанные в подтверждающих документах параметры фильтров, согласно DIN EN779, определены при испытаниях на тестовой пыли [2], при этом в действительности пыль на площадках эксплуатации может существенно отличаться от лабораторной по фракционному и химическому составу [3]. Для получения качественной очистки воздуха при выборе производителя нужно ориентироваться на реальные показатели работы фильтров, положительный опыт их применения и точно определять их ресурс работы [4]. В данном случае рассматривались фильтры производства ООО «ЕМВ Филтратехник рус». В рамках анализа текущих проектов был произведен ряд расчетов,

Рис. 1.

Вспомогательное оборудование газотурбинной установки ГТЭ-170:

- 1 – турбогруппа;
- 2 – бак масляный;
- 3 – блок газообразного топлива;
- 4 – камеры сгорания;
- 5 – патрубок всасывающий;
- 6 – КВОУ;
- 7 – площадки обслуживания;
- 8 – маслоохладители;
- 9 – блок маслоснабжения системы регулирования;
- 10 – турбогенератор;
- 11 – каркас передний;
- 12 – каркас правый



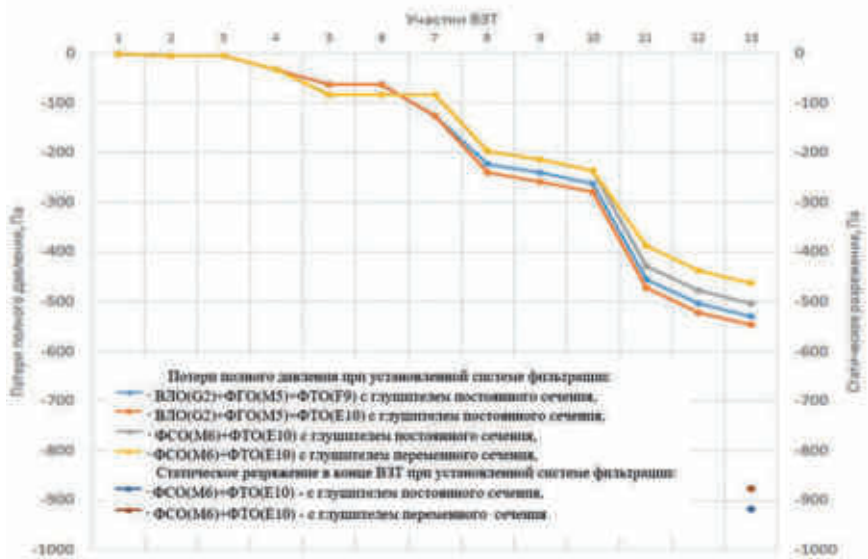


Рис. 2.
Тренд роста гидравлического сопротивления в воздушозаборном тракте (ВЗТ) при заданном расходе воздуха ($G_v=530$ кг/с, $+15$ °C):

- 1 - сетка;
- 2 - козырек;
- 3 - коридор;
- 4 - теплообменник;
- 5 - ВЛО/ФСО;
- 6 - коридор;
- 7 - ФГО (либо отсутствует);
- 8 - ФТО;
- 9 - камера чистого воздуха с конфузуром;
- 10 - горизонтальный воздуховод;
- 11 - глушитель;
- 12 - поворотное колено;
- 13 - вертикальный воздуховод

в результате которых было определено необходимое количество фильтроэлементов, определен оптимальный расход воздуха через них и примерный ресурс фильтров для рассматриваемых объектов эксплуатации ВЗТ ГТЭ-170.

Согласно проведенным расчетам было определено количество пыли, поступающей на ВЛО, ФГО и ФТО, а также масса пыли, задерживаемая фильтрами. Используя кривые эффективности фильтрующих элементов производства ООО «ЕМВ фильтртехник рус» (G2+M5+F9), в зависимости от размеров частиц было определено, какую массу пыли задерживает фильтр каждой из ступеней за год эксплуатации, и определены сроки замены фильтров. Результаты расчета показали, что за год работы ВЛО требуется регенерировать (чистить) 6 раз, а менять один раз в 12-16 месяцев эксплуатации, при этом срок эксплуатации ФГО составит порядка 6-7 месяцев, а срок работы ФТО без замены – более 24 месяцев, что соответствует установленным требованиям по работе ФТО не менее двух лет.

Для повышения чистоты проточной части ГТУ была рассмотрена возможность перехода с ФТО (F9) на высокоэффективные фильтры очистки воздуха в соответствии с ГОСТ Р ЕН 1822-1-2010 (E10) [5, 6], для прогнозируемого и равномерного роста перепада давления рассмотрена замена фильтров ВЛО (G2) + ФГО (M5) на фильтр средней очистки (ФСО, M6).

Проведенные расчеты показали, что при сохранении стоимости (без ее увеличения) возможно повышение качества очистки воздуха в КВОУ и более «плавное» загрязнение систем фильтрации (при использовании ФСО), исключая скачкообразные загрязнения на ВЛО, приводящие к необходимости его многократной чистки. Также, используя в качестве

ФТО высокоэффективные фильтры, в дальнейшем рассматривается возможность сокращения (а возможно, и исключение) онлайн промывок, решение по которым будет определяться исходя из анализа эксплуатации ГТУ.

Решение следующей задачи было направлено на снижение трудозатрат при ремонте и обслуживании генератора ГТЭ-170 во время проведения плановых и ремонтных работ на станции при обеспечении минимальных гидравлических потерь в воздушном тракте. В случае если горизонтальная часть воздуховода по конструкции представляет собой единое целое и располагается над генератором, ее при ремонте генератора необходимо полностью демонтировать. Для исключения демонтажа есть известные решения по направлению воздуховода в сторону от оси турбины или разделение горизонтальной части воздуховода на два потока, как это реализовано, например, на Северо-Западной ТЭЦ.

Для сокращения трудозатрат при ремонте генератора, было рассмотрено второе решение с разделением горизонтального участка воздуховода на два потока. При этом основной задачей была необходимость обеспечить минимальные потери полного давления на всем ВЗТ, поскольку электрическая мощность и КПД, температура и расход газов на выходе из турбины напрямую зависят от потерь давления воздуха на входе в компрессор.

Потери полного давления в ВЗТ зависят от его конструкции. Традиционно при расчете трубопроводов применяется термин «потери давления», которые складываются из потерь давления на трение и местных потерь в воздушном тракте. Таким образом, взаимосвязь статического разряжения, динамического напора и потерь полного давления можно выразить следующей формулой:

$$P_{ст} = -(P_d + \Delta P_{пот}),$$

где $P_{ст}$ – статическое разряжение, Па;

P_d – динамический напор, Па;

$\Delta P_{пот}$ – потери полного давления, Па.

Поскольку требованием ГОСТ Р 55168-2012 установлено, что допустимое гидравлическое сопротивление всего ВЗТ должно быть не более 686 Па, анализировалась возможность не только обеспечить выполнение данного требования, но и максимально его снизить, не увеличивая при этом значительно стоимость ВЗТ. Анализ воздушного тракта показал, что в основном снижать гидравлические потери возможно либо увеличением количества фильтров, что в свою очередь приводит

к увеличению размеров и металлоемкости КВОУ, либо конфигурацией шумоглушителя. Для ГТЭ-170.2 (расход воздуха 530 кг/с) динамический напор составляет примерно $P_d=414,4$ Па. С учетом того, что потери в том числе зависят от конструкции шумоглушителя, т.е. от формы и размеров пластин глушителя, был проанализирован шумоглушитель с пластинами переменного сечения, запатентованного ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» [7]. Предварительный анализ данного технического решения для ВЗТ ГТЭ-170.2 показал, что при установке глушителя с пластинами переменного сечения вместо пластин с постоянным сечением можно снизить потери полного давления примерно на 40 Па.

При аэродинамических расчетах анализировались все участки ВЗТ с трехсторонним забором воздуха с учетом горизонтального воздухопровода, разделенного на два потока (для расхода воздуха 530 кг/с при температуре наружного воздуха плюс 15 °С), для ряда случаев, приведенных на рис. 2.

Из приведенного графика видно, что для расхода воздуха 530 кг/с при плюс 15 °С оптимальной, с точки зрения гидравлических потерь, является конструкция ВЗТ с системой фильтрации ФСО (М6) + ФТО (Е10) с глушителем шума переменного сечения, согласно которой ориентировочно потери полного давления (гидравлическое сопротивление) составят 463 Па, а статическое разрежение – 877 Па (для каждой станции требуется верификация полученных значений). При этом наблюдается повышение качества очистки воздуха в КВОУ и более плавное загрязнение систем фильтрации, исключая скачкообразные загрязнения на ВЛО, приводящие к необходимости многократной его чистки.

В настоящее время изготавливается КВОУ ГТЭ-170.1 для расхода воздуха 510 кг/с. Ожидаемые потери полного давления не более 460 Па при глушителе с пластинами постоянного сечения.

Блок газообразного топлива (БГТ)

В БГТ осуществляется фильтрация поступающего топлива, управление его параметрами и подачей в камеру сгорания ГТЭ-170, отсечение потока природного газа к газовой турбине за счет срабатывания быстрозапорного клапана; выдача предупредительных и аварийных сигналов в САУ ГТУ при отклонении основных параметров газа в системе.

Помимо функций регулирования и перекрытия подачи газообразного топлива, БГТ также

задействован и в других режимах работы ГТУ: в диффузионном режиме природного газа и режиме предварительного смешивания, а также при переходе с одного режима на другой; при работе на двух видах топлива или во время перехода с одного топлива на другой; при пуске системы природного газа при работе на жидком топливе, а также при полном или частичном сбросе нагрузки.

Блок газообразного топлива (рис. 3) представляет собой отдельно стоящую раму (каркас), где размещаются комплект стопорных и регулирующих клапанов, сбросные свечи, система трубопроводов, а также контрольно-измерительные приборы системы автоматики. Для быстрого прекращения подачи топлива служит быстродействующий запорный клапан (БЗК), устанавливаемый до регулирующего клапана по ходу течения газа. Время закрытия БЗК составляет не более 0,3 секунд, что предотвращает разгон ротора ГТУ в случаях аварийного останова.

Основные характеристики БГТ:

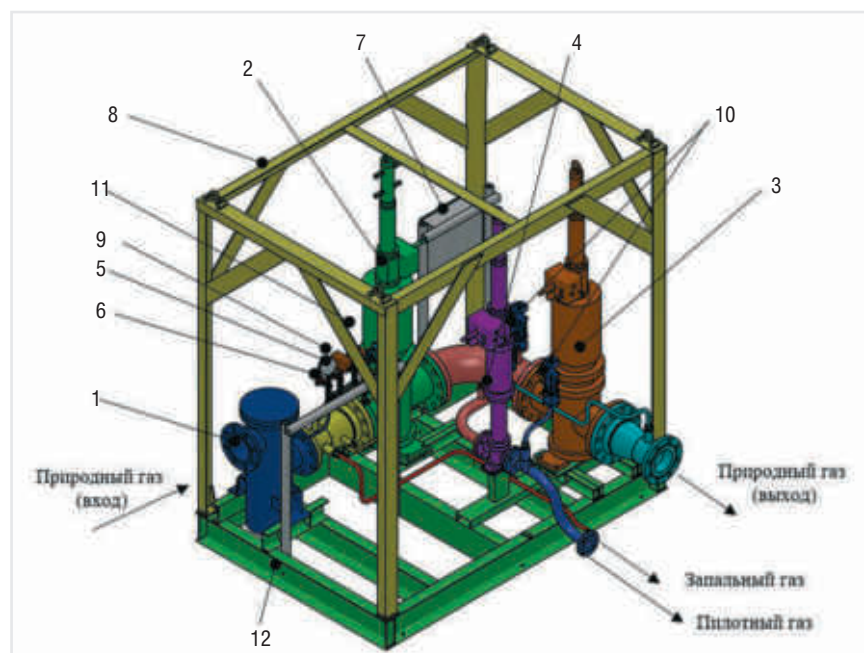
- расход топлива (природного газа) – 10,5 кг/с;
- рабочее давление и температура топлива – 2,2 МПа и 50 °С (макс.) соответственно;
- быстродействие по аварийному закрытию (пружины по закрытию клапана) – 0,3 с;
- время открытия/закрытия по гидравлическому приводу – менее 1,4 с и 0,3 с соответственно; регулирующего клапана по гидравлике – 1,4 с.

Для регулирования мощности и частоты вращения ГТУ применяется регулирующий клапан (РК), который принимает сигналы от САУ ГТУ и, соответственно, регулирует

Рис. 3.

Блок газообразного топлива:

- 1 – фильтр природного газа;
- 2 – быстродействующий запорный клапан с приводом;
- 3 – регулирующий клапан с приводом;
- 4 – регулирующий клапан пилотного газа с приводом;
- 5 – манометр;
- 6 – датчики давления;
- 7 – клеммная коробка;
- 8 – рама;
- 9 – краны запорные;
- 10 – электромагнитные (сбросные) клапаны;
- 11 – преобразователь давления;
- 12 – основание



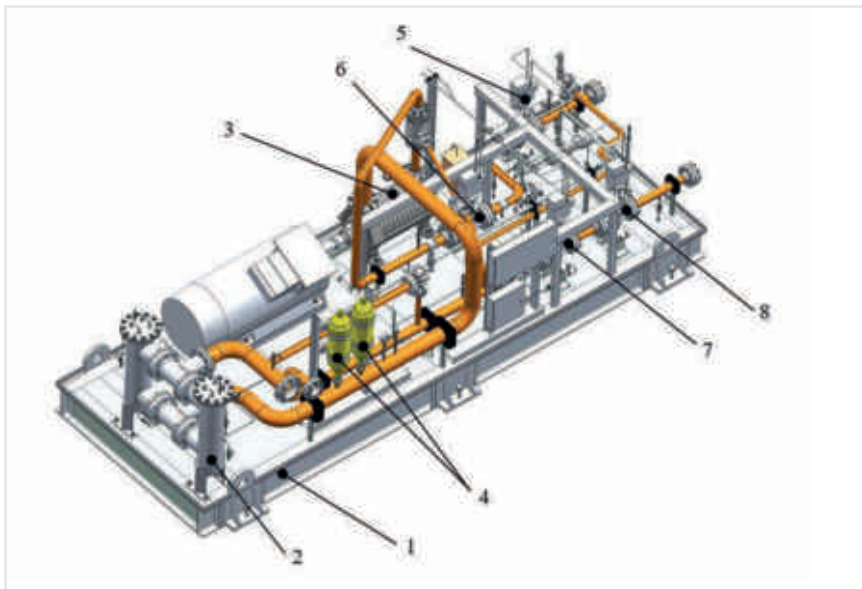


Рис. 4.

Блок аварийного жидкого топлива:

- 1 - дренажный бак-рама;
- 2 - фильтр жидкого топлива;
- 3 - топливный насос жидкого топлива;
- 4 - мембранный аккумулятор;
- 5 - регулирующий клапан линии подачи;
- 6 - аварийный запорный клапан линии подачи;
- 7 - регулирующий клапан линии возврата;
- 8 - аварийный запорный клапан линии возврата

подачу газообразного топлива в КС ГТУ. В случае нештатной работы газовой турбины регулирующий клапан обеспечивает быстрое прекращение подачи топлива в камеры сгорания с целью останова ГТУ.

Процесс плавного регулирования расхода топлива, а также быстрого перекрытия его подачи обеспечивается за счет применения гидравлических приводов. Усилие зажатия пружин приводов и процесс регулирования создается за счет подачи гидравлического масла с давлением 16 МПа. В аварийных режимах прекращение подачи гидравлического масла побуждает к быстрому разжатию пружин и моментальному закрытию клапанов.

Помимо разработанных концепций общих схем функционирования изделий, особое внимание уделено возможности замещения компонентов систем российскими аналогами. Так, например, в процессе изготовления БГТ гидравлический привод, предназначенный для управления клапанами иностранного производства, заменен приводом отечественной разработки.

Блок аварийного жидкого топлива (БАЖТ)

В большинстве случаев современные стационарные ГТУ работают как на газообразном, так и на жидком топливе, для чего требуется установка дополнительного блока аварийного жидкого топлива. При этом система подачи газообразного топлива, как правило, является основной, а система подачи жидкого топлива – аварийной и резервной.

Нужно отметить, что в АО «Силовые машины» разработаны технические решения, обладающие не только патентной чистотой на территории России и стран СНГ, но и рядом преимуществ по сравнению с прототипами, например, БАЖТ.

Разработанный БАЖТ предназначен для подачи жидкого топлива к горелкам камеры сгорания газотурбинной установки ГТЭ-170 в соответствии с режимами пуска, работы и останова, а также для отсечения подачи жидкого топлива к газовой турбине.

Основные характеристики БАЖТ:

- рабочее давление и температура жидкого топлива 8,2 МПа и не более 50 °С соответственно;
- быстродействие пружины по закрытию клапана 0,27 с;
- время открытия регулирующего клапана по гидравлике 2 с;
- масса 12 тонн, габариты 2,1x2,3x6,5 м.

Система жидкого топлива обеспечивает топливом форсунки и регулирует расход топлива, впрыскиваемого в камеры сгорания. Определенное количество жидкого топлива всегда оттекает назад от системы и должно быть направлено либо в резервуар жидкого топлива, либо в трубопровод подающего устройства перед подкачивающим насосом.

Система жидкого топлива состоит из линии подачи и возврата топлива, так как по технологическим причинам только часть топлива, подводимого к горелкам при диффузионном режиме работы, будет действительно впрыскиваться в КС. Горелки создают диффузионные факелы, то есть режим работы на жидком топливе всегда является диффузионным.

Блок аварийного жидкого топлива (рис. 4) состоит из нескольких основных частей.

1. Линия подачи жидкого топлива, включающая:

- центробежный насос подачи топлива для повышения давления топлива до требуемого уровня, достаточного для распыления в КС;
- сдвоенный топливный фильтр для очистки топлива от мелких частиц;
- мембранные аккумуляторы давления для поддержания необходимого давления на всасывании насоса в случае падения давления в системе;
- клапан рециркуляции для обеспечения минимального расхода топлива в линию подачи путем сброса излишнего топлива в линию возврата;
- аварийный запорный клапан для регулирования открытия/закрытия подачи топлива к горелкам КС во время пуска и останова, а также закрытие при неисправностях, требующих немедленного останова турбины;
- регулирующий клапан для регулирования подачи топлива к горелкам, а также для аварийного останова.

2. Линия возврата жидкого топлива, включающая:

- аварийный запорный клапан линии возврата для защиты от протекания топлива через нее, когда она находится под давлением;
- регулирующий клапан линии возврата для изменения расхода топлива в линии возврата с целью регулирования подачи топлива в КС;
- обратный клапан линии возврата для защиты от перетока топлива в возвратной линии в одном направлении, в момент пуска насоса, когда работает клапан рециркуляции.

3. Рама-бак для приема утечек топлива и сброса дренажей. Резервуар для сбора протечек служит в качестве монтажной платформы для узлов и компонентов БАЖТ.

Проведенный анализ показал высокую актуальность проектирования нового оборудования в данной сфере, совершенствования систем, обеспечивающих оптимальную и безопасную работу газовых турбин [10-12]. Но при этом даже современные системы имеют недостатки, которые, если говорить, например, о системах подачи жидкого топлива, заключаются как в алгоритмах управления, так и в сложности аппаратного оформления. Это приводит к необходимости увеличивать количество клапанов, усложнять конструкцию, устанавливать дополнительное оборудование для контроля давления на всех магистралях подачи топлива, что в целом снижает эксплуатационную надежность системы и приводит к ее удорожанию.

Технический результат, который был достигнут АО «Силовые машины» в рамках НИОКР, это создание БАЖТ с улучшенными эксплуатационными параметрами надежности системы при одновременном упрощении ее конструкции и алгоритма управления, а также снижения стоимости ее изготовления [8, 9] по сравнению с аналогами. Полученное техническое решение защищено патентами.

Блок маслоснабжения системы регулирования (БМСР)

Система маслоснабжения гидравлической части системы регулирования высокого давления, основным компонентом которой является блок маслоснабжения системы регулирования, служит для подачи рабочей жидкости с заданными значениями температуры, чистоты, расхода и давления на приводы регулирующих и отсечных клапанов БГТ, БАЖТ и блока подачи воды на снижение уровня NO_x .

БМСР предназначен для ГТУ однотопливной и двухтопливной конструкции. При использовании на однотопливной ГТУ на напорный и сливной трубопроводы к БАЖТ и блоке впрыска воды для снижения NO_x устанавливаются заглушки в месте подключения

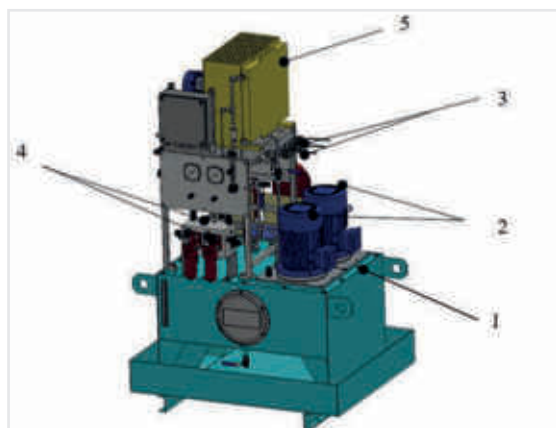


Рис. 5.
Блок маслоснабжения системы регулирования:
1 - бак гидравлического масла (маслобак);
2 - насос;
3 - аккумуляторы;
4 - фильтры;
5 - воздушный охладитель масла

магистральных трубопроводов к БМСР. Также он используется для кратковременного поддержания напорного давления масла в системе регулирования при переключении насосов системы регулирования и при кратковременном отключении напряжения собственных нужд в газотурбинной установке. БМСР не связан с системой смазки ГТУ, что объясняется отличиями в свойствах масла и более высокими требованиями к очистке масла, используемого в системе регулирования.

Основные характеристики БМСР:

- номинальный расход и рабочее давление масла – 21 л/мин и 16 МПа соответственно; температура – от 35 до 70 °С;
- объем гидробака и аккумуляторов (1 шт.) – 320 л и 10 л соответственно;
- суммарная потребляемая мощность – 16 кВт;
- габариты – 2,0x1,43x1,1 м.

Блок маслоснабжения системы регулирования (рис. 5) представляет собой бак гидравлического масла с размещенными на нем компонентами, необходимыми для подачи масла. Сюда входят насосы высокого давления, гидравлические аккумуляторы, фильтр напорного трубопровода, контур очистки и охлаждения (вспомогательный контур) с охладителем масла и воздуха, фильтр обратного трубопровода, выполняющий основную фильтрацию гидравлической жидкости, система трубопроводов, а также контрольно-измерительные приборы системы автоматики.

Два погружных насоса установлены сверху на бак гидравлического масла и непосредственно соединены с насосами вспомогательного контура. Один насос является рабочим, другой – резервным. Они имеют одинаковую конструкцию: аксиально-поршневые насосы с регулируемым рабочим объемом цилиндра и с косыми дисками. Рабочее давление нагнетания составляет 16 МПа. Напорные трубопроводы двух насосов объединяются за фильтрами подающего трубопровода. Отток масла через насосы при останове предотвращается обратными клапанами.

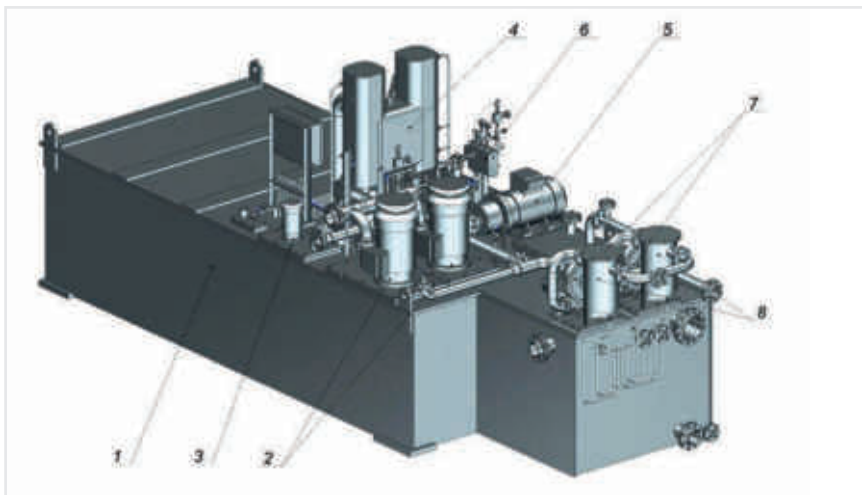


Рис. 6.

Бак масляный в сборе:

- 1 – бак масляный;
- 2 – главный и вспомогательный насос;
- 3 – насос аварийный;
- 4 – фильтр масляный дуплексный;
- 5 – насосный агрегат системы гидроподъема;
- 6 – блок управления масла гидроподъема;
- 7 – вентилятор для отсоса паров масла;
- 8 – сепаратор масляных паров

Для предотвращения глубокого провала давления в момент переключения насосов или при кратковременном исчезновении питания собственных нужд станции в составе БМСР предусмотрены два аккумулятора гидравлического масла. Это баллонные аккумуляторы с резервированием, заряженные азотом до давления 9 МПа (при 50 °С) и присоединенные к напорному маслопроводу системы регулирования.

Система маслоснабжения (СМС)

Система маслоснабжения обеспечивает функционирование системы смазки элементов ГТУ и поддержание масла в нормальном для эксплуатации состоянии. Система смазки снабжает маслом подшипник компрессора и подшипник турбины ГТУ, подшипники генератора и валоповоротное устройство.

Конструктивно СМС выполнена в виде общего маслобака, на котором установлены насосы маслообеспечения (смазки и гидроподъема), фильтры, устройство для отсоса паров масла, связанные между собой трубопроводами (рис. 6).

Маслобак используется в качестве сборного и отборного резервуара, а также для дегазации смазочного масла и масла системы гидроподъема. Фильтры служат для очистки масла от механических примесей. На маслобаке находится вентилятор для отсоса паров масла, который втягивает их из маслобака и одновременно создает давление разрежения в маслобаке и в сливных трубопроводах всей системы смазочного масла. Давление разрежения позволяет предотвратить выход наружу масляных паров или масла через уплотнения вала или другие места уплотнения.

Подача масла в систему смазки производится своими электронасосами. Всего установлено три насоса, два из которых – рабочие, с электродвигателями переменного тока и один – аварийный, с электродвигателем постоянного

тока. Основные насосы обеспечивают давление за насосом примерно 0,4...0,5 МПа, а в трубопроводе перед дроссельными шайбами подшипника примерно 0,2 МПа. Кратность циркуляции масла – 8.

Масляные насосы перекачивают масло из маслобака через маслоохладители, терморегулятор и фильтр в напорный трубопровод масла подшипников. Оттуда через дроссельные шайбы оно поступает к отдельным потребителям. Возвращаясь от потребителей, масло без напора сливается в бак. Система приспособлена для работы на минеральном масле марки ТП-22с по ТУ 38.101821-2013.

Турбоблок ГТЭ-170.1 оснащен системой гидроподъема ротора, состоящей из высоконапорного малорасходного маслонасоса, трубопроводов, каналов, дросселей и обеспечивающей подачу масла к опорным шейкам ротора. Насос гидроподъема включается при числе оборотов ниже заданного значения (например, 500 об/мин) и выключается при превышающем его числе оборотов.

Охлаждение смазочного масла обеспечивается двумя маслоохладителями, один маслоохладитель резервный. Маслоохладители предназначены для работы на пресной воде, для механической очистки воды, поступающей к маслоохладителям, устанавливаются фильтры с поворотными сетками для промывки их на ходу. Трубки маслоохладителей выполнены из коррозионностойкой стали и крепятся в трубных досках сваркой. Такая конструкция обеспечивает плотность маслоохладителей при любом соотношении давлений воды и масла. Температура масла на выходе из маслоохладителя поддерживается автоматически в диапазоне 32...50 °С.

Система маслоснабжения ГТУ исключает попадание масла в окружающую среду, на горячие элементы конструкции, на фундаменты, настилы рабочей площадки оборудования и т.д.

Заключение

На сегодня АО «Силовые машины» провело ряд НИОКР, результатом которых стали системы вспомогательного оборудования отечественной разработки, запущенные в производство, среди которых блок газообразного топлива, система продувочная антипомпажная, блок маслоснабжения системы регулирования высокого давления, система маслоснабжения и др.

Следует отметить, что разработанные системы не только не уступают по техническим характеристикам зарубежным аналогам, но и обладают патентной чистотой на территории России и стран СНГ.

Разработанное вспомогательное оборудование обеспечивает оптимальные характеристики газовой турбины ГТЭ-170 и обладает конкурентоспособными преимуществами, отвечающими современному изобретательскому уровню и промышленной применимости.

Тенденция роста количества разработок комплектующих узлов и элементов вспомогательного оборудования отечественными производителями наглядно показывает, что в ближайшие годы будет осуществлено полное импортозамещение. **Т**

Список литературы

1. Блинов В.Л. Исследование эрозионного износа лопаточного аппарата осевых турбокомпрессоров (обзор). Паротурбинные, газотурбинные, парогазовые установки и их вспомогательное оборудование / В.Л. Блинов, И.С. Зубков, С.В. Богданец, О.В. Комаров, Г.А. Дерябин // Теплоэнергетика. – 2023 г. – №6. – С. 41-55.

2. Маскрофт Ф. Испытания воздушных фильтров и оценка полученных данных // Турбины и дизели. – 2008 г. – №1. – С. 40-46.

3. Гынденев С.А. Выбор класса воздушных фильтров КВОУ ГТУ / С.А. Гынденев, А.Р. Богдан, Д.Е. Круговых // Турбины и дизели. – 2012 г. – №4. – С. 34-38.

4. Богдан А.Р. Высокоэффективные системы фильтрации циклового воздуха для ГТУ серии LM производства GE / А.Р. Богдан, К.И. Леликов, В.Р. Нещерет, И.А. Юрьев // Турбины и дизели. – 2021 г. – №4. – С. 14-19.

5. Маркс Д. Стандарт Eurovent: к вопросу о его применении при выборе фильтров для ГТУ // Турбины и дизели. – 2015 г. – №2. – С. 22-25.

6. Богдан А.Р. Первый опыт внедрения высокоэффективной системы фильтрации КВОУ на ГТУ F-класса в России /

А.Р. Богдан, Д.Е. Круговых // Турбины и дизели. – 2015 г. – №1. – С. 24-27.

7. Патент 208307 U1, Российская федерация, МПК F01N 1/24. Пластинчатый глушитель шума: приоритет 23.12.2020; патентообладатель ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» – №2021122923. Заявл. 02.08.2021; опубл. 13.12.2021. / А.А. Тараторин, А.Б. Мухаметов.

8. Патент 2790503 C1, Российская федерация, МПК F02C 7/22. Система подачи жидкого топлива: приоритет 10.06.2022; патентообладатель Акционерное общество «Силловые машины – ЗТЛ, ЛМЗ, Электросила, Энергомашэкспорт» (АО «Силловые машины») – №2022119875. Заявл. 10.06.2022; опубл. 21.02.2023. / В.В. Грачев, А.Г. Алгушаев, Н.Н. Дрозд.

9. Патент 2790504 C1, Российская федерация, МПК F02C 7/22. Устройство подачи жидкого топлива: приоритет 10.06.2022; патентообладатель Акционерное общество «Силловые машины – ЗТЛ, ЛМЗ, Электросила, Энергомашэкспорт» (АО «Силловые машины») – №2022115982. Заявл. 10.06.2022; опубл. 21.02.2023. / В.В. Грачев, А.Г. Алгушаев, Н.Н. Дрозд.

10. Patent CN112727604. Liquid/gas dual-fuel supply system for gas turbine / Y. Hongbo, L. Zhijie, X. Yi, F. Qun, L. Zijian // Earliest priority date: 23.12.2020. Assignee: Dalian Oupuna Touring Power Technology.

11. Patent JP55162529. Liquid fuel feed system for burner / T. Yukio // Earliest priority date: 06.06.1979. Assignee: Hitachi.

12. Patent US6729135. Liquid fuel recirculation system and method / E. S. Norris, S. W. Backman, R. J. Iasillo [et al.] // Earliest priority date: 12.12.2002. Assignee: General Electric.



АО «Силловые машины» модернизировало гидроагрегат №10 Воткинской ГЭС.

Энергоблок введен в гарантийную эксплуатацию. Это седьмой из десяти агрегатов ГЭС, подлежащих обновлению согласно программе комплексной модернизации компании «РусГидро». В рамках проекта АО «Силловые машины» изготовило и поставило поворотно-лопастную гидротурбину, гидрогенератор, систему автоматического управления агрегата, вспомогательное оборудование.

Специалисты компании демонтировали старое оборудование, выполнили монтаж, пусконаладку и ввод в эксплуатацию нового гидроагрегата. Перед пуском агрегата в эксплуатацию прошли индивидуальные и функциональные испытания. Новые турбина и генератор отличаются повышенной эффективностью и надежностью.

После завершения работ мощность станции возрастет на 13 % – до 1150 МВт. Новое оборудование повысит безопасность и безаварийность эксплуатации ГЭС.

Реализация программы НИОКР газовых турбин большой мощности в АО «Силловые машины»

А. А. Ивановский, к.т.н. – генеральный конструктор, Ivanovskiy.A.A@power-m.ru
Н. И. Фокин – главный конструктор-начальник СКБ ГТУ, Fokin.N.I@power-m.ru
Н. О. Симин, к.т.н. – зам. главного конструктора по НИОКР, Simin_NO@power-m.ru
АО «Силловые машины»

Ключевые слова:

газовые турбины большой мощности, программа НИОКР, стендовые испытания, компрессор, камера сгорания, лопатки турбины, покрытия, расчеты газодинамики, теплового состояния и прочности

Аннотация

Как правило, в мировой практике производство электроэнергии с использованием природного газа осуществляется с помощью парогазового цикла. До конца 90-х годов прошлого века в газовой энергетике РФ использовались ПТУ. Интенсивное внедрение парогазового цикла началось с 2000-х годов с использованием зарубежных газовых турбин.

Однако внедрение зарубежных ГТУ осуществлялось без локализации компонентов горячего тракта, систем управления, внешних систем и т.д. Сейчас, в условиях западных санкций, это создало риски для технологического суверенитета РФ в отрасли производства электроэнергии.

В этой связи АО «Силловые машины» реализуют инвестиционный проект по созданию производства энергетических ГТУ большой мощности. В рамках данного проекта создаются турбины ГТЭ-170.1 и ГТЭ-170.2 в диапазоне мощности 150...180 МВт и ГТЭ-65.1 в диапазоне мощности 60...80 МВт. В рамках данного проекта реализуется программа НИОКР с привлечением ведущих научных организаций РФ. Для обеспечения надежности разрабатываемых ГТУ осуществляются испытания основных узлов компрессора, камеры сгорания, лопаток турбины и подшипников на автономных стендах до проведения испытаний головных образцов ГТУ на объектах эксплуатации.

Large gas turbine R&D program implementation in Power Machines JSC

A. A. Ivanovskiy, Ph.D. – General Designer, Ivanovskiy.A.A@power-m.ru
N. I. Fokin – Chief Designer–Head of SKB GTU, Fokin.N.I@power-m.ru
N. O. Simin, Ph.D – Deputy Chief Designer for R&D, Simin_NO@power-m.ru
Power Machines JSC

Key words:

high power gas turbine, R&D program, stand testing, compressor, combustion chamber, turbine blades, coatings, CFD analysis, termomechanical analysis

Abstract

Generally, in world practice the generation of electricity using natural gas occurs with the help of a combined cycle. Until the end of the 90s of the last century, the Russian gas power industry has been used steam turbine units. The intensive combine cycle introduction began since early 2000s by using foreign gas turbines.

However, implementation of foreign-made gas turbine units occurred without localization of hot path components, control systems, external systems, etc. Now time in the conditions of Western sanctions, there are risks for the technological sovereignty of the Russian Federation in the industry of electricity production.

In this regard, Power Machines JSC is implementing an investment project to create the production of high-power gas turbine units. GTE-170.1 and GTE-170.2 in the power range of 150-180 MW and GTE-65.1 in the power range of 60-80 MW are creating. Extensive R&D program is occurring with the involvement of leading research organizations of the Russian Federation. The main components of the compressor, combustion chamber, turbine blades and bearings are testing on autonomous stands before testing the prototype gas turbine units at operational sites.

В настоящее время половина из 250 ГВт установленной электрической мощности в Российской Федерации производится ТЭЦ и ГРЭС, работающими на природном газе. Более 30 ГВт из них приходится на блоки ГТУ и ПГУ, где применяется газотурбинное оборудование производства компаний из стран США, Западной Европы и Японии. Уход с рынка этих компаний создал серьезные проблемы в обеспечении обслуживания и поставок запасных частей для действующих ГТУ, а также исключил возможность развития отечественной энергетики на основе зарубежного газотурбинного оборудования.

В связи с этим повышается актуальность создания отечественных газовых турбин большой мощности в АО «Силовые машины». Данный проект осуществляется с 2018 года и включает в себя создание семейства газотурбинных установок ГТЭ-170 и ГТЭ-65 [1].

ГТЭ-170 (рис. 1) по уровню температуры газа перед турбиной относится к Е-классу и создается в двух модификациях.

1. На первом этапе создается ГТЭ-170.1 (1-я версия), использующая референтные решения прототипа газовой турбины V94.2. Технологии производства этой турбины были освоены Ленинградским металлическим заводом в период 1991–2000 гг. на основании соглашения Министерства энергетического машиностроения СССР с компанией «Сименс». На основе данной технологии были произведены и находятся в эксплуатации под маркой ГТЭ-160 более 30 единиц ГТУ данного типа [2].

2. На втором этапе путем модернизации проточной части компрессора были внедрены конструктивные решения, позволяющие повысить мощность и КПД и создать ГТЭ-170.2 с более высокими параметрами (табл. 1).

Газотурбинная установка среднего класса мощности ГТЭ-65 по значению температуры газа перед турбиной соответствует уровню F-класса (рис. 2). За основу при проектировании данной ГТУ был принят прототип газотурбинной установки ГТЭ-65, спроектированной и изготовленной на ЛМЗ в период 2003–2008 гг. [3, 4]. В ходе разработки были существенно перепроектированы ключевые узлы ГТУ, включая компрессор, камеру сгорания, турбину и опорно-упорный подшипник. В результате был создан проект ГТЭ-65.1 с более высокими параметрами (табл. 1) и измененным конструктивным обликом, с заменой кольцевой камеры сгорания украинского предприятия ГП «Ивченко–Прогресс» на трубчато-кольцевую собственной разработки.

Модель	Мощность, МВт	КПД, %	Расход раб. тела, кг/с	Темп. выхлопа, °С	Сервисный интервал, экв.ч.
ГТЭ-170.1	155,3	34,1	508,9	537,7	33 000
ГТЭ-170.2	167,0	35,0	534,7	539,0	33 000
ГТЭ-65.0	61,5	35,2	184,4	555	25 000
ГТЭ-65.1	67,7	36,2	194,9	555	33 000

В рамках создания производства данных ГТУ при государственной поддержке сформирована и реализуется масштабная программа НИОКР, включающая более 150 тем с участием большого числа ведущих отраслевых предприятий и научно-исследовательских организаций, среди которых ВТИ, ЦИАМ им. П.И. Баранова, НПО «ЦКТИ им. Ползунова», НПО «ЦНИИТМАШ», ВИАМ, Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе (ИТ СО РАН), ОДК-УМПО, НПП «Молния», ООО «ТСЗП», Самарский университет, СПБГМТУ, СПбПУ и др.

НИОКР ГТЭ-170.1

Поскольку ГТЭ-170.1 содержит в себе проверенные конструктивные решения, то основная задача при создании данной ГТУ состояла в отработке технологии изготовления узлов, которые в свое время не были освоены на ЛМЗ при производстве V94.2 (ГТЭ-160) и поставлялись из-за рубежа. К таким узлам относятся:

- лопатки компрессора первых ступеней;
- направляющие и рабочие лопатки турбины, включая литые заготовки и нанесение покрытий;
- выносная камера сгорания;
- заготовки дисков и валов компрессора и турбины;
- заготовки корпусных обойм компрессора из чугуна с шаровидным графитом;
- стальные заготовки обоймы турбины;
- большая часть внешних систем, включая блоки газообразного и аварийного жидкого топлива и др.

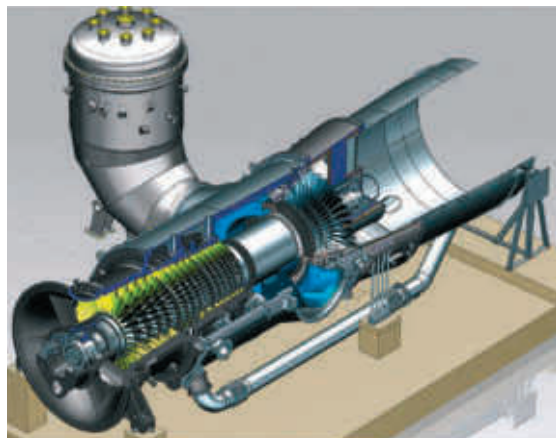


Табл. 1.
Параметры газовых турбин
ГТЭ-170 и ГТЭ-65

Рис. 1.
Общий вид ГТЭ-170

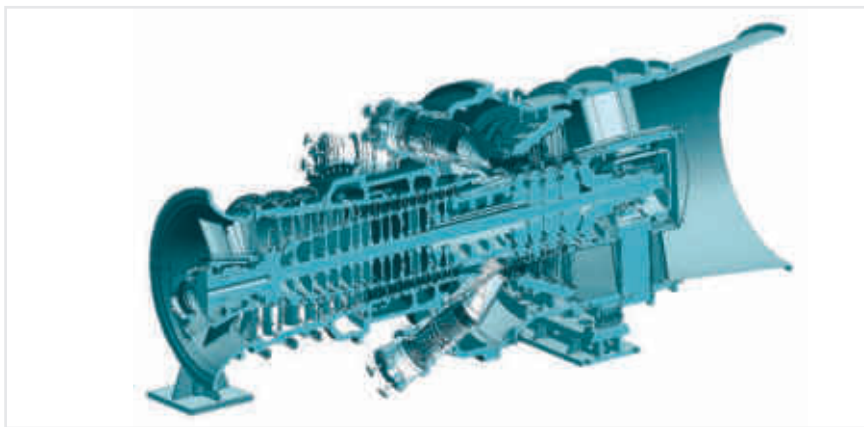


Рис. 2.
Общий вид ГТЭ-65.1

В связи с этим программа НИОКР по ГТЭ-170.1 была сфокусирована на локализации в РФ изготовления данных компонентов и включала в себя ряд определенных тем.

Конструктивная выносливость лопаток компрессора и турбины

Лопатки компрессора ГТЭ-170.1 всех ступеней полностью изготовлены в АО «Силовые машины». Заготовки лопаток турбины производились на предприятии Объединенной двигателестроительной корпорации. Механическая обработка и нанесение покрытий на лопатки турбины осуществляются на ЛМЗ.

Для подтверждения надежности лопаточного аппарата проводились испытания на конструктивную выносливость рабочих лопаток компрессора и турбины на вибростенде НПО «ЦКТИ». Лопатки оснащались тензодатчиками (рис. 3). В результате этих испытаний была подтверждена конструктивная выносливость изготовленных по серийной технологии лопаток и получено хорошее соответствие расчетных и экспериментальных значений собственных частот лопаточного аппарата. Следует отметить, что при организации литья лопаток турбины на предприятиях АО «Силовые машины» испытания на конструктивную выносливость планируется провести повторно.

Рис. 3.
Оснащение лопаток компрессора и результаты испытаний



Камера сгорания

Для обеспечения надежной работы камеры сгорания совместно с НПП «Молния» был разработан и испытан на стенде ЦКТИ агрегат и свечи зажигания. В том числе проведены ресурсные испытания – 1 500 включений.

Другой важный элемент камеры сгорания, до этого не освоенный в российской промышленности, – теплозащитные плитки для облицовки внутренней поверхности жаровой трубы газовой турбины ГТЭ-170. В течение двух лет на стороннем предприятии-поставщике был разработан технологический процесс изготовления керамической плитки и проведены испытания (рис. 4.1 и 4.2). По результатам испытаний опытной партии плиток было продемонстрировано, что образцы способны противостоять воздействию высоких температур до 1400 °С, не расплавляясь и выдерживая заданные механические нагрузки.

Также на ЛМЗ была разработана технология изготовления смесителя (рис. 5.1) и внутреннего корпуса из сплава NiCr23Co12Mo (Inconel 617) (рис. 5.2). Для изготовления узлов ГТЭ-170 из упомянутого сплава был оборудован участок, приобретено грузоподъемное, сборочно-сварочное оборудование, листогибочный станок (вальцы) для вальцовки/калибровки.

Вальцовка штатных деталей из штатного сплава осуществлялась на станке HR4W-3045 и обрабатывалась на технологических деталях (конусах) из аустенитной стали 12X18H10T. Электросварщики прошли аттестацию, в ходе которой отработали технику и технологию сварки. Для ручной механической обработки подобран и испытан инструмент (борфрезы, зачистные и отрезные абразивные круги), позволяющий обрабатывать детали сборки в труднодоступных местах. Была спроектирована и изготовлена оснастка, а также подобраны режимы для послесварочной термической обработки.

Ключевой темой НИОКР для освоения производства горячего тракта была разработка технологии и изготовление опытных образцов заготовок лопаток газовой турбины.

В ходе отработки технологии решались проблемы, связанные: а) со сломом керамических стержней, оформляющих внутреннюю полость заготовки; б) с дефектами литейного происхождения (усадка); в) с отклонениями геометрических размеров заготовок.

В результате была разработана технология изготовления заготовок лопаток турбины, на основе которой осуществляется изготовление и поставка первого серийного комплекта лопаток для Нижнекамской ТЭЦ (рис. 6).

Покрyтия

Для обеспечения ресурса горячего тракта были разработаны защитные термобарьерные покрытия, состоящие из металлического подслоя NiCoCrAlY и керамического слоя $ZrO_2+Y_2O_3$. В АО «Силовые машины» организован участок и внедряется технологический процесс их нанесения на серийные детали горячего тракта газотурбинных установок ГТЭ-170 (рис. 7).

Обоснование ресурса ГТЭ-170.1

Для подтверждения надежности и ресурса были выполнен комплекс расчетов газодинамики, теплового состояния и прочности основных узлов ГТУ, а также проанализировано влияние производственных отклонений на надежность и ресурс (рис. 8).

Также для обоснования ресурса проводится большой объем работ по исследованию служебных свойств материалов на образцах, вырезанных из поставляемых заготовок: обойм компрессора из чугуна с шаровидным графитом, стальной обоймы турбины, поковок дисков компрессора и турбины, заготовок рабочих и направляющих лопаток турбины, заготовок элементов камеры сгорания и др. Это позволяет обеспечивать надежность и ресурс эксплуатации ГТУ по таким критериям, как длительная прочность, малоцикловая усталость и трещиностойкость.

НИОКР ГТЭ-170.2

Разработка компрессора

Повышение параметров ГТЭ-170.2 в основном достигается за счет увеличения расхода и КПД компрессора путем перепрофилирования лопаток первых 6 ступеней на основе трехмерного CFD расчета и многокритериальной оптимизации в программном комплексе IUSO. При этом исходные профили NASA были заменены профилями CDA с управляемой диффузорностью каналов. В качестве независимых переменных проектирования для каждого венца для 5 сечений по высоте лопатки были выбраны угол установки профиля γ , конструктивный угол входа профиля β_1 и конструктивный угол выхода профиля β_2 . На рабочей лопатке 1-й ступени дополнительно были введены параметры по варьированию толщины профиля, на направляющих аппаратах 2–5-й ступеней введены дополнительные независимые переменные – «навалы» в тангенциальном направлении.

Кроме того, проведена модернизация диффузора компрессора совместно с направляющим аппаратом 16-й ступени под параметры ГТЭ-170.2 с целью повышения коэффициента



Рис. 4.1.

Опытная партия плитки

Рис. 4.2.

Испытания плитки на трехточечный изгиб

Параметр/модель	ГТЭ-170.1	ГТЭ-170.2	ГТЭ-65.0	ГТЭ-65.1
Расход воздуха, (G), кг/с	500	532	180,9	191
Степень повышения давления, (π^*k)	11,31	12,25	15,6	15,9
Адиабатический КПД, ($\eta^*ад$)	88,5	>89	86,5	87,5

восстановления статического давления и минимизации потерь полного давления. Сравнение параметров компрессора приведены в табл. 2.

В результате удалось добиться увеличения расхода на 32 кг/с, КПД на 0,5 % абсолютных. При этом запасы устойчивой работы компрессора на всех режимах сохранились на прежнем уровне. Вновь разработанный компрессор планируется испытать в составе ГТЭ-170.2 на объекте эксплуатации по специальной программе испытаний.

НИОКР ГТЭ-65.1

ГТЭ-65.1, в отличие от ГТЭ-170, создается практически заново и в этой связи требует экспериментальной отработки узлов ГТУ. Программа НИОКР по ГТЭ-65.1 включает в себя испытания на модельных и натуральных стендах основных узлов компрессора, камеры сгорания, охлаждаемых лопаток турбины, выхлопного диффузора и опорно-упорного подшипника.

Компрессор ГТЭ-65.1 был перепроектирован заново с сохранением геометрии меридиональ-

Табл. 2.

Сравнение параметров компрессора газовых турбин ГТЭ-170 и ГТЭ-65

Рис. 5.1.

Опытный образец смесителя камеры сгорания

Рис. 5.2.

Опытный образец внутреннего корпуса камеры сгорания





Рис. 6.
Отливки лопаток турбины
ГТЭ-170.1

ных обводов проточной части прототипа (компрессора ГТЭ-65.0) с увеличением расхода и КПД. Сравнительные параметры компрессоров приведены в табл. 2. Для подтверждения параметров компрессора был изготовлен 16-ступенчатый модельный компрессор с модельным фактором 0.5. Соисполнителями являлись НПО «ЦКТИ им. И.И. Ползунова» и ПАО «Калужский турбинный завод».

Модельный компрессор состоит из цельнокотанного ротора, прецизионных подшипников качения. Конструкция модельного компрессора обеспечивает моделирование отборов в ротор и статор с замером и контролем. Было проведено оснащение рабочих и направляющих лопаток оснасткой для тензометрирования. Корпуса компрессора оснащены датчиками бесконтактного замера амплитуд колебаний лопаток (tip-timing) на основе оборудования французской компании Fogail. Изготовлены нестандартные средства измерения (пневмо- и термогребенки, подвижные зонды).

Испытания модельного компрессора запланированы на стенде испытаний компрессоров Ц-3 в ЦИАМ.

Камера сгорания

КС разработана СКБ ГТУ АО «Силловые машины» с участием российских ведущих научных и производственных организаций. Для снижения сроков разработки изготовле-

ние опытного образца камеры сгорания осуществлялось в основном аддитивным способом, с привлечением ряда компетентных организаций.

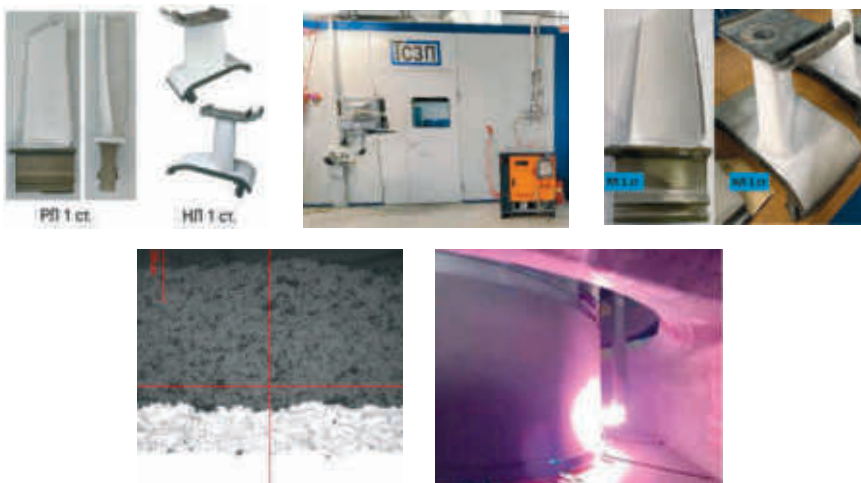
На первом этапе испытания опытного образца горелочного устройства камеры сгорания были проведены на атмосферном стенде ЦКТИ. Совместно с НПО «Молния» определен диапазон устойчивого розжига и подтверждена работоспособность свечи зажигания.

Выполнены испытания горелочного устройства на различных режимах и для различных расположений центрального конуса. Определены границы богатого и бедного срыва в условиях стенда.

На режимах пуска и на модельных режимах частичных нагрузок были протестированы различные соотношения расходов топлива между топливными контурами и определены оптимальные по устойчивому горению и лучшей полноте сгорания. Проведена валидация и корректировка расчетных моделей.

Испытания на натуральных параметрах модуля камеры сгорания, включая жаровую трубу и газосборник, планируется провести на испытательной станции в АО «Силловые машины». Создаваемая на предприятии испытательная станция камер сгорания включает 4 новых компрессора SM6000 мощностью по 3 000 кВт. Для имитации нагрева воздуха в компрессоре ГТУ (до 430 °С) предусмотрены электрические подогреватели. Смонтировано следующее оборудование: компрессоры, подогреватели воздуха, ДКС, градирни, насосы охлаждающей воды и системы жидкого топлива, трансформаторы, шкафы АСУ ТП и АИС, система вентиляции, все трубопроводы воздухо- и водоснабжения, наружного газоснабжения, внутреннее газоснабжение. Проведены промывки системы водоснабжения, продувки и гидротестирования систем воздухо- и водоснабжения.

Рис. 7.
Нанесение термобарьерного
покрытия на компоненты
горячего тракта



Испытания опорно-упорного подшипника

Испытания проводились на стенде ЛМЗ. На первом этапе были проведены испытания подшипника исходной конструкции ГТЭ-65.0 с опиранием подшипника на сферу. Они продемонстрировали возможность работы с допустимым осевым усилием не более 7 тонн. Была проведена корректировка конструкции подшипника, а именно, замена опорной сферы на цапфы, расположенные в горизонтальном разрезе, с целью устранения перекоса при действии осевой силы на опорные колодки. Повторные испытания показали увеличение допустимого осевого усилия до 10 тонн, предусмотренных проектом.

Проточная часть турбины ГТЭ-65.1

Проектировалась совместно с ОКБ им. А. Льюльки с целью повышения параметров по сравнению ГТЭ-65.0 и снижения себестоимости за счет уменьшения количества лопаток первых ступеней. Работы включали пере профилирование лопаток турбины, поверочные газодинамические расчеты, разработку системы охлаждения лопаток, теплогидравлические расчеты, а также прочностные расчеты малоцикловой усталости, ползучести и трещиностойкости. По итогам итерационной расчетно-конструкторской проработки лопаток была выпущена РКД.

В результате в ходе проектирования проточной части турбины ГТЭ-65.1 было уменьшено число лопаток на первых 5 венцах, снижены профильные потери и потери на охлаждение, уменьшен расход охлаждающего воздуха. Полученные по результатам расчетов значения КПД и мощности турбины, а также расчетный ресурс лопаток турбины удовлетворяют заданным требованиям.

Для подтверждения работы системы охлаждения были проведены испытания направляющей лопатки 1-й ступени турбины ГТЭ-65.1 на стенде НПО «ЦКТИ». Выполнена модернизация и автоматизация стенда для отработки охлаждаемых лопаток, разработан и изготовлен пакет для испытаний сопловой лопатки 1-й ступени, осуществлена продувка макетов лопаток для определения расходных характеристик в атмосферных условиях. Также выполнено препарирование макетов лопаток, изготовленных АО «ЦТК АТ» методом аддитивного формирования изделия, проведены испытания в соответствии с согласованной программой.

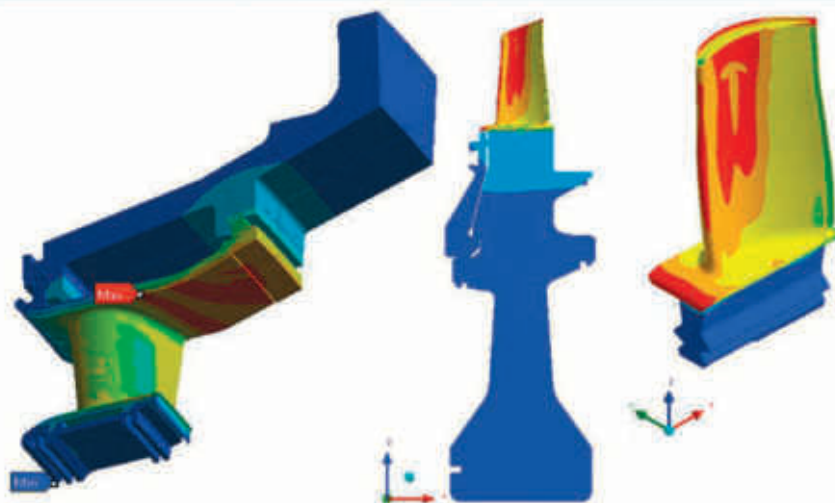
Полученные результаты испытаний свидетельствуют о работоспособности системы охлаждения сопловой лопатки, поскольку экспериментальные уровни температур не превысили прогнозных расчетных значений. Экспериментальные исследования 1-й рабочей лопатки турбины планируется провести после отливки опытной партии лопаток.

Выводы

К настоящему времени при реализации программы создания газовых турбин ГТЭ-65 и ГТЭ-170 достигнуты следующие результаты:

- завершены эскизные и технические проекты газовых турбин ГТЭ-170 И ГТЭ-65;
- изготовлена турбогруппа головного образца ГТЭ-170;
- проведены испытания на конструктивную выносливость лопаток компрессоров ГТЭ-170 и турбины ГТЭ-170.1;

Тепловое состояние сопловой и рабочей лопаток 1 ступени



- завершается изготовление модельного компрессора ГТЭ-65.1 для проведения стендовых испытаний;
- завершаются ПНР стенда испытаний камеры сгорания;
- проведены испытания горелочного устройства ГТЭ-65.1 на атмосферном стенде ЦКТИ;
- проведены стендовые теплогидравлические испытания СЛ 1-й ступени ГТЭ-65.1;
- проведены испытания опорно-упорного подшипника ГТЭ-65.1 на стенде ЛМЗ;
- началась обработка длинноциклового заготовок для головного образца ГТЭ-65.1

Рис. 8. Примеры расчетов теплового состояния узлов ГТЭ-170.1

Список литературы

1. Ивановский А. А. Ключевые задачи проекта создания производства газовых турбин большой мощности и статус их реализации в АО «Силовые машины» / А. А. Ивановский, Н. И. Фокин, Н. О. Симин // Электрические станции. – 2021 г. – № 9.
2. Лебедев А. С. Создание оборудования для парогазовых блоков – одна из приоритетных задач энергомашиностроителей / А. С. Лебедев, Г. Л. Буталов // Теплоэнергетика. – 2007 г. – № 4. – С. 42-45.
3. Лебедев А. С. Энергетическая газотурбинная установка среднего класса мощности ГТЭ-65: конструкция и производство / А. С. Лебедев, И. С. Варламов, М. В. Росляков // Электрические станции. – 2007 г. – № 1.
4. Лебедев А. С. Обоснование выбора параметров тепловой схемы газотурбинной установки среднего класса мощности ГТЭ-65 и характеристики ее основных узлов / А. С. Лебедев, Н. О. Симин // Тяжелое машиностроение. – 2007 г. – № 7. – С. 2-7.

Вибродиагностика и опыт виброналадки паровых и газовых турбин

М. И. Шкляр¹, к.т.н – главный специалист, SklyarovMI@yandex.ru

А. М. Миронов¹, к.ф.-м.н. – начальник сектора, Mironov_AM@power-m.ru

А. И. Куменко², д.т.н – профессор, 1949kai@mail.ru

¹АО «Силовые машины»

²Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Ключевые слова:

турбина, вибрация, балансировка, корректирующие грузы, плоскости коррекции, системы балансировочных грузов, критические частоты

Аннотация

Представлены основные подходы к виброналадке паровых и газовых турбин. Отмечено, что повышенная вибрация турбин может быть следствием влияния нескольких одновременно действующих, различных по своей природе факторов. Залогом успешной виброналадки турбин является правильное определение на начальном этапе причин, приводящих к повышенной вибрации, и выделение основных, с которыми надо бороться в первую очередь. Это позволит провести успешную виброналадку в разумные сроки.

Отмечены факторы, характерные для роторов газовых турбин и на которые надо обра-

щать особое внимание при изготовлении на заводе. На примере виброналадки турбин показано, что устранение повышенной вибрации не всегда сводится к балансировке валопровода. Непосредственно к балансировке турбины в собственных подшипниках максимально эффективно приступать только тогда, когда все остальные существенные факторы, влияющие на вибрацию, по возможности будут устранены.

Исходя из практики, рассмотрены основные особенности и возможные дефекты при эксплуатации газовых турбин.

Vibration diagnostics and vibration adjustment of steam and gas turbines

M. I. Shklyarov¹, PhD in Engineering Science – Chief Specialist, SklyarovMI@yandex.ru

A. M. Mironov¹, Candidate of Phys.–Math. Sciences – Head of Section, Mironov_AM@power-m.ru

A. I. Kumenko², Doctor of Engineering Science – Professor, 1949kai@mail.ru

¹Power Machines JSC

²National Research University MPEI

Key words:

turbine, vibration, balancing, corrective weights, correction planes, balancing weight systems, critical frequencies

Abstract

The basic approaches to the vibration adjustment of steam and gas turbines are presented. It is noted that the increased turbine vibration can be the result of the influence of several factors acting simultaneously, different in nature. The key to success in turbine vibration adjustment is a correct diagnosis of causes at the initial stage, leading to increased vibration, and pointing-out the main reasons that need to be dealt with first. This will allow for successful vibration adjustment in a reasonable time. The factors typical for gas turbine rotors are noted, and which shall be paid special attention to during manufacturing at the plant. Using the example of vibration adjustment

of turbines, it is shown that eliminating the increased vibration does not always come down to balancing the shaft line. It is most effective to start balancing the turbine in its own bearings only when all other significant factors influencing vibration have been eliminated as far as possible. Based on experience, the main features and possible defects in the operation of gas turbines are listed.

The proposed list of priority defects in the operation of the turbine plant and methods of digital analysis can be used in automatic diagnostic systems.

В ближайшее время предстоит запуск в эксплуатацию головных отечественных газовых турбин большой мощности АО «Силловые машины». Для обеспечения пусков новых турбин и снижения вероятности возникновения при первых пусках повышенной вибрации, препятствующей нормальной эксплуатации, полезно проанализировать факторы, способные повлиять на вибрацию турбин. При виброналадке новых газовых турбин целесообразно обратиться к опыту виброналадки как газовых, так и паровых турбин, тем более что, несмотря на существенные различия в конструкции и условиях работы, подходы к ней остаются во многом общими.

Виброналадка включает комплекс работ, связанных с улучшением технического состояния и повышением надежности, так как вибрационное состояние часто непосредственно связано с общим техническим состоянием – ослаблением связей, внутренними или остаточными напряжениями, остаточными и текущими тепловыми прогибами, условиями работы подшипников и т.д. [1].

На вибрационное состояние турбоагрегата воздействует целый ряд факторов – начиная от его конструктивных и технологических особенностей, допустимых технологических отклонений при выполнении ремонта и монтажа и заканчивая характеристиками фундамента и трубопроводов, условий эксплуатации и т.д. Поскольку проблемы с неудовлетворительным вибрационным состоянием возникают на завершающем этапе, крайне важно проводить виброналадку в сжатые сроки, как для обеспечения надежности работы оборудования, так и соблюдения сроков по вводу в промышленную эксплуатацию турбоагрегатов. Нужно также проводить своевременную подготовительную работу и выполнять предварительный анализ причин ухудшения технического состояния для принятия оптимальных решений и планирования мероприятий по их реализации.

Для проведения эффективных виброналадочных работ очень важно выделить среди множества причин, одновременно влияющих на вибрацию, главную причину, а затем организовать мероприятия по ее устранению. В противном случае, при попытке устранить все возможные факторы, в разной степени оказывающие влияние на вибрацию, процесс наладки может затянуться и привести к неоправданно высоким затратам. Поэтому вибродиагностика должна быть направлена на поиск коренных причин повышенной вибрации турбоагрегата с выдачей рекомендаций по их устранению.

Виды дефектов	Зависимость суммарной вибрации с частотой вращения (оборотной) от времени	Характерные признаки
Дисбаланс	Влияние остаточного небаланса не изменяется во времени. При этом конечно, на разных резонансах и формах колебаний небаланс работает по-разному	Среднеквадратическая виброскорость и оборотные составляющие постоянны в соответствующем диапазоне частот; зависят от числа оборотов и равны (что определяется ходом частотных характеристик)
Термический дисбаланс	Существенное отличие уровня вибрации при пусках турбины из «холодного» и «горячего» состояния	Зависимость от начальных параметров
Задевание ротора о статорные элементы	Уровень суммарной вибрации может существенно колебаться в зависимости от интенсивности задеваний и жесткости контакта в зоне задеваний. Возрастает также при задеваниях о диафрагменные и концевые уплотнения, по баббиту	Начало возрастания зависит от нагрузки, степени прогрева и частоты вращения ротора. Уровень суммарной вибрации по параметру виброперемещения при слабых задеваниях неустойчив, при сильных – возрастает вибрация опор и ротора, повышается уровень шума
Обрыв рабочей лопатки (вылет массы)	Мгновенное изменение виброскорости более чем на 1 мм/с сразу по нескольким опорам. Сохранение величины скачка от исходного уровня в течение не менее 20 с. Мгновенное изменение амплитуды и фаз оборотной составляющей (фаз больше чем на одной опоре ротора)	В первые секунды удар от отрыва лопатки достигает десятков тонн, вызывая мгновенный прогиб по первой форме колебаний и обратную прецессию части ротора. Это подтверждает срез стопорящих вкладыши пятакон против вращения вала. Изменение амплитудных и фазовых характеристик, особенно в зоне критических частот
Тепловой дисбаланс РГ (тепловой прогиб)	Вырастает после включения в сеть, со временем (1,5-2 ч) достигает постоянного уровня	Зависит от тока ротора и реактивной нагрузки. На холостой ход выход без вибраций, а после включения в сеть, со временем оборотная вибрация достигает постоянного и высокого уровня, также возникают задевания по баббиту и водородным уплотнениям с соответствующими признаками
Снижение устойчивости валопровода (работа в неустойчивой области). Склонность к возникновению НЧВ	Медленное увеличение уровня НЧВ. При $2An \geq 15$ мкм возможно резкое возрастание НЧВ – потеря устойчивости валопровода. Основная причина – недостаточная анизотропия и демпфирование в подшипниках. Повышенный уровень гидродинамического возбуждения	Уровень НЧВ (может наблюдаться и на одной опоре) зависит от: мощности; частоты вращения; нагрузок на опоры износа баббита; температуры масла

Диагностика причин повышенной вибрации

Как уже отмечено, при возникновении повышенной вибрации турбоагрегата важно выделить основную причину ее появления. Она может возникать по причине действия разнообразных факторов и иметь свои характерные особенности. В табл. 1 приведены наиболее часто встречающиеся на практике дефекты у газовых турбин и характерное их проявление в виде повышенной вибрации.

Вместе с тем, иногда виброналадка турбоагрегата может сводиться к целому комплексу мероприятий, последовательно устраняющих те или иные факторы, негативно влияющие на вибростояние турбоагрегата.

Табл. 1.

Наиболее распространенные дефекты и их характерное проявление в виде повышенной вибрации

Направление вибрации	Величина вибрации								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Номер подшипника	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вертикальная, мкм	5	8	10	67	8	81	40	60	33
Поперечная, мкм	1,4	14	21	22	21	15	16	25	22
Осевая, мкм	4	1	59	36	37	20	11	122	18

Табл. 2.
Величины вибрации
после ремонта

Этот комплекс мероприятий может включать:

- наладку опорно-подвесной системы трубопроводов подвода и отвода пара ПТУ;
- анализ характера возможных задеваний и их устранение;
- анализ «холодных», «горячих» пусков и устранение причин, приводящих к зависимости вибрационного состояния от температуры;
- балансировку турбоагрегата в собственных подшипниках и др.

Наиболее часто такой объем наладки требуется для турбин после капитального ремонта. Общие подходы к организации и проведению технических работ для паровых турбоагрегатов с примерами даны в [2].

Устранение дисбаланса валопровода

Дисбаланс валопровода не всегда главная причина вибрации

Как уже отмечалось, к балансировке валопровода стоит приступать, когда устранены все возможные факторы, существенно влияющие на повышение вибрации. В этом случае балансировка действительно устранит небаланс валопровода и будет максимально эффективна. Часто источник вибрации находится на смежном роторе, и, чем тяжелее ротор, тем более тщательно его надо балансировать.

Так, например, на одной из станций при пусках после монтажа турбоагрегата с паровой турбиной типа К-225-12,8 его вибрационное и тепломеханическое состояние соответствовало требованиям ПТЭ и стандартам ГОСТ, но в процессе эксплуатации были выявлены недостатки. Со временем на подшипнике № 4 появилась повышенная вибра-

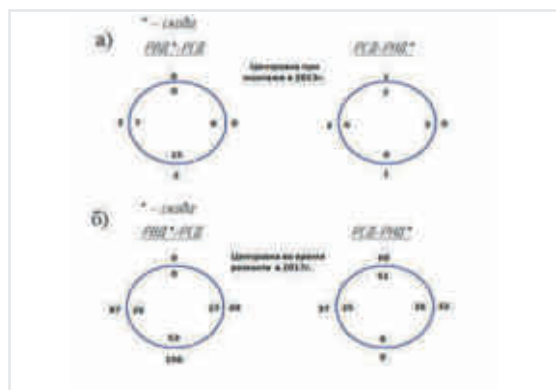
ция. Потребовалась комплексная диагностика причин, которая выявила, что наблюдается неравномерная просадка фундамента – она была определена по изменениям центрирования роторов по полумуфтам за период двухгодичной эксплуатации после монтажа (рис. 1). Наибольшая относительная просадка фундамента произошла в районе колонн под ригелем подшипников № 2 и № 3 и составила примерно 1,5 мм.

После корректировки во время ремонта начальных центрирований роторов по полумуфтам вибрация опоры №4 турбоагрегата нормализовалась, собственно балансировки турбоагрегата не потребовалось. Фактически сам дисбаланс остался прежним, но его влияние на хорошо сцентрированный валопровод уменьшилось. При балансировке важно помнить, что если рядом с легким ротором находится тяжелый ротор, то надо в первую очередь обращать внимание на остаточную вибрацию тяжелого ротора в рассматриваемом диапазоне частот, так как его кинетическая энергия может кратно превышать кинетическую энергию легкого ротора и быть главным источником его вибраций. Существует много примеров, когда работы по виброналадке легких роторов затягивались, если они выполнялись без учета влияния тяжелого. Так, например, на одной из АЭС потратили не один месяц на наладку возбудителя, в то время как надо было начинать балансировку с тяжелого генератора и устранять его повышенные вибрации на проходных оборотах.

Балансировка в собственных подшипниках

При балансировке важно, чтобы выбранные плоскости коррекции были максимально близко расположены к местам основного дисбаланса [3]. Тогда при всех формах колебаний роторов корректирующие балансировочные грузы будут достаточно хорошо обеспечивать уравновешенность роторов. В этой связи необходимо определить максимально точно места небаланса по длине валопровода. Для многоопорного турбоагрегата, имеющего в составе валопровода несколько роторов, определить место небаланса не всегда просто. Так, для турбины типа К-800-240, имеющей в составе РВД-РСД-РНД1-РНД2-РНД3-РГ-РВ, экспериментально было установлено, что небаланс ротора генератора может приводить к повышенной вибрации подшипника № 1. Это стало следствием высокой связанности колебаний роторов валопровода из-за близости собственных частот РВД и РНД к 3000 об/мин. Связанность колебаний роторов хорошо проявляется по коэффициентам

Рис. 1.
Изменение центрирования
по полумуфтам
турбины К-225-12,8 :
а) центрирование при
монтаже 2013 г.;
б) центрирование при
ремонте 2017 г.



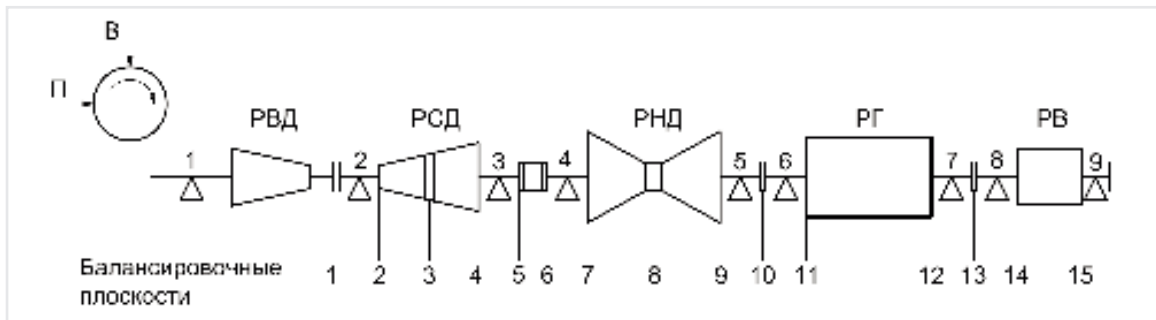


Рис. 2.
Схема балансируемых плоскостей валопровода турбоагрегата типа К-300-240. Балансирующие плоскости на:
 1 - полушаре РВД-РСД;
 2, 3, 4 - роторе РСД;
 5, 6 - полушаре РСД-РНД;
 7, 9 - дисках последних ступеней РНД;
 8 - дисках первых ступеней РНД;
 10 - полушаре РНД-РГ;
 11, 12 - торцах РГ;
 13 - полушаре РГ-РВ;
 14, 15 - роторе возбудителя

матрицы балансируемых чувствительностей. Такие матрицы надо специально изучать на предмет связанности.

Как уже упоминалось, иногда небаланс на роторе генератора сильнее проявляется на опорах ротора возбудителя, чем на опорах самого ротора генератора. И балансировка с установкой балансирующих грузов в плоскости коррекции, расположенные на роторе возбудителя, не всегда приводит к положительному результату. Более того, уравновешивая грузами на бочке возбудителя динамические нагрузки от ротора генератора, мы повышаем напряжение в валопроводе и в целом снижаем надежность. Хотя в силу ряда причин иногда стараются в первую очередь задействовать легкодоступные плоскости коррекции (на РВ, п/м и т.д.).

Место небаланса определяют по АФЧХ опор и роторов. По величине значений вибрации и соотношению фаз вибрации на опорах ротора можно определить не только конкретный ротор, несущий небаланс, но и место небаланса по длине ротора. Так, для условно симметричных (РНД, РГ) и несимметричных роторов по соотношению фаз вибрации опор можно приблизительно определить место расположения дисбаланса (ближе к середине ротора или к его периферии). Это позволит наиболее эффективно проводить балансировку с наименьшим количеством балансирующих грузов и наименьшей массой балансирующих грузов [4, 5].

В качестве примера рассмотрим опыт балансировки турбины типа К-300-240 с использованием данного подхода. Схема валопровода турбоагрегата с возможными плоскостями коррекций для установки балансирующих масс приведена на рис. 2.

В период первых пусков после капитального ремонта на опорах турбоагрегата наблюдалась повышенная вибрация. В основном это происходило при достижении 3000 об/мин на холостом ходе на опорах № 6, 7 и на опорах возбудителя (результаты замеров вибрации опор турбоагрегата на х/х в табл. 2). Для выяснения причин повышенной вибрации турбоагрегата были выполнены исследования

по выявлению возможных дефектов. В результате были обнаружены:

- задевания по концевым уплотнениям РНД (со стороны опоры № 4);
- задевание по баббиту во вкладыше подшипника № 7;
- трещина ригеля в области переднего подшипника РГ.

После устранения указанных дефектов (кроме трещины) турбоагрегат был запущен с установленными пробными грузами на РГ для получения новых коэффициентов влияния в связи с изменением жесткости подсистемы «турбоагрегат-фундамент» из-за наличия трещины. После этого стало возможно приступить собственно к балансировке валопровода.

Предварительный анализ АФЧХ показал, что при прохождении первой изгибной формы ротора генератора при скорости вращения 920 об/мин вибрация опор № 6 и № 7 максимальна в вертикальном направлении и достигает 210 и 200 мкм соответственно. Были определены также фазовые соотношения вибрации опор при прохождении критических оборотов и на 3000 об/мин.

В итоге, на основании проведенного анализа были одновременно установлены 4 системы балансирующих грузов:

- косоасимметричная система на роторе возбудителя;
- симметричная, а также косоасимметричная системы грузов на роторе генератора;
- косоасимметричная система на РНД.

Общая масса грузов составила примерно 4,4 кг, которые одновременно установили в шесть балансирующих плоскостей (7, 9, 11, 12, 14 и 15). Результаты замеров вибрации при работе на холостом ходе после установки грузов приведены в табл. 3.

Табл. 3.
Величины вибрации в результате балансировки

Направление вибрации, мкм	Величина вибрации								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Номер подшипника	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вертикальная, мкм	4	5	6	16	4	27	29	17	28
Поперечная, мкм	7	7	4	4	12	3	4	31	32
Осевая, мкм	5	5	7	7	16	19	11	24	36

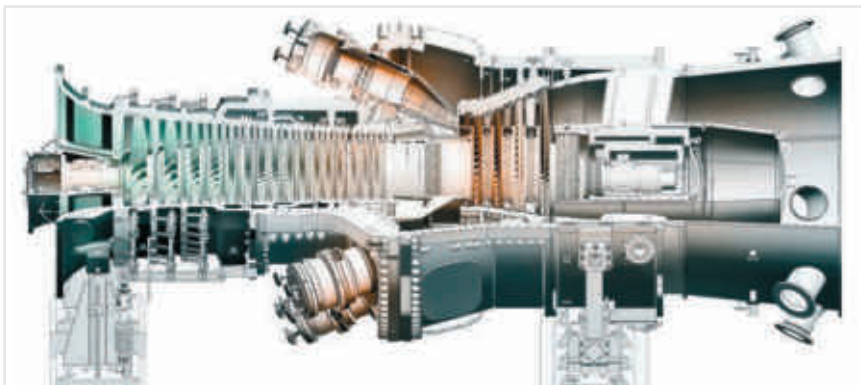


Рис. 3.
Газовая турбина ГТЭ-65

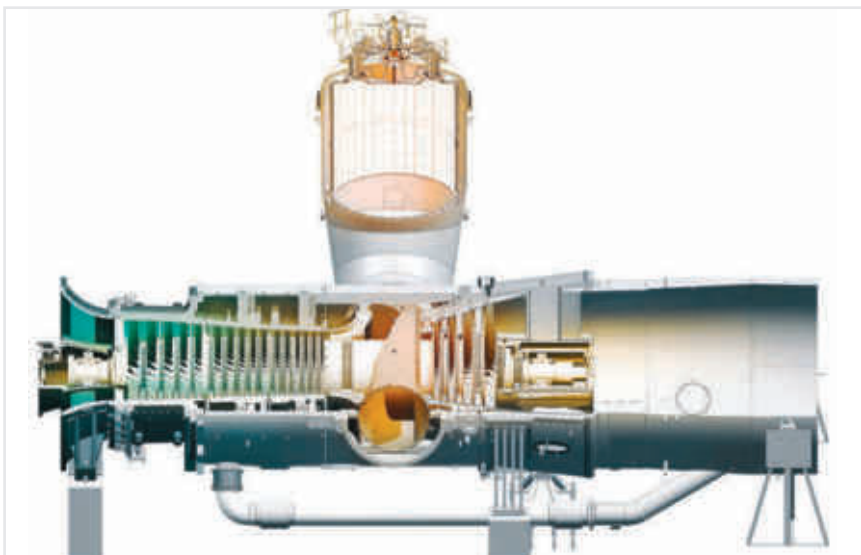
Таким образом, многоплоскостной балансировкой удалось привести вибрационное состояние турбоагрегата в норму. Величины вибрации на опорах № 6 и № 7 при прохождении первых и вторых критических оборотов были снижены на 70 и 50 мкм соответственно. В дальнейшем турбоагрегат длительное время работал без замечаний по вибрации.

Особенности конструкции и виброналадки ГТУ

Опыт наладки газовых турбин свидетельствует, что причины их вибрации могут быть различными, начиная от конструктивных особенностей и заканчивая ошибками при выполнении сборки, ремонтных работ, а также технологическими отклонениями в процессе эксплуатации. В газовых турбинах, по сравнению с паровыми, влияние небаланса на вибрацию сказывается значительно сильнее.

Роторы ГТУ, как правило, несимметричные и нередко имеют консольную часть. Для них, в отличие от роторов ПТУ, вследствие конструктивных особенностей и условий работы при более высоких температурах требуется более высокая точность балансировки на РБС «Шенк». Так, в свое время при виброналадке газовых турбин ГТЭ-150 сталкивались со сложностями при балансировке из-за раз-

Рис. 4.
Газовая турбина ГТЭ-170



витых консольных частей роторов. Наблюдались особенности поведения стяжных роторов газовых турбин ГТЭ-160 при работе на номинальных параметрах.

Исходя из этого, а также с учетом практического опыта при наладке ГТУ на электростанциях рекомендуется при балансировке на РБС для снижения уровня вибрации по первой форме колебаний использовать балансировочные плоскости в районе центра тяжести ротора или максимально близко к нему.

Для роторов ГТУ, имеющих развитую консольную часть (собственная частота консоли находится ниже рабочих оборотов), вводить измерение вибрации консоли. Следует начинать балансировку ротора с балансировки консольного участка. Косвенным критерием того, что консоль отбалансирована, является начало роста вибрации на неконсольной опоре.

Вместе с тем, устранение неуравновешенности, вызывающей повышенную вибрацию, путем балансировки в собственных подшипниках является наиболее распространенным способом. Как уже отмечалось, в ближайшее время будут изготовлены и будут вводиться в эксплуатацию два типа газовых турбин (ГТЭ-65, рис. 3 и ГТЭ-170, рис. 4) производства АО «Силовые машины». Поэтому необходимо учитывать следующее:

- крайне важна правильная балансировка отдельных роторов на заводе-изготовителе с учетом возможного наличия консольной части роторов. Пример разработанной методики балансировки ротора-компрессора турбины ГТЭ-150 изложен в [6];
- ограничение суммарного боя, возникающего у сборных роторов при стяжке, за счет более точного изготовления частей ротора и минимизации допусков на бои. Таким образом, минимизируются напряжения, которые затем могут проявиться во время работы при высоких температурах. В связи с этим также очень важно при балансировке турбины устанавливать балансировочные грузы максимально близко к месту возникновения небаланса;
- высокие значения чувствительности от балансировочного груза требуют повышенной точности при расчете корректирующих масс и углов установки;
- конструкция стяжных роторов может приводить к изменению собственных частот ротора из-за ослабления стяжки — в результате собственные частоты могут снизиться и совпасть с номинальными. Необходимо контролировать при каждом ремонте качество затяжки ротора.

Выводы

1. Успешная наладка турбоагрегата в короткие сроки возможна только при правильной всесторонней начальной диагностике, которая определяет тактику виброналадки.

2. При практических виброналадках для корректного определения дисбаланса необходимо учитывать значительную разницу в весе смежных роторов.

3. Для газовых турбин перечислены основные особенности, которые нужно учитывать при виброналадке.

4. Предложенный перечень первоочередных, наиболее часто встречающихся и опасных, с точки зрения надежности, дефектов работы турбоагрегата и методы цифрового анализа можно использовать в системах автоматической диагностики. **D**

Список литературы

1. Патент 2239107 С2, Российская Федерация, МПК F16C 17/02. Опорный подшипник скольжения ротора турбоагрегата: приоритет 16.09.2002; патентообладатель Акционерное общество «Силловые машины – ЗТЛ, ЛМЗ, Электросила, Энергомашэкспорт» (АО «Силловые машины») – № 2002124667/11. Заявл. 16.09.2002; опубл. 27.10.2004. / А. С. Лисянский, Н. П. Егоров, Р. К. Ковальский [и др.].

2. Шкляр М. И. Техническая диагностика и виброналадка турбоагрегатов. // М. И. Шкляр, О. А. Злобин [и др.] // Электрические станции. – 2006. – №8. – С. 57-61.

3. Куменко А. И. Совершенствование расчетно-экспериментальных методов исследования динамических характеристик турбоагрегатов и их элементов. / А. И. Куменко // М.: МЭИ. – 1999. – 368 с.

4. Лисянский А. С. Основные результаты наладки и итоги работы головного малоопорного турбоагрегата К-1000-60/3000 на АЭС Бушер / А. С. Лисянский, М. И. Шкляр, А. М. Мионов, Н. С. Лебедько // Электрические станции. – 2017. – №10. – С. 42-48.

5. Злобин О. А. Диагностика и наладка турбоагрегата К-300-240 ЛМЗ с генератором ТВВ-300-2 / О. А. Злобин, А. И. Куменко, П. В. Кузнецов // М.: Электрические станции. – 2012. – №11.

6. Шкляр М. И. Разработка и внедрение методов повышения динамической надежности и снижения вибрации турбоагрегатов на стадиях проектирования, доводки и эксплуатации: дисс. на соиск. уч. ст. к. т. н. // СПбГПУ, 2007.

В АО «Силловые машины» внедрена технология покрытия лопаток горячего тракта газовых турбин.

На предприятии начал работать новый производственный участок газотермического напыления теплозащитных покрытий на рабочие и направляющие лопатки газовых турбин ГТЭ-170 и ГТЭ-65. Технология разработана на основе отечественного опыта авиационного турбостроения. Производственный участок укомплектован современными автоматизированными установками высокоскоростного напыления и вакуумными печами.

Технология выполняется в несколько этапов. Вначале на поверхность детали наносится металлический подслоя на основе сплавов NiCoCrAlY (MCoCrAlY), следующим наносится керамический слой на основе $ZrO_2+Y_2O_3$ (YSZ). Теплозащитные покрытия обеспечивают снижение температуры основного металла лопатки, увеличивают время прогрева лопатки при изменении режима работы газовой турбины, а также защищают поверхность лопатки от коррозионно-эрозионного воздействия агрессивной среды продуктов сгорания топлива. Это обеспечивает их назначенный ресурс в эксплуатации.



Ansaldo Energia модернизирует электростанцию в Италии.

Электростанция комбинированного цикла находится в Лейни, недалеко от Турина. Заказчик проекта – итальянская энергетическая компания.

В рамках модернизации Ansaldo Energia поставит на станцию, построенную компанией под ключ в 2007 г., новую газовую турбину АЕ 94.3А и генератор WY23Z, а также проведет все необходимые работы на площадке.

Газовая турбина АЕ94.3А будет включать в себя последние обновления, что позволит увеличить эффективность всего комбинированного цикла. Работы на станции планируется начать в феврале 2024 г., с полным вводом в эксплуатацию модернизированного оборудования к октябрю того же года.

Электростанция Leini произвела в 2022 г. около 2,1 ТВт·ч электроэнергии для национальной системы электроснабжения и 55,5 ГВт·ч тепловой энергии для сети централизованного теплоснабжения г. Сеттимо-Торинезе, также принадлежащей заказчику.

Ansaldo Energia построила в Италии три электростанции для Engie – в Вогере, Розиньяно и Лейни и продолжает работы по модернизации и техническому обслуживанию в рамках долгосрочного сотрудничества, действующего уже более 20 лет.

Разработка и изготовление СГДУ для работы при низких температурах

А. Б. Татищев – технический управляющий, andrey.tatishchev@johncraneiskra.ru

А. М. Валева – инженер-конструктор, a.valeeva@johncraneiskra.ru

ООО «ДКИ»

Ключевые слова:

сухие
газодинамические
уплотнения,
сжиженный
природный газ,
низкие температуры,
материалы
уплотнений,
испытания,
изготовление
уплотнений

Аннотация

В настоящее время особую актуальность приобретает производство сжиженного природного газа (СПГ). Оно является одним из самых перспективных энергетических разработок в мире. В связи с тенденциями роста производства СПГ было принято решение о разработке класса сухих газодинамических уплотнений (СГДУ) для работы в низкотемпературных условиях эксплуатации, возникающих на разных этапах производства СПГ.

В низкотемпературных условиях работы на технологию изготовления СГДУ накладываются различные ограничения. Одним из таких ограничений является невозможность использования «стандартных» материалов комплектующих: материалы должны быть выбраны

с учетом определенных требований. Основное внимание в статье уделяется подбору материалов для изготовления уплотнения, так как их пригодность для применения при низкотемпературном режиме напрямую влияет на работоспособность уплотнения в целом.

Кроме того, в статье рассматриваются заводские испытания уплотнений при низких температурах, которые проводятся для обеспечения надежной работы компрессоров заводов СПГ во всем диапазоне рабочих режимов. В существующем испытательном стенде предусматривается отдельный блок подачи охлажденного азота, что позволит испытывать СГДУ при криогенных температурах до $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Development and manufacture of DGS designed to work at low temperatures

A. B. Tatishchev – Technical Manager, andrey.tatishchev@johncraneiskra.ru

A. M. Valeeva – Design Engineer, a.valeeva@johncraneiskra.ru

JCI LLC

Key words:

dry gas seals,
liquefied natural gas,
low temperatures,
seal materials,
testing,
seal manufacturing

Abstract

Currently, the production of liquefied natural gas (LNG) is becoming particularly relevant. It is one of the most promising energy developments in the world. Due to the trends in the growth of LNG production, it was decided to develop a class of dry gas dynamic seals (DGS) for operation in low-temperature operating conditions arising at different stages of LNG production. In low-temperature working conditions, various restrictions are imposed on the manufacturing technology of the LNG.

One of such limitations is the impossibility of using «standard» materials of components: materials must be selected taking into account

certain requirements. The main attention in the article is paid to the selection of materials for the manufacture of seals, since their suitability for use in low-temperature conditions directly affects the performance of the seal as a whole.

Among other things, the article discusses factory tests of seals at low temperatures, which are carried out to ensure reliable operation of LNG compressors in the entire range of operating modes. The existing test bench provides a separate unit for the supply of cooled nitrogen, which will allow testing the gas dynamic seals at cryogenic temperatures up to $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Сжиженный природный газ – это, пожалуй, одна из самых перспективных разработок в мире в области энергетики на сегодня. Производство и продажа СПГ быстро растут. Предполагается, что к 2030 году большая часть роста мировой торговли газом будет приходиться на поставки СПГ, в то время как поставки газа по трубопроводам будут расти незначительно. Производство СПГ является одним из основных растущих секторов в мире, и ожидается, что Россия будет демонстрировать высокие темпы развития своих СПГ-проектов. В связи с этими тенденциями было принято решение разрабатывать класс сухих газодинамических уплотнений для эксплуатации в условиях чрезвычайно низких температур, возникающих при производстве и поставке сжиженного природного газа.

Проблемы при работе в условиях низких температур

При эксплуатации уплотнений в условиях низких температур (>–153 °С.) в них могут возникать некоторые проблемы:

- растрескивание стали, так как при низких температурах у металлов наблюдается потеря пластичности и вязкости и повышенная склонность к хрупкому разрушению. Основное требование к материалам – отсутствие «хладоломкости»;
- многие криогенные жидкости являются плохими смазочными материалами, в результате чего не образуется пленка жидкости для работы уплотнения. Плохая смазка может привести к вибрации «проскальзывания». Данную проблему следует устранять путем правильного выбора материалов;
- катастрофическое разрушение уплотнения при застывании влаги внутри него, поэтому все поверхности уплотнений и связанные с ними компоненты должны быть тщательно высушены перед установкой. Наличие какой-либо смазки или влаги может привести к примерзанию поверхностей друг к другу и разрушению уплотнения при запуске оборудования;
- разница температурных расширений между применяемыми материалами. Температурные деформации элементов уплотнения могут привести к изменению их размеров и взаимному перекоосу элементов уплотнения. Это ведет к перераспределению давления в уплотнительном зазоре, изменению расходных и динамических характеристик уплотнения.

Материалы для изготовления уплотнений

При разработке любого механического уплотнения первостепенное значение имеет выбор подходящих материалов для конкретного применения. Низкотемпературные (криогенные) уплотнения не являются исключением.

Их пригодность для эксплуатации при низкотемпературных режимах напрямую зависит от материалов конструкции, каждый из которых имеет свой собственный нижний предел рабочей температуры. Помимо основных компонентов (металлические детали, торец, седло, уплотнительные кольца), условия эксплуатации могут повлиять на такие не столь очевидные элементы, как смазочные материалы.

Металлические детали

Для аппаратуры, работающей до температур кипения жидкого азота (–196 °С), используют сплавы с ГЦК (гранцентрированная кубическая) решеткой, как правило, это хромоникелевые аустенитные нержавеющие стали.

Основные требования к материалам металлических деталей:

- достаточная прочность при нормальной температуре;
- стабильность фазового состава, сопротивление хрупкому разрушению при низких температурах;
- высокая коррозионная стойкость;
- технологичность в процессе производства уплотнений и т.д.

Кроме того, следует учитывать, что усадка материалов может превысить допустимые значения, в связи с чем могут возникнуть утечки, которые невозможно обнаружить при комнатной температуре.

Исходя из основных требований, предъявляемых к материалу металлических деталей уплотнения, оптимальными для применения являются аустенитные нержавеющие стали AISI 304 и 316. Данные виды стали при низких температурах имеют предел прочности при растяжении значительно выше, чем при комнатной температуре. А ударная вязкость остается практически неизменной. Свойства сталей AISI 304 и 316 приведены в табл.

Табл.
Свойства сталей AISI 304 и 316 при низких температурах

Температура, °С		-78	-161	-196
Предел прочности (при растяжении), МПа	AISI 304	300	380	400
	AISI 316	400	460	580
Предел упругости, МПа	AISI 304	1100	1450	1600
	AISI 316	820	1150	1300
Ударная вязкость, Дж/см ²	AISI 304	180	160	155
	AISI 316	180	165	155

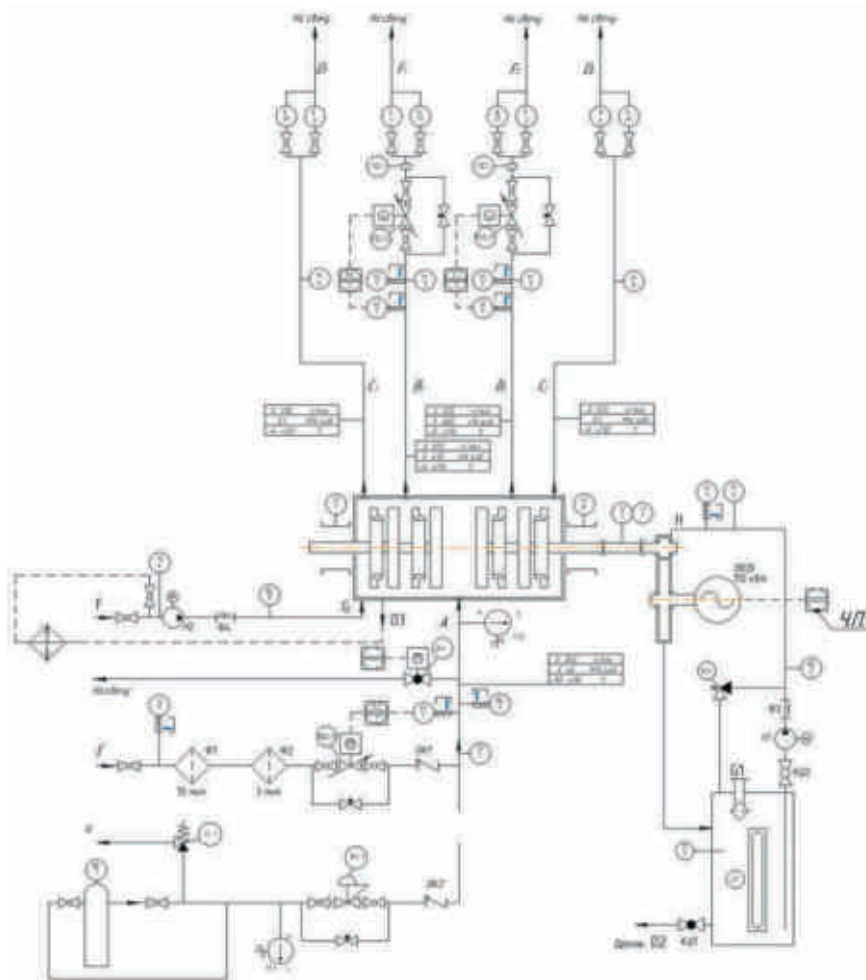


Рис.
Схема испытательного стенда
и условные обозначения

Условные обозначения		Условные обозначения	
	Шаровый кран (КШ)		5-ти клапанный блок (5КБ)
	Запорная арматура		2-х клапанный блок (2КБ)
	Игольчатый клапан (ИК)		Фильтр
	Обратный клапан (ОК)		Регулятор давления с электроприводом
	Дроссельная шайба		Отсечной клапан
	Датчик давления		Охладитель газа
	Датчик дифф. давления		Регулятор давления
	Манометр		Предохранительный клапан
	Термопреобразователь		
	Расходомер		
	Термопара (ТТ)		

Рабочая пара

Некоторые условия эксплуатации компрессора при работе с СПГ могут способствовать ускоренному износу рабочей пары, что, соответственно, приводит к выходу уплотнения

из строя. К ним относятся условия сухого уплотнительного газа (очень низкая точка росы), а также медленное вращение со скоростями, меньшими скорости отрыва уплотнения, что приводит к соприкосновению уплотнительных поверхностей. В этих условиях эксплуатации уплотнительные поверхности рабочей пары СГДУ должны выдерживать контакт без ухудшения эксплуатационных характеристик уплотнения.

Несмотря на то что углерод считается самосмазывающимся материалом, при криогенных температурах это свойство отсутствует, поскольку не происходит выброса графита для смазки из-за отсутствия влаги. В качестве материала для торцов можно использовать углерод, предназначенный работать «на сухую». Как правило, он содержит органическое вещество – дисульфид молибдена, который позволяет высвобождать графит для смазки.

Карбид вольфрама со связкой кобальта и никеля могут использоваться в качестве материала для рабочей пары уплотнения. Он обладает высоким модулем упругости, износостойкостью, теплопроводностью и прочностными показателями, отлично подходит для эксплуатации при криогенных температурах. Вероятно, причина, по которой карбид вольфрама подходит для криогенной эксплуатации, заключается в том, что никелевое связующее сохраняет многие желаемые свойства.

Вторичное уплотнение

При низких температурах ($-30...-40\text{ }^{\circ}\text{C}$) эластомеры подвергаются стеклованию. Когда резина проходит через стеклование, она становится хрупкой – любая дополнительная нагрузка на материал может вызвать растрескивание. При выборе материала уплотнительных колец стоит отдать предпочтение полимерам: фторопласты (PTFE – политетрафторэтилен, FEP – фторированный этилен-пропилен), термопласты (PEEK – полиэфирэфиркетон, UPE – сверхвысокомолекулярный полиэтилен) и др. Полимеры имеют более низкий предел рабочих температур, до $-250\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Чрезвычайно важным фактором является химическая совместимость материалов, контактирующих с криогенными жидкостями. Чтобы обеспечить эффективное уплотнение, нужны материалы, которые могут выдерживать длительный контакт с низкими температурами, при этом не давая усадку. Уплотнительные кольца для криогенных применений должны быть сконструированы таким образом, чтобы предотвратить утечку жидкостей.

Смазочные материалы

Еще одним фактором, который следует учитывать при изготовлении уплотнений для эксплуатации в условиях криогенных температур, является использование смазочных материалов.

Как правило, следует избегать их использования при низких температурах из-за возможности замерзания. Любая влага или смазка на торцах уплотнений и уплотнительных кольцах может привести к выходу уплотнения из строя. При изготовлении СГДУ для таких условий следует учитывать следующие моменты:

- все детали уплотнения должны быть собраны без использования смазочных материалов;
- сборка должна производиться в чистом помещении, т.е. без пыли и загрязнений;
- уплотнения не следует подвергать гидравлическим испытаниям, так как вода может проникнуть в полости уплотнения;
- при использовании со сжиженными газами, такими как жидкий кислород, уплотнения должны быть зачищены в соответствии с общепринятыми стандартами.

Испытания СГДУ при низких температурах

В рамках плана работ по изготовлению СГДУ для компрессоров заводов СПГ, которые должны обеспечивать надежность во всем диапазоне режимов работы компрессора, включая работу с продуктом при криогенных температурах, требуются испытания на стенде (схема стенда представлена на рис.) Здесь проводятся испытания на статических и динамических режимах с отрицательными температурами рабочего газа.

Блок подачи криогенного азота включает:

- переносной сменный баллон азота жидкого особой чистоты, 1-го сорта;
- теплоизолированную ячейку для испытаний;
- теплоизолированные гибкие рукава;
- запорно-регулирующую арматуру;
- контрольно-измерительные приборы.

Очищенный охлажденный азот подается через гибкие изолированные трубопроводы на первую ступень СГДУ. При этом контролируются температура и давление подачи азота, чтобы исключить попадание жидкой фазы на СГДУ. Заданное давление поддерживается механическим регулятором. Жидкий азот хранится в специальном сосуде Дьюара, объем которого подбирается исходя из требуемых параметров (давления и температуры). Один сосуд должен обеспечить стенд азотом, как минимум, на весь цикл испытаний.

Цикл испытаний состоит из следующих этапов:

1. Статические испытания при температуре окружающего воздуха.
2. Статические испытания при отрицательной температуре (расчетная температура $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$).
3. Динамические испытания при температуре окружающего воздуха на всех рабочих точках, включая расчетные и точки приемки.
5. Динамические испытания при отрицательной температуре (расчетная температура $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$) на всех рабочих точках, включая расчетные и точки приемки.
6. Обследование узлов уплотнения после испытаний.
7. Статические испытания при температуре окружающего воздуха (сравнение результатов с п. 2).

Заключение

Разработка и изготовление СГДУ, работающих при низких температурах, достаточно трудоемкий процесс. При их создании приходится учитывать дополнительные факторы условий эксплуатации, отсутствующие при работе в обычных условиях.

ООО «ДКИ» обладает значительным запасом знаний и накопленного опыта в производстве СГДУ, предназначенных для работы в условиях низких температур. В настоящий момент на предприятии идет модернизация стенда для испытаний уплотнений при температурах до $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$. **D**

Список литературы

1. *Sealing cryogenic and low temperature applications*. [Электрон. ресурс]. – URL: <https://www.aesseal.com/en/resources/industry-guides/sealing-cryogenic-and-low-temperature-applications> (дата обращения 05.07.2023).
2. Иванов А. В. Влияние температурных деформаций на работоспособность уплотнений криогенных насосов / А. В. Иванов // Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета. – 2009. – Т3, № 19. – С. 29-33.
3. Технология металлов / Б. В. Кнорозов, Л. Ф. Усова, А. В. Третьяков [и др.] // М.: Металлургия, 1987. – 904 с.
4. Криогенная сталь: российские инновации для индустрии СПГ. [Электрон. ресурс]. – URL: <https://neftegaz.ru/science/Oborudovaniye-uslugi-materialy/629558-kriogennaya-stal-rossiyskie-innovatsii-dlya-industrii-spg/> (дата обращения 05.07.2023).

Опыт модернизации упорного подшипника с традиционной системой смазки

С. Л. Шамако, Г. Б. Уфлянд, А. Б. Агафонов – ООО «ТурбоРеф Инжиниринг»
А. В. Рузанов – АО «Минудобрения»

За счет модернизации системы смазки типового опорно-упорного подшипника скольжения достигнуто снижение более чем на треть потерь мощности в упорной части. В результате удалось сократить расход смазки на ~25 % (на ~50 л/мин) при заметном снижении исходного уровня температуры металла рабочих упорных колодок (в среднем на 5...7 °С).

In brief

Experience in upgrading a thrust bearing with a traditional lubrication system.

Due to the modernization of the thrust bearing, it was possible to reduce the lubricant consumption in the stationary mode required by ~ 25 % (-50 l/min) with a noticeable decrease in the initial temperature level of the metal of the working thrust pads (on average by 5...7 °C). It is important to note the reduction in power losses in the thrust part of the bearing achieved as a result of modernization – by more than a third.

Как известно, организация смазки в упорном подшипнике скольжения сегментного типа в значительной степени определяет его эффективность и надежность. В современных «фирменных» упорных подшипниках скольжения для высокооборотных агрегатов, как правило, применяют так называемую локальную, направленную смазку упорных колодок и сухой маслокартер.

Эффективность данных способов организации смазки упорных колодок давно доказана как теоретически, так и экспериментально [1-3, 6]. Вместе с тем, в большинстве стационарных турбокомпрессорных агрегатов отечественной разработки, находящихся в эксплуатации на промышленных предприятиях и в энергетике, применяются упорные подшипники традиционных конструкций середины прошлого века, в которых смазка колодок осуществляется в масляной ванне.

Упорные подшипники, снабженные традиционной системой смазки, часто имеют

ряд существенных недостатков, снижающих эффективность и надежность оборудования. Среди основных недостатков нужно отметить следующие [4, 5]:

- повышенные потери мощности на трение упорного диска и перемешивание смазки в маслокартере;
- неравномерное и ограниченное снабжение рабочих колодок свежей смазкой;
- значительный перенос «горячей» смазки на упорном диске от колодки к колодке.

Однако модернизация системы смазки традиционных упорных подшипников серийных агрегатов, находящихся в эксплуатации, несмотря на ее очевидную эффективность, производится крайне редко.

В рамках реализации данного проекта компаниями «ТурбоРеф Инжиниринг» и «Минудобрения» выполнены специальные расчеты, разработана конструкторская и ремонтная документация. Были изготовлены комплектующие для модернизации системы смазки типового вкладыша опорно-упорного подшипника (ОУП) для ротора с диаметром шейки 175 мм и номинальной частотой вращения до 5200 об/мин, который массово применяется в газоперекачивающих, энергетических и технологических агрегатах разработки и производства АО «Невский завод» (рис. 1).

Далее кратко изложены принципы модернизации упорной части вкладыша, результаты испытаний и опытно-промышленной эксплуатации модернизированного подшипника.



Рис. 1.

Модернизированный вкладыш ОУП.

Монтаж упорных колодок нижней половины подшипника

Основой модернизации является применение локальной направленной смазки рабочих поверхностей колодок при свободном сливе из картера. Также принципиально важно использовать штатный корпус опорно-упорного вкладыша после выполнения незначительной механической доработки. При этом допускается использование штатного (исправного) комплекта упорных колодок. Исходные параметры смазки на подаче к подшипнику (давление, температура, качество фильтрации и др.) сохраняются, но при существенном снижении потребного расхода.

В специальный комплект для модернизации вкладыша входят новые установочные полукольца, форсунки, мелкий крепеж и герметизирующие материалы.

Главным объектом модернизации был выбран штатный опорно-упорный подшипник диаметром 175 мм ротора ТВД технологического агрегата ГТТ-12, задействованного в производстве азотной кислоты на предприятии «Минудобрения», г. Россошь.

Модернизация подшипника проведена в ходе остановочного ремонта агрегата в 2022 году. Доработка корпуса вкладыша подшипника и монтаж комплекта для модернизации выполнены на производственной площадке силами ремонтной службы предприятия под авторским надзором разработчиков.

В комплект модернизации дополнительно включен полнопроходной поворотный шаровой кран на трубе подачи смазки к подшипнику, предназначенный для настройки системы и проведения сдаточных испытаний на агрегате. Была разработана специальная программа и методика испытаний модернизированного ОУП с целью расчетно-экспериментальной оценки расхода смазки.

В ходе испытаний контролировались все основные параметры вкладыша подшипника на пусковом и стационарном режиме работы. Регулирование расхода на стационарном режиме осуществлялось за счет поворота крана от положения полного открытия (угол поворота 0 гр.) до прикрытия на угол поворота 50 гр., при котором было подтверждено достижение проектного сокращения расхода смазки и принято решение о завершении испытаний.

На рис. 2 представлены показания штатных термометров (установленных на рабочих упорных колодках нижней половины вкладыша слева и справа от оси ротора) в зависимости от угла прикрытия крана на стационарном режиме.

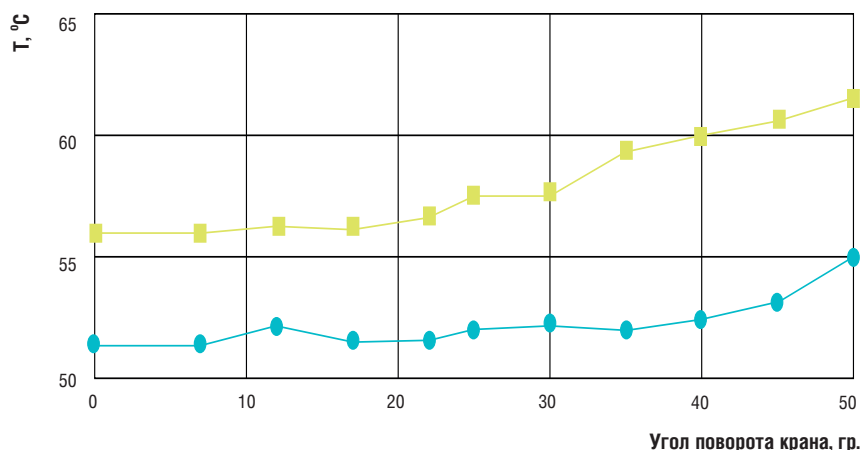


Рис. 2.
Экспериментальная зависимость температуры металла рабочих упорных колодок от угла прикрытия шарового крана на подаче смазки

Устойчивый рост температуры металла рабочих колодок зафиксирован лишь при угле прикрытия крана более 30...35 градусов. Следует отметить качественно схожий характер прироста температуры, зафиксированный обеими контрольными термометрами. Важно подчеркнуть, чтокрытие крана (в испытанном диапазоне) практически не повлияло на температуру металла как установочных колодок, так и опорной части модернизированного ОУП, что подтверждает надежность всей системы смазки вкладыша после модернизации.

По результатам испытаний модернизированного ОУП ротора ТВД ГТТ-12 сокращение расхода смазки (относительно исходного значения для подшипника на стационарном режиме) оценивается в -25 % (на -50 л/мин) при заметном снижении уровня температуры металла рабочих упорных колодок (в среднем на 5...7 °C).

На основании результатов испытаний с учетом данных из [6, 7] выполнена экспертная оценка снижения потерь мощности в упорной части вкладыша за счет модернизации, которая составила не менее $\Delta N_{тр} = 17...20$ кВт.

После завершения сдаточных испытаний ОУП был подготовлен к штатной эксплуатации: поворотный кран на магистрали смазки демонтирован и заменен постоянной дроссельной шайбой (соответствующего гидравлического сопротивления).

Эксплуатация модернизированного вкладыша в составе турбокомпрессорного агрегата длилась более года — до очередной ревизии. Осмотр вкладыша, произведенный в ходе ревизии, подтвердил штатное состояние рабочих поверхностей колодок и упорного диска ротора. В настоящее время эксплуатация модернизированного опорно-упорного подшипника продолжается в штатном режиме.

Выводы

Успешно реализован пилотный проект модернизации типового вкладыша ОУП с диаметром шейки вала 175 мм, применяемого в газоперекачивающих, энергетических и технологических агрегатах разработки и производства АО «Невский завод», путем перехода на локальную, направленную смазку упорных колодок и сухой маслокартер.

Работоспособность и высокая эффективность модернизированного ОУП подтверждена сдаточными испытаниями в течение одного года эксплуатации в составе агрегата.

В настоящее время в разработке находится проект модернизации аналогичного по конструкции ОУП другого типоразмера.

Таким образом, упорные подшипники скольжения серийных агрегатов с традиционной организацией системы смазки имеют хорошие перспективы для модернизации с целью существенного повышения надежности и эффективности. **□**

Список литературы

1. Mikula A. M. A comparison of tilting pad thrust bearing lubricant supply methods. / A. M. Mikula, R. S. Gregory // *Journal of Lubrication Technology*. – 1983. – vol. 105. – pp. 39-45.
2. Bielec M. K. Paper 13: Tilting pad thrust bearings: Factors affecting performance and improvements with directed lubrication: in *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers* / M. K. Bielec, A. J. Leopard // *Conference Proceedings*. – 1969. – vol. 184. – №12. – pp. 93-102.
3. Herbage B. S. High efficiency fluid film thrust bearings for turbomachinery / B. S. Herbage // *Proceedings of the Sixth Turbomachinery Symposium*. – 1977. – pp. 33-38.
4. Подольский М. Е. Упорные подшипники скольжения / М. Е. Подольский // *Л.: Машиностроение*, 1981. – 261 с.
5. Казанский В. Н. Системы смазывания паровых турбин / В. Н. Казанский // *М.: Энергоатомиздат*, 1976. – 152 с.
6. Подольский М. Е., Семериков А. В. Расчет упорных подшипников с индивидуальным подводом масла / М. Е. Подольский, А. В. Семериков // *Турбины и компрессоры*. – 2005. – №1,2 (30-31). – С. 68-70.
7. Ямпольский С. Л. О расчете и снижении потерь мощности в упорном гидродинамическом подшипнике / С. Л. Ямпольский // *Энергомашиностроение*. – 1970. – №2. – С. 40-41.

Конференция, посвященная 80-летию Института энергомашиностроения и механики состоялась в МЭИ.

29–30 ноября 2023 года в Институте энергомашиностроения и механики прошла всероссийская научно-практическая конференция. За круглым столом обсуждались возможности развития отрасли с учетом приоритетов государственной политики РФ и новых вызовов в области энергетического машиностроения, механики, робототехники. Затем работа конференции проходила по секциям.

Секцию «Газотурбинные, паротурбинные установки и двигатели» открыл Г. Г. Ольховский – д.т.н., чл.-корр. РАН, президент ОАО «ВТИ» с докладом «Проблемы технического перевооружения ТЭС». Наиболее интересными докладами первого дня работы секции были признаны: «Методика определения мощностей ГТУ и ПТ одновальной ПГУ, основанная на математическом методе» – А. Д. Рожков (ВТИ), «Обработка результатов испытаний тепломеханического оборудования тепловых электростанций» – И. А. Гришин (ЦРМЗ), «Титановые сплавы и практика их использования в транспортном паротурбиностроении» – В. В. Травин (КТЗ).

Второй день конференции начался с доклада д.ф.-м.н. М. Я. Иванова – проф. кафедры ПГТ (ЦИАМ). Он был посвящен разработкам программных кодов расчета характеристик проточных частей ГТУ. Перспективы, связанные с концепцией проектирования ядерных реакторов нового поколения, были рассмотрены в докладе аспиранта СПбПУ Гуна Бовэня.

Интересные доклады подготовили студенты и магистры кафедры ПГТ по вопросам, связанным с авиационными двигателями различного назначения. Дипломом отмечен доклад магистра кафедры ПГТ А. М. Калачева о разработке стационарной ГТУ на базе газогенератора авиационного ГТД. Перспективным направлениям применения цифровых технологий машинного обучения были посвящены доклады Д. А. Шумилина и Ц. Г. Соколова.



НИУ МЭИ И ЦЕНТР ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕПОДГОТОВКИ ПО ОБЩЕЙ ЭНЕРГЕТИКЕ И ТЭС кафедры ТЭС

проводит набор слушателей на программы дополнительной профессиональной подготовки и повышения квалификации в области тепловой энергетики по следующим программам:

Общая энергетика;
Тепловые электрические станции (тепловая часть);
Парогазовые и газотурбинные технологии на ТЭС;

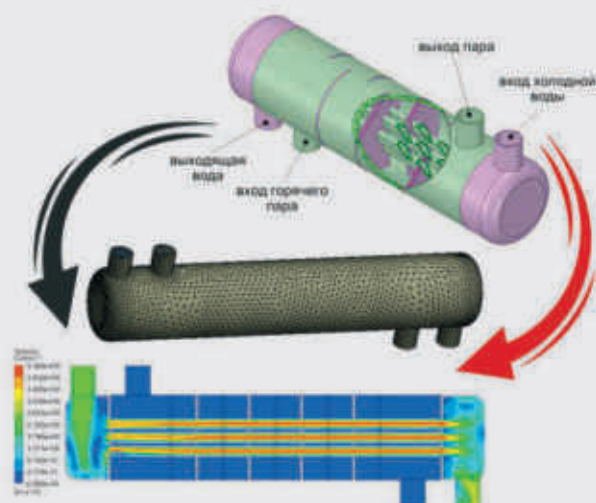
В настоящее время открыт набор на программу:

Применение программы Ansys Workbench для решения теплоэнергетических задач

Курс предназначен для специалистов, работающих в области теплообмена, гидродинамики и теплоэнергетики.

Современные расчеты в теплоэнергетике;
Режимы работы и эксплуатации энергоустановок;
Природоохранные технологии на ТЭС.

Объем часов и форма реализации обсуждается с заказчиком.



72 часа в гибридном формате

РЕКЛАМА



Обучение позволяет

Развивать профессиональные навыки в области инженерного анализа и моделирования;
Повышать квалификацию и компетентность в применении программных инструментов Ansys для решения различных инженерных задач;
Работать в ведущих компаниях, достигая успешной карьеры и пользоваться уважением со стороны работодателей благодаря обучению по мировым стандартам.



Преимущества кафедры ТЭС

Экспертиза в области теплоэнергетики;
Продвинутое компьютерное оборудование;
Комфортный зал для обучающихся;
Курс проводится для 7 слушателей (по типу индивидуальных занятий).



Проводит обучение

Специалист, обладающий глубокими знаниями в области физики и математики, владеющий программой Ansys;
Опыт в Ansys - 14 лет;
Преподавательский стаж - 6 лет.

В ПРОГРАММЕ ОБУЧЕНИЯ

- ✓ Понятие конечных элементов и их роль в анализе;
- ✓ Создание геометрии – SpaceClaim (2D и 3D);
- ✓ Настройка расчётной сетки – ICEM;
- ✓ Использование Ansys APDL;
- ✓ Задание граничных условий;
- ✓ Расширенное моделирование с Ansys Fluent;
- ✓ Моделирование стационарных и нестационарных теплоэнергетических задач;
- ✓ Моделирование ламинарных и турбулентных течений;
- ✓ Рассмотрение специфических задач и кейсов, связанных с теплоэнергетикой (горелки, теплообменники и т.д.);
- ✓ Анализ результатов с использованием постпроцессора (получение контуров, графиков и обработка результатов).

Возможна разработка индивидуальной программы по заданию заказчика

КОНТАКТЫ ДЛЯ ЗАПИСИ НА ПРОГРАММУ:

Тараторин Андрей Андреевич TaratorinAA@mpei.ru
+7 495 362 79 27 Москва, ул. Красноказарменная, 17



Кафедра Тепловых электрических станций
НИУ «МЭИ»

АО «НЗЛ» как разработчик, производитель и поставщик отечественных систем магнитного подвеса

Д.В. Кравцов (к.т.н.), Е.В. Кравцова (д.т.н.), Д.А. Кочетов (к.т.н.), С.В. Баранов – АО «НЗЛ»

В статье представлены результаты работы АО «НЗЛ» по созданию систем магнитного подвеса для роторных машин на отечественных компонентах, материалах и программном обеспечении. Проведен анализ сопутствующих проблем и предложены способы их решения. Описаны принципы, положенные в основу разработки отечественной системы, приведены результаты испытаний СМП, установленной на центробежном компрессоре мощностью 16 МВт.

In brief

**NZL JSC as developer,
manufacturer and supplier
of domestic magnetic
bearing systems.**

The article presents the results of NZL JSC work on the creation of magnetic bearing systems for rotary machines on the base of domestic components, materials and software. The analysis of related problems is carried out and ways of their solution are proposed. The principles underlying the development of the domestic system are described, the test results of magnetic bearing systems installed on a centrifugal compressor with a capacity of 16 MW are presented. NZL JSC showed strategic foresight by organizing a Russian team of specialists in July 2021, which had a long experience in developing its own magnetic bearing systems for various units, manufacturing these systems, installing them as part of the unit and commissioning.



Системы магнитного подвеса (СМП) для промышленного применения в России развивались довольно активно с 80-х годов прошлого века, начиная с гиродина на магнитных подшипниках для космической станции «Мир». Возможности развития, однако, сдерживались определяющим присутствием в России западной фирмы S2M/SKF как основоположника этого направления в мире.

Ограничения в собственном развитии определялись не только давлением западной фирмы (которое, конечно, было), но и отсутствием желания у ответственных структур иметь отечественные альтернативные решения. Долгое время существовал единственный российский производитель промышленных СМП для центробежных компрессоров (ЦБК) – АО «Корпорация «ВНИИЭМ», который был несколько менее успешной альтернативой SKF, но, однако, разработавший собственную СМП. Корпорация «ВНИИЭМ» в качестве ключевых компонентов (вычислительных и силовых) в системах использовала компоненты импортного производства. СМП производства этой компании поставлялись на газотранспортные предприятия ПАО «Газпром», и какое-то время это всех устраивало, так как в отчетах фигурировал отечественный производитель. При этом большинство качественных СМП поставлялось западной фирмой.

Ситуация изменилась очень быстро, параллельно с изменением геополитической обстановки в мире, когда и SKF ушла с нашего рынка, и появились реальные трудности на рынке электронных компонентов. Появилась, наконец, острая необходимость в собственных системах магнитного подвеса на отечественных компонентах для установки на новые машины и для ремонта уже установленных, так как иной выход просто отсут-

ствовал. Следовало также принять во внимание присущую промышленности инерционность, что усугубляло проблему.

Сопутствующие проблемы

После осознания необходимости и неизбежности перехода на отечественные системы были проанализированы сопутствующие проблемы, среди которых нужно отметить следующие:

1. Зависимость от поставок импортных комплектующих для уже установленных агрегатов, которых по стране достаточно много, и требующих ремонта и настройки системы управления. В этом случае требуется быстрое освоение импортной СМП, включая действующие алгоритмы, которые никогда не передавались российским специалистам и представляют коммерческую тайну.

2. Непроверенный уровень качества и надежности российских комплектующих. При испытаниях эти характеристики будут проверяться, и в результате будет получена статистика.

3. Отсутствие некоторых российских комплектующих, обеспечивающих полную функциональную замену импортных. В этом случае возможно разработать функциональные блоки на российских комплектующих, у которых размеры не будут совпадать с импортными, но функция будет выполняться, что является выходом из ситуации.

4. Наличие скрытого импорта, то есть российские комплектующие с недекларируемой импортной начинкой. Это самый сложный момент, так как его практически невозможно выявить у разработчиков российских комплектующих. Проблема выявляется, когда поставщик неожиданно отказывается поставлять ключевой для системы элемент или указывает нереально долгие сроки поставки.



Рис. 1.
Общий вид ГПА
ст. № 55 КС «Мышкинская»



Рис. 2.
Вид со стороны свободного
конца вала ротора ЦБК 16 МВт
на магнитных подшипниках
производства АО «НЗЛ»

Опыт разработки СМП в АО «НЗЛ»

Исторически АО «НЗЛ» имело значительный опыт совместной работы с СМП производства SKF и даже имело лицензию на производство механической части системы, т.е. собственно магнитных подшипников, устанавливаемых на агрегат. Однако и эта вовлеченность в работы SKF не могла бы решить проблему, так как самый важный вопрос – наладка системы управления – всегда оставался в зоне ответственности западного разработчика и никому не передавался.

АО «НЗЛ» проявило стратегическую предусмотрительность, организовав в своем составе в июле 2021 года российскую группу специалистов, которая имела длительный опыт разработки собственных СМП для различных агрегатов, производства этих систем, их монтажа в составе агрегата и наладки. Перед специалистами была поставлена задача разработать собственную систему магнитного подвеса на базе отечественных комплектующих, материалов и программного обеспечения.

Таким образом, было получено техническое преимущество, состоящее в том, что разработка и производство всех составляющих системы: аппаратура управления, электромагниты с системой датчиков, а также последующий сервис – выполняются на одном предприятии. Такая организация исключает внешнюю кооперацию, потери времени на согласования, заключение договоров, конфликты интересов, сокращает время выполнения проекта и, в конечном счете, снижает стоимость продукта.

Принципы, положенные в основу разработки отечественной СМП

1. Максимальное использование российских комплектующих в составе системы. Примером может быть разработанный НЗЛ преобразователь частоты вращения для преобразования импульсных сигналов от датчика частоты на роторе в аналоговые сигналы, передаваемые на САУ ГПА, вместо итальянского прибора.

В случае отсутствия аналогов применение собственных функциональных замен. Это, например, интерфейсная микросхема Analog Device, аналогов которой в России нет, поэтому была разработана функциональная замена.

2. Применение собственных алгоритмов и ПО, что позволило исключить западные программные продукты и связанные с этим наложенные ограничения.

3. Создание удобного и неперегруженного специального ПО, позволяющего разделить доступ к настройкам системы по функциональному принципу:

- группа параметров системы для служб эксплуатации, таких как чувствительность датчиков положения ротора, смещение ротора для подстройки системы после регламентных работ;



Рис. 3.
Ротор с системой магнитного
подвеса в сборе с оснасткой

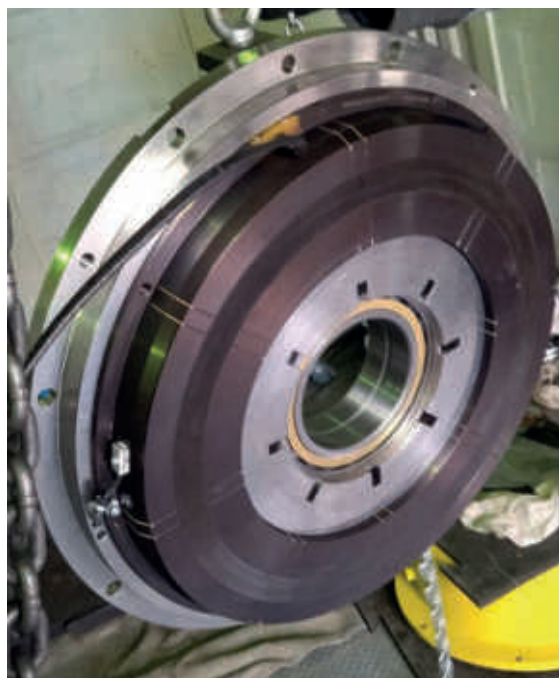
Для проверки заложенных при проектировании характеристик в АО «НЗЛ» была разработана конструкторская документация на СМП центробежного компрессора, установленного в ГПА ст. № 55 Мышкинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта» (рис. 1, 2).

Ранее агрегат работал на магнитных подшипниках производства НПП «ВНИИЭМ». Аппаратура управления была построена на комплектующих иностранного производства.

В АО «НЗЛ» были изготовлены элементы СМП: роторные и статорные части (рис. 3, 4), система датчиков (рис. 5), корпусные элементы и другие конструктивные элементы, которые установили в ЦБК вместо штатных магнитных подшипников.

Рис. 4.

Статор осевого
магнитного подшипника



- расширенная группа параметров системы для сервисной службы в случае ремонтных работ или ПНР серийных агрегатов;
 - полная группа параметров системы для разработчиков, позволяющая с максимальным удобством выполнять ее тонкую настройку. Система автоматического управления электромагнитным подвесом (САУ ЭМП) построена таким образом, что на работоспособность системы невозможно воздействие с внешней стороны. Обрыв связи с панельным компьютером, расположенном в САУ ЭМП, или с САУ ГПА не приведет к останову машины, электромагниты будут продолжать держать ротор во взвешенном состоянии до штатного останова. Эта опция важна с точки зрения требований информационной безопасности, значение которой в настоящее время растет.
5. Наличие дополнительных опций системы, позволяющих расширить возможности ее настройки и диагностики:
- визуализация траектории движения опорных точек ротора в реальном времени;



Рис. 5.

Суппорт датчиков
положения ротора

- снятие амплитудно-частотных характеристик замкнутой системы для всех каналов регулирования с заданием амплитуды воздействия, цвета отображения и т.д.;
- снятие спектрограммы системы в работе, сразу выявляющей опасные частоты с целью их купирования;
- визуализация архивных данных.

6. Наличие стандартной (при каждом включении системы) и расширенной диагностики (при желании), которая выявляет не только неисправности внутри САУ ЭМП, но и ряд неисправностей, относящихся к СМП в целом, например, некорректные настройки системы датчиков.

Результаты, полученные АО «НЗЛ»

На перечисленных выше принципах была основана новая разработка СМП на отечественных компонентах, материалах и программном обеспечении. Следует отметить, что САУ ЭМП является универсальной системой управления для разных применений и типов машин. Комплект магнитных подшипников разрабатывается индивидуально под каждый проект, однако существует возможность использовать уже разработанную конструкторскую документацию подходящего типоразмера для вновь создаваемой или модернизируемой машины. В этом случае документация подвергается минимальным доработкам, задачей является разработка корпусов узлов магнитных подшипников с необходимыми присоединительными размерами для встраивания в корпус машины.

Для проверки заложенных при проектировании характеристик была разработана конструкторская документация на СМП для центробежного компрессора (ЦБК) мощностью 16 МВт, установленного в ГПА ст. № 55 Мышкинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта». Агрегат работал на магнитных подшипниках производства НПП «ВНИИЭМ». Аппаратура управления была построена на импортных комплектующих.

На заводских мощностях АО «НЗЛ» были произведены механические части СМП: роторные и статорные части, система датчиков, корпусные элементы и другие конструктивные элементы, которые установили на ЦБК вместо магнитных подшипников другого производителя. Установлены также страховочные подшипники производства российской компании.

Аппаратура управления, работавшая ранее на ЦБК, заменена на САУ ЭМП производства АО «НЗЛ», которая, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром», может работать

от трех источников питания: основного ~ 380 В, резервного ~ 380 В и аварийного = 220 В (рис. 6).

Результаты испытаний СМП

Строительно-монтажные и пусконаладочные работы были проведены в самые сжатые сроки благодаря совместной слаженной работе производителей со службой эксплуатации.

Ротор был взвешен при первом включении во время проведения ПНР, что говорит о достаточно точных предварительных расчетах параметров системы регулирования. Перед запуском агрегата на испытуемых магнитных подшипниках в трассу было тщательно проверено соответствие характеристик машины с СМП предъявляемым техническим требованиям. Для этого были проведены специальные испытания:

1. Осевое нагружение ротора. Для агрегата выставляются требования по осевой нагрузке, возникающей в критических режимах (например, предпомпажных). Для проведения испытаний было разработано специальное нагружающее устройство с возможностью измерения приложенной силы. При изменении нагружающего усилия фиксировались токи в усилителях мощности, которые не должны превышать паспортные ограничения для токов в усилителях.

При достижении осевого усилия на 25 % большего, чем усилие, заданное в ТЗ на агрегат, токи в усилителях мощности были еще далеки от паспортных ограничений.

2. Безобрывный переход с основного на резервное и аварийное питание при работе машины. Испытания прошли без замечаний.

3. Антипомпажные тесты. Целью испытаний было подтверждение улучшения газодинамических характеристик (ГДХ) машины в предпомпажных режимах. Параметры электромагнитов и системы регулирования позволили получить ГДХ, представленные на рис. 7., где видна разница между характеристиками предыдущего варианта СМП и вновь установленного.

На этапе комплексного опробования был выполнен пуск агрегата сначала в режиме «Кольцо», затем в режиме «Магистраль». Работа агрегата оставалась устойчивой во всех режимах, вплоть до не свойственного ему вентиляторного режима, то есть с почти отсутствующим перепадом давления, что для агрегата считается тяжелым режимом.

Успешно пройденные испытания СМП на комплексное опробование позволили системе перейти на этап опытной эксплуатации, в процессе которой был зафиксирован отказ



Рис. 6.
Система автоматического управления электромагнитным подвесом (САУ ЭМП)

оптрона российского производителя. Анализ ситуации, статистика использования этого элемента, а также последующие тесты не дают оснований считать отказ значимым. После успешного прохождения этапа опытной эксплуатации были проведены предварительные испытания СМП без замечаний.

В ходе приемочных испытаний СМП были выявлены два замечания, не относящиеся к функционалу системы, которые были оперативно устранены.

Таким образом, испытания СМП, разработанной на основе отечественных комплектующих, материалов, алгоритмов и программного обеспечения, показали, что сложная ситуация, созданная западными производителями магнитных подшипников, преодолена.

Рис. 7.
Газодинамические характеристики ЦБК:
кривая 1 - до замены системы магнитного подвеса;
кривая 2 - после замены системы магнитного подвеса



Выбор оптимального ПЛК для эффективной автоматизации

Т. З. Муфтахов – ООО «Консист Констракшн»

В статье рассмотрены модульные ПЛК Consyst Electronics серии L22, которые являются эффективным и компактным решением для автоматизации дискретных производственных процессов. Эти контроллеры обеспечивают высокую производительность и гибкость в настройке, что позволяет использовать их в различных отраслях промышленности. Кроме того, они обладают широким функционалом и могут быть интегрированы в более крупные системы автоматизации.

In brief

Choosing the optimal PLC for efficient automation

The article presents Consyst Electronics modular PLCs of the L22 series, which are an efficient and compact solution for automation of discrete production processes. These controllers provide high performance and flexibility in configuration, which allows them to be used in various industries. In addition, they have a wide range of functionality and can be integrated into larger automation systems. In the modern world technology development and process automation play a key role in various industries. One of the important elements in automation systems are programmable logic controllers (PLCs), which are responsible for collecting, processing and transmitting information from various devices and sensors.



Рис. 1.
Структурная схема семейства ПЛК Consyst Electronics

В современном мире развитие технологий и автоматизация процессов играют ключевую роль в различных отраслях промышленности. Одним из важных элементов в АСУ ТП являются программируемые логические контроллеры (ПЛК), которые отвечают за сбор, обработку и передачу информации от различных устройств и датчиков.

Выбор ПЛК, на примере работы системы циркуляции оборотной воды на паротурбинной установке (ПТУ), основывается на следующих ключевых критериях:

Производительность. ПЛК должен иметь достаточную вычислительную мощность и быстродействие для обработки большого объема данных, поступающих от датчиков, преобразователей, исполнительных устройств, а также для выполнения сложных алгоритмических действий.

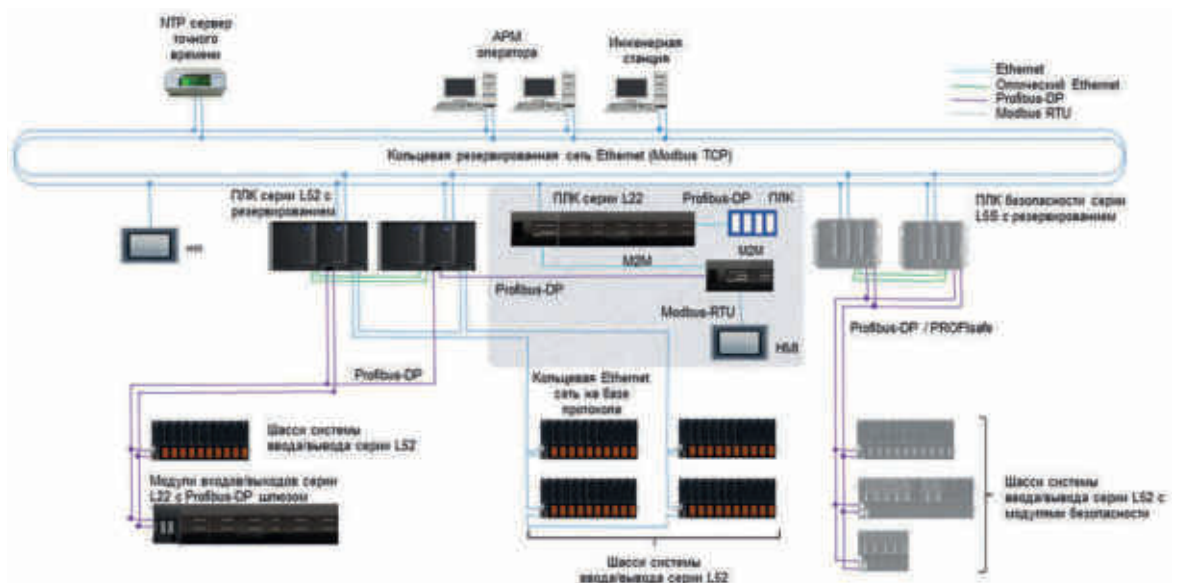
Надежность. При эксплуатации ПТУ предъявляются высокие требования к надежности и безотказности работы. Это относится к системам автоматического контроля и управления.

Совместимость. Контроллер должен без проблем интегрироваться с существующим оборудованием и программным обеспечением. Безопасность на паротурбинной установке является ключевым фактором, и ПЛК должен обеспечивать защиту от сбоев и несанкционированного доступа к системе.

Программное обеспечение. Используемое ПО для программирования ПЛК должно быть простым в использовании и предоставлять возможность создания сложных алгоритмов управления, в том числе с использованием систем машинного обучения.

Модульность. Система должна быть модульной и масштабируемой, чтобы обеспечить возможность расширения и модернизации без замены всего оборудования.

Компания «Консист Констракшн» — российский поставщик и производитель ПЛК, оказывающий полный комплекс услуг в направлении поставок оборудования и систем для промышленной и гражданской автоматизации под маркой Consyst Electronics. Семейство контроллеров состоит





из трех серий: L52, L5S (уровень полноты безопасности УПБ2) и L22 (рис. 1). В этой статье мы рассмотрим модульные ПЛК Consyst Electronics серии L22, которые представляют собой эффективное и компактное решение для локальных АСУ ТП дискретных производств.

Контроллеры Consyst Electronics серии L22

ПЛК серии L22 применяются в локальных АСУ ТП, в которых не требуется удаленный ввод/вывод, резервирование модулей и сетей, а также горячая замена. Для связи с верхним уровнем возможно использование сети Ethernet. Связь с другими ПЛК (М2М — межмашинное взаимодействие двух устройств по кабелю или беспроводной связи) можно организовать через сети Ethernet и PROFIBUS-DP (только режим ведомого) или интерфейс RS-485.

НМИ подключаются к ПЛК L22 через Ethernet или RS-485 (RS-232). Для применения в задачах точного позиционирования L22 оснащены импульсными входами (выходами) и поддерживают прерывания. Кроме того, модули входов/выходов L22 могут подключаться к контроллерам L52 через шлюз PROFIBUS-DP (до 10 модулей в/в на 1 шлюз).

Структура ПЛК серии L22

ПЛК L22 представляет собой модульную систему, которая монтируется на стандартной DIN-рейке (рис. 2). Сборка ПЛК начинается с центрального процессора (ЦП), к которому подключаются плата ЦП и дополнительные модули. Модули устанавливаются справа от процессора или от предыдущего модуля. ЦП поддерживают до 20 подключений модулей ввода/вывода. В случае использования узких шкафов и большого количества модулей, систему можно расширить на несколько рядов с использованием специальных кабелей. Каждый модуль оборудован индикатором состояния, съемными клеммами и разъемом для расширения.

Модули ЦП

Consyst Electronics имеет четыре модели процессорных модулей: L22_24CU_R, L22_24CU_AM, L22_40CU_R и L22_40CU_T.



Рис. 2. Монтаж ПЛК серии L22

Младшие модели ЦП L22_24CU_R, L22_24CU_AM (рис. 3) оснащены портом загрузки программирования RS-485, поддержкой USB и протокола Modbus RTU, а также возможностью подключения к устройствам без стандартных протоколов через свободный порт. Кроме того, они поддерживают протокол PROFIBUS-DP (через коммуникационный модуль расширения L22_CM_DP), имеют интерфейс модуля расширения для обмена данными, встроенные часы реального времени, световые индикаторы состояния модуля и питание от сети 220 В.

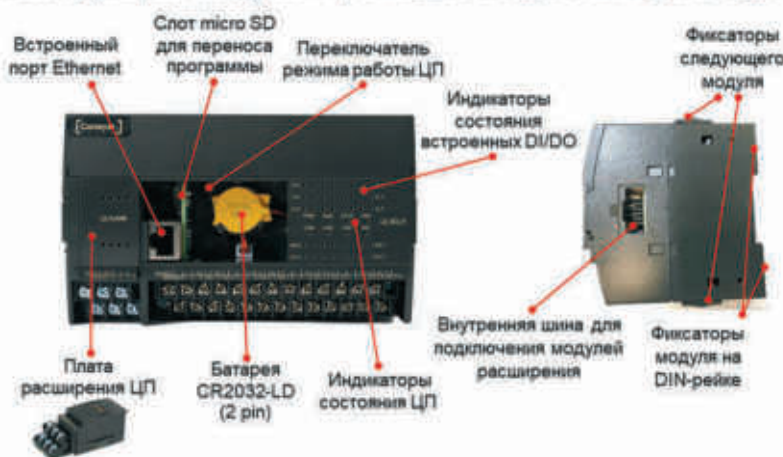
Быстрые входы могут использоваться в качестве высокоскоростных счетчиков или аппаратных прерываний. Проекты автоматизации загружаются в модули с помощью программного обеспечения AT300, поддерживающего стандартные языки программирования IEC 61131-3.

Две старшие модели L22_40CU_R и L22_40CU_T (рис. 4) оборудованы портом Ethernet для программирования и подключения внешних устройств, а также слота карты памяти, предназначенного для обновления или резервного копирования пользовательской программы.

Рис. 3. Структура ПЛК модели L22_24CU_R

Рис. 4. Структура ПЛК модели L22_40CU_R

Конструкция модуля ЦП L22_40CU_R и L22_40CU_T



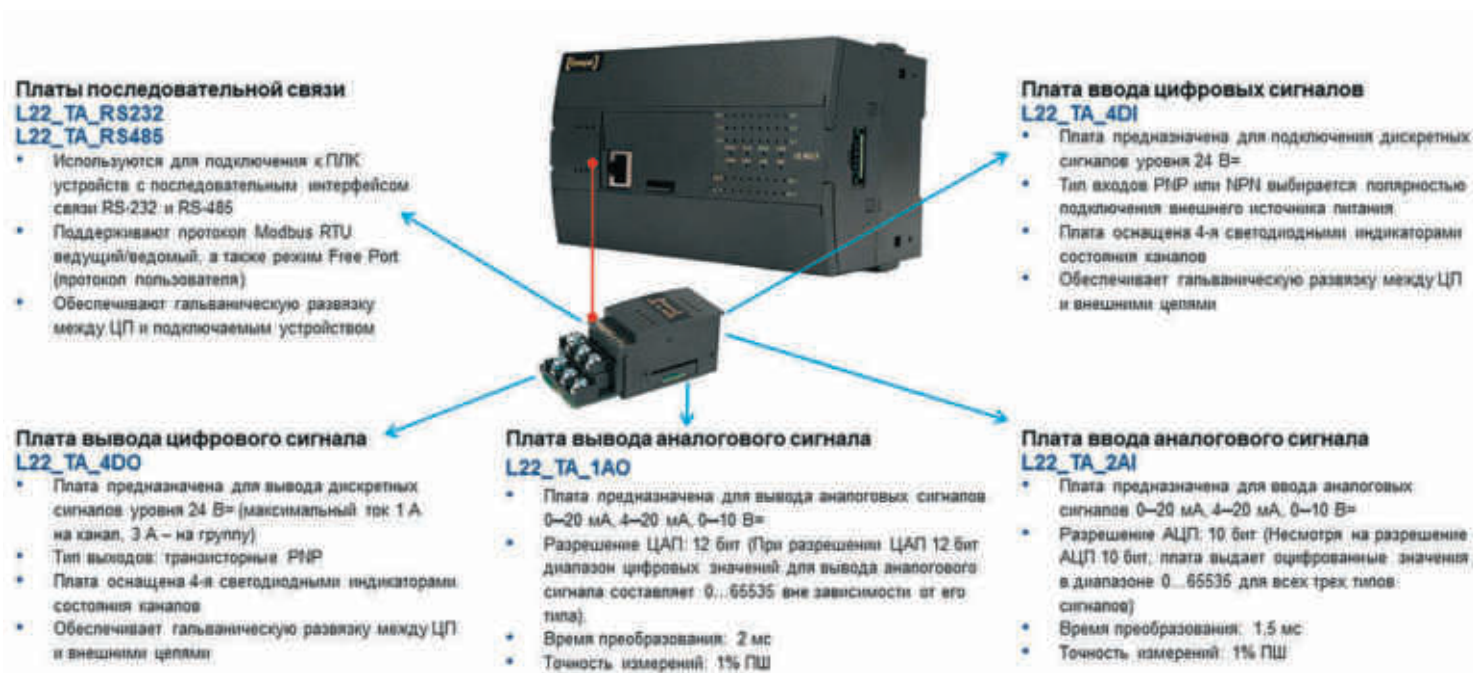


Рис. 5.
Модули расширения
центрального процессора

На передней панели расположен двухпозиционный переключатель режимов работы ПЛК – RUN и STOP. Для хранения данных календаря и часов используется батарея типа CR2032-LD. Верхний съемный клеммный блок предназначен для подключения питания и цифровых входов, а нижний – для цифровых выходов и интерфейса RS-485.

Разъем внутренней шины на правой грани модуля используется для подключения модулей расширения. Корпус оснащен фиксаторами для крепления на DIN-рейку. Питание процессорного модуля осуществляется от источника 24 В постоянного тока.

Модули расширения ЦП

Модуль расширения центрального процессора ПЛК предназначен для увеличения количества входов и выходов контроллера, а также для расширения его коммуникационных возможностей. На рис. 5 показаны характеристики модулей расширения серии L22 бренда Consyst Electronics.

Коммуникационные модули

ПЛК L22 предоставляет широкие возможности для интеграции с другими устройствами АСУ ТП благодаря коммуникационным модулям серии L22. Для старших моделей ЦП на 40 цифровых входов / выходов имеется возможность увеличить количество последовательных портов до 10. Для этого используются коммуникационные модули расширения L22_CM_RS. Они поддерживают протокол Modbus-RTU, что позволяет ПЛК функционировать как в качестве ведущего,

так и ведомого устройства. Если требуется интегрировать контроллер L22 с Consyst Electronics L52 или другим ПЛК через сеть PROFIBUS-DP, можно использовать модуль L22_CM_DP для подключения к PROFIBUS-DP через разъем DB9 или клемму.

Модуль расширения

Модули расширения L22 можно использовать в составе ПЛК серии L52. Для реализации такой конфигурации необходимо применить шлюз L22_CI_DP, который выполняет функции ведомого устройства в сети PROFIBUS-DP и подключает к себе до 10 модулей L22.

Шлюз поддерживает резервирование линий связи PROFIBUS-DP и для этой цели оснащается двумя портами PROFIBUS.

Модули ввода/вывода цифровых сигналов

Модули дискретного сигнала ввода/вывода применяются в системах промышленной автоматизации для управления производственным оборудованием и технологическими процессами. Дискретный вход нужен для ввода в ПЛК параметров, у которых только два состояния: включено или отключено, есть сигнал или нет сигнала. Дискретный выход в ПЛК применяется для включения подсоединенных к нему устройств: клапанов, магнитных пускателей промежуточных реле.

Номенклатура модулей расширения L22 для ввода и вывода дискретных сигналов включает в себя следующие модели: L22_8DI_DC, L22_16DI_DC, L22_32DI_DC, L22_8DO_T, L22_8DO_R, L22_16DO_R,

L22_32DO_T. Модули отличаются друг от друга только числом каналов и размерами.

Модули ввода/вывода аналоговых сигналов

Модули аналоговых сигналов ввода/вывода применяются в системах промышленной автоматизации для управления производственным оборудованием и технологическими процессами.

Аналоговый вход предназначен для ввода в ПЛК значений температуры, давления и других физических величин, которые измеряются соответствующими датчиками. Эти датчики передают на аналоговые модули ПЛК значения измеряемой физической величины в виде электрического сигнала.

Аналоговый выход используется в ПЛК для управления устройствами и механизмами, имеющими аналоговое управление: направляющими аппаратами, регулируемыми клапанами, частотными преобразователями и т. д.

Номенклатура модулей расширения L22 для ввода и вывода аналоговых сигналов включает в себя следующие модели: L22_4AI_I, L22_8AI_UI, L22_6AM_UI, L22_2AO_UI и L22_4AO_UI. Модули имеют гальваническую развязку, отличаются друг от друга только числом каналов и размерами.

Модули ввода температурных сигналов

Для измерения температуры в системах промышленной автоматизации к ПЛК серии L22 могут подключаться температурные датчики трех типов: термопары, термосопротивления, термисторы. Для этой цели применяются модули ввода температурных сигналов – по одной модели для датчиков каждого типа: L22_4AI_TC, L22_4AI_RTD, L22_8AI_NTC.

Среда разработки AT300

Среда разработки для ПЛК является важнейшим инструментом на всех этапах жизненного цикла системы управления, начиная от конфигурирования / программирования и заканчивая эксплуатацией. Простое, удобное и функциональное программное обеспечение AT300 способно в значительной мере снизить трудоемкость создания и обслуживания проектов автоматизации.

К важным особенностям среды разработки ПЛК Consyst Electronics относится наличие в среде AT300 инструмента симуляции выполнения программного кода, а также тип лицензии Freeware на использование.

Программы для управления производством на ПЛК L22 можно реализовывать на 4 языках МЭК 61131-3. Высокоуровневый язык визуального программирования SFC является дальней-

шим развитием FBD, одним из его преимуществ является удобство программирования для управления непрерывными процессами.

Области применения контроллеров

- управление технологическими процессами в машиностроении
- производство электрической и тепловой энергии
- тепловые сети, водоснабжение
- управление инженерными системами зданий и сооружений
- управление движением
- кондиционирование воздуха
- горнодобывающая и электротехническая промышленность
- охрана окружающей среды

Рассмотрим конкретные примеры применения системных решений с использованием контроллера серии L22 в различных сферах производств.

Машиностроение

В задачах малой автоматизации часто требуется регистрация быстрых сигналов: например, для подсчета изделий, измерения расхода, длины, частоты вращения и тому подобное. Для этого ставят отдельные пультовые приборы, но их функционал ограничен и его не всегда достаточно для комплексного решения.

В малых программируемых контроллерах L22_40CU_T (рис. 6) дискретные входы можно использовать как 4 высокоскоростных входы с частотой сигналов до 100 кГц. Это позволяет подключать к контроллерам датчики с быстрыми сигналами для решения технологических задач: инкрементальные энкодеры*, датчики метки, расходомеры и другие устройства.

Текущее значение счетчика также можно вывести на экран оператора.

**Инкрементальный энкодер можно представить как диск с прорезями, который просвечивается оптическим датчиком. При вращении этого диска датчик будет активироваться или деактивироваться в зависимости от своего положения над прорезью. В результате на выходе энкодера формируется последовательность дискретных импульсов, частота которых зависит от разрешения энкодера и его частоты вращения. К примеру, если диск поделен на 1000 меток, тогда за 250 импульсов вал должен повернуться на 90 градусов.*

Рис. 6. Структурная схема интеграции контроллеров серии L22 в машиностроении



Энергетика

Контроллеры серии L22 могут применяться для автоматизации в составе вспомогательного блока парогенераторной установки (рис. 7).

Описание технологического процесса: Свежий пар из котельного агрегата, где он получил тепло от сгорания топлива в парогенераторе (1), поступает в паровую турбину (2) и, расширяясь в ней, совершает механическую работу, вращая ротор электрогенератора (3). Вырабатываемая электроэнергия усиливается повышающим трансформатором (8) и поступает на линию электропередач (9). После выхода из турбины пар поступает в конденсатор (4), где превращается в конденсат. Конденсат отработавшего в турбине пара проходит через конденсаторный бак (5) в паровой котел при помощи конденсатного насоса (7). Градирня (6) образует систему регенеративного подогрева питательной воды, которая использует пар из нерегулируемых отборов паровой турбины.

Описание технического процесса: Процесс пуска и останова паротурбинной установки осуществляется с местного щита или дистанционно из станции управления оператора или машиниста. Алгоритм работы паротурбинной установки реализуется в среде разработки АТ300 и управляется аппаратным комплексом ПЛК серии L22, который отлично подходит для данной задачи.

Показания с датчиков местной автоматизации обрабатываются контроллером по написанным алгоритмам в среде АТ300 и выдает информацию на станцию оператора или машиниста. В случае отклонения технологического процесса от нормальных значений, система оповещает об этом персонал в виде свето-звуковой сигнализации, аварийных сообщений в системе. В случае аварийной ситуации или выхода параметра за пределы нормального технологического процесса в алгоритме формируется аварийный сигнал останова технологического оборудования.

В паротурбинной установке расположены датчики вибрации, которые представляют собой устройство, реагирующее на вибрационные явления и регистрирующие их. Датчики вибрации предназначены для определения виброскорости, виброперемещения и виброускорения.

Применение ПЛК серии L22 в системе кондиционирования воздуха вспомогательного блока ПТУ

Контроллеры серии L22 могут применяться для автоматизации вентиляционных систем (рис. 8). Подходят для управления приточными и приточно-вытяжными установками. Автоматика на базе контроллеров серий L22 позволяет контролировать работу стандартных элементов вентиляции, используя датчики и преобразователи и регулировать

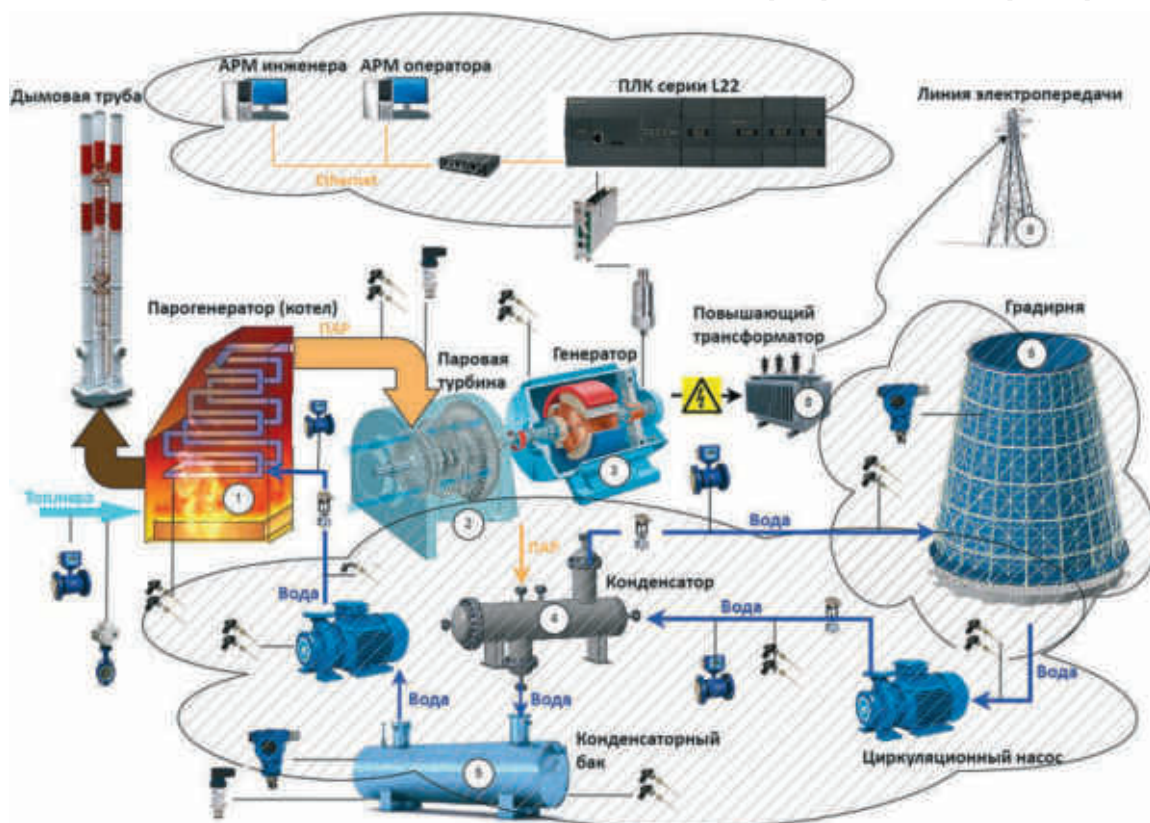
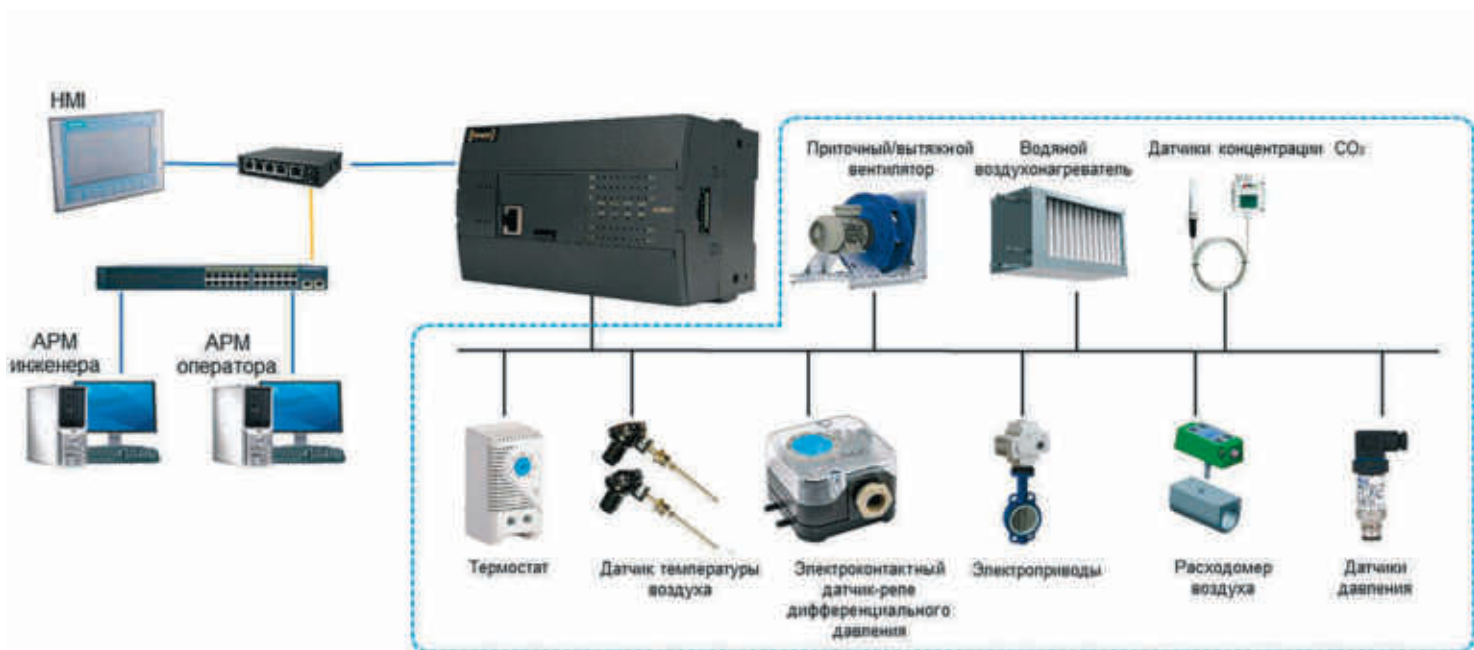


Рис. 7.
Структурная схема паротурбинной установки с системой управления



температуру воздуха в помещении исполнительными механизмами (компрессоры, приточно-вытяжной вентилятор, водяной воздухонагреватель).

Motion Control в контроллере L22_40CU_T серии L22

Технология Motion Control применяется для работы с сервомоторами и шаговыми двигателями.

Функцию Motion Control можно осуществить в контроллере L22_40CU_T серии L22, используя импульсные входы и выходы. Эта функция обеспечивает точное и плавное управление движением, что необходимо для многих промышленных объектов. Контроллеры L22_40CU_T серии L22 также имеют высокую скорость обработки данных, что позволяет использовать их в системах с высокими требованиями к быстродействию.

Заключение

Таким образом, компания «Консист Констракшн» предлагает широкий выбор оборудования и ПО для систем разного размера и широкого круга задач — от локального управления машиной или механизмом до автоматизации производственных комплексов. Компания имеет необходимые разрешительные документы, такие как: сертификат об утверждении типа измерений и сертификат ТР ТС на всю линейку оборудования, а также сертификат на функциональную безопасность (УПБ-2, SIL2) ГОСТ Р МЭК 61508 для серии L5S.

Это гарантирует соответствие оборудования всем требованиям и стандартам, что

является необходимым условием для успешной реализации проектов. Выполнено тестирование совместной работы ПЛК Consyst Electronics с ведущими отечественными SCADA системами, включенными в Реестр Российского ПО.

В данной статье мы рассмотрели модульные ПЛК Consyst Electronics серии L22, которые являются эффективным и компактным решением для автоматизации дискретных производственных процессов. Эти контроллеры обеспечивают высокую производительность и гибкость в настройке, что позволяет использовать их в различных отраслях промышленности. Кроме того, они обладают широким функционалом и могут быть интегрированы в более крупные системы автоматизации.

В целом, ПЛК Consyst Electronics серии L22 представляют собой надежное и перспективное решение для автоматизации производства.

В контроллерах Consyst Electronics серии L22 интегрированы последние передовые наработки в области электронных технологий и технологий управления промышленными процессами.

Оборудование соответствует самым строгим международным промышленным стандартам и требованиям к дискретной и непрерывной автоматизации процессов, включая процессы обеспечения безопасности. Оно может использоваться как для малой автоматизации оборудования, так и для крупной автоматизации процессов в ряде отраслей промышленности в том числе энергетического оборудования. **Д**

Рис. 8.
Пример решения для системы кондиционирования воздуха с использованием контроллера серии L22

Повышение конкурентоспособности ПТУ за счет расширения их функциональных возможностей и повышения эксплуатационных качеств

В. Д. Гаев, д.т.н – главный эксперт, Gaev_VD@power-m.ru

С. Ю. Евдокимов – главный конструктор паровых турбин, Evdokimov_SY@power-m.ru

А. М. Тюхтяев – зам. главного конструктора паровых турбин, Tyukhtyaev_AM@power-m.ru
АО «Силловые машины»

Ключевые слова:

паровая турбина,
паротурбинное
оборудование,
сопловые лопатки,
рабочие лопатки,
ступень турбины,
улучшенная
конструкция,
относительный
внутренний
КПД цилиндра

Аннотация

Представлены основные направления развития ПТУ при разработке и модернизации оборудования, изготавливаемого на Ленинградском металлургическом заводе АО «Силловые машины». Отмечено, что наиболее актуальным является не только повышение эффективности и надежности паротурбинных установок, но и расширение их характеристик с учетом решения задач, связанных с изменением структуры энергопотребления регионов.

Проведение таких мероприятий является первостепенной задачей при модернизации паротурбинного оборудования в соответствии с программой перевооружения электростанций (ДПМ и ДПМ-штрих).

В статье рассмотрены некоторые из мероприятий, направленных на расширение функциональных возможностей ПТУ. Данные мероприятия внедрены ЛМЗ на действующих электростанциях и связаны с повышением эффективности и мощности установки, переводом работы конденсационных блоков в режим комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, повышением эксплуатационных качеств, продлением ресурса и др.

Это позволяет в значительной степени повысить эффективность существующих электростанций (на 3...5 %) при сохранении основной действующей инфраструктуры и большей части вспомогательного оборудования.

Increasing the competitiveness of steam turbines by expanding their functionality and improving performance

V. D. Gaev, Doctor of Engineering Science – Chief Expert, Gaev_VD@power-m.ru

S. Yu. Evdokimov – Chief Designer of Steam Turbines, Evdokimov_SY@power-m.ru

A. M. Tyukhtyaev – Deputy Chief Designer of Steam Turbines, Tyukhtyaev_AM@power-m.ru
Power Machines JSC

Key words:

steam turbine,
steam turbine
equipment,
nozzle blades,
rotor blades,
turbine stage,
improved design,
internal relative
efficiency of
the cylinder

Abstract

The main directions of development of steam turbine plants in the development of new and modernization of existing equipment manufactured at the Leningrad Metal Plant of Power Machines JSC are presented. It is noted that in modern conditions the most relevant is not only increasing the efficiency and reliability of steam turbine plants, but also expanding their functional characteristics, taking into account the solution of problems associated with changing the structure of energy consumption in regions. Carrying out such activities is a primary task when modernizing steam turbine equipment in accordance with the program for technical re-equipment of power

plants (DPM and DPM-shtrikh). The article discusses some of the measures aimed at expanding the functionality of steam turbine plants. These measures were introduced by LMZ at existing power plants and are associated with increasing the efficiency and power of the steam turbine unit, transferring the operation of condensing units to the mode of combined heat and electric energy generation, increasing operational qualities, extending the service life, etc. This makes it possible to significantly increase the efficiency of existing power plants (by 3...5 %) while maintaining the main existing infrastructure and most of the auxiliary equipment.

Основным направлением развития энергетики на ближайший период не только в России, но и за рубежом является техническое перевооружение действующих электростанций с заменой (реконструкцией, замещением) оборудования, выработавшего свой ресурс.

В настоящее время техническое перевооружение тепловых электростанций является, бесспорно, одним из важнейших направлений деятельности всех турбиностроительных предприятий. Около 50 % паротурбинного оборудования, изготовленного на ЛМЗ и по его проектам и эксплуатирующегося в настоящее время в энергосистемах, отработало 30 и более лет. Значительная часть этих турбин выработала свой первоначальный ресурс, но по-прежнему остается в эксплуатации.

В связи с этим одним из основных направлений деятельности в паротурбостроении является модернизация, частичная или полная реновация паротурбинных установок для технического перевооружения действующих электростанций [1]. В первую очередь, это относится к большим сериям паровых турбин ЛМЗ, таких как К-200 (более 340 шт.) и К-300 (более 120 шт.), ПТ-65, ПТ-80 и др.

Результатом такой модернизации должно стать повышение экономичности блока не менее чем на 3...6 %, что позволит существенно повысить производство электроэнергии при сохранении расхода топлива. В общем виде можно сформулировать основные предпосылки для проведения модернизации действующего энергетического оборудования:

- выработка паркового и индивидуального ресурса;
- снижение надежности оборудования;
- низкий КПД цикла энергоблоков;
- высокие затраты на восстановительный ремонт оборудования;
- прекращение выпуска запасных частей на устаревшее оборудование;
- работа в условиях нового конкурентного рынка электроэнергии;
- повышение требований к надежности энергоснабжения;
- рост цен на энергоносители и др.

При этом цели, которые должны быть достигнуты при решении данной задачи, сводятся к следующему:

- повышение экономичности, надежности и маневренности оборудования;
- продление ресурса, сокращение вынужденных простоев;
- сокращение вредных выбросов в окружающую среду;

- оптимизация работы в конкурентном секторе рынка;
- сокращение затрат на ремонт и обслуживание;
- улучшение условий труда.

При создании нового и модернизации существующего оборудования важным является также решение задач, связанных с изменением структуры энергопотребления регионов, что приводит к необходимости расширения функциональных возможностей паротурбинного оборудования. Кроме того, как показывает опыт, даже однотипное оборудование на различных электростанциях находится в различном состоянии. Это требует от турбостроительных предприятий разрабатывать комплексный процесс по созданию нового и модернизации существующего оборудования, который позволит в зависимости от его состояния проводить выборочную модернизацию отдельных элементов с учетом не только их состояния, но и стоимости.

В связи с этим под расширением функциональности паротурбинного оборудования будем понимать любое изменение его свойств в сравнении с первоначально определенными техническими характеристиками:

- повышение эффективности и мощности паротурбинной установки, в том числе и за счет повышения расхода пара, многопараметрической оптимизации конструктивного профиля (геометрические характеристики проточной части, лопаточный аппарат, современные типы уплотнений и др.);
- перевод работы конденсационных блоков в режим комбинированного производства тепловой и электрической энергии;
- разработка мероприятий по привлечению теплофикационных блоков к регулированию графиков электрической нагрузки;
- повышение эксплуатационных качеств и продление ресурса;
- внедрение мероприятий по регулированию температуры пара в регулируемом производственном и теплофикационном отборах паровых турбин.

Рассмотрим некоторые мероприятия, направленные на расширение функциональных возможностей, повышение эксплуатационных качеств и продление ресурса существующего оборудования, которые внедрены ЛМЗ на действующих электростанциях.

Повышение эффективности и мощности паротурбинной установки

При разработке нового и модернизации существующего оборудования главной задачей является обеспечение его высокой конку-

рентоспособности. С этой целью осуществляется детальный анализ характеристик действующего оборудования и выявление скрытых резервов повышения эксплуатационных качеств, связанных с эффективностью, надежностью и сроком службы [1–3]. Для этого на ЛМЗ широко используются современные методы расчета и проектирования паротурбинного оборудования, включая 3D-проектирование, многопараметрическую оптимизацию всего оборудования, а также целый комплекс экспериментальных и натурных исследований отдельных элементов проточной части (профили сечений лопаточного аппарата, современные типы уплотнений, разработка и экспериментальная отработка рабочих лопаток последних ступеней и др.).

Перевод работы конденсационных блоков в режим комбинированного производства тепловой и электрической энергии

Для комбинированного производства энергии и снабжения потребителей теплом при заданных параметрах пара или температурах сетевой воды на современных электростанциях во всем мире используются паротурбинные установки.

Теплофикационные паровые турбины, предназначенные для работы с дополнительными отборами пара (сверх отборов на регенерацию), имеют свои особенности. Режимы, при которых эти параметры поддерживаются регуляторами, принято называть теплофикационными. При наличии конденсатора режимы работы без регулируемых отборов пара при выключенных регуляторах давления называют конденсационными [4].

Ленинградский металлический завод одним из первых начал производство мощных турбин с регулируемыми отборами пара. Для крупных теплоэлектроцентралей, как правило,

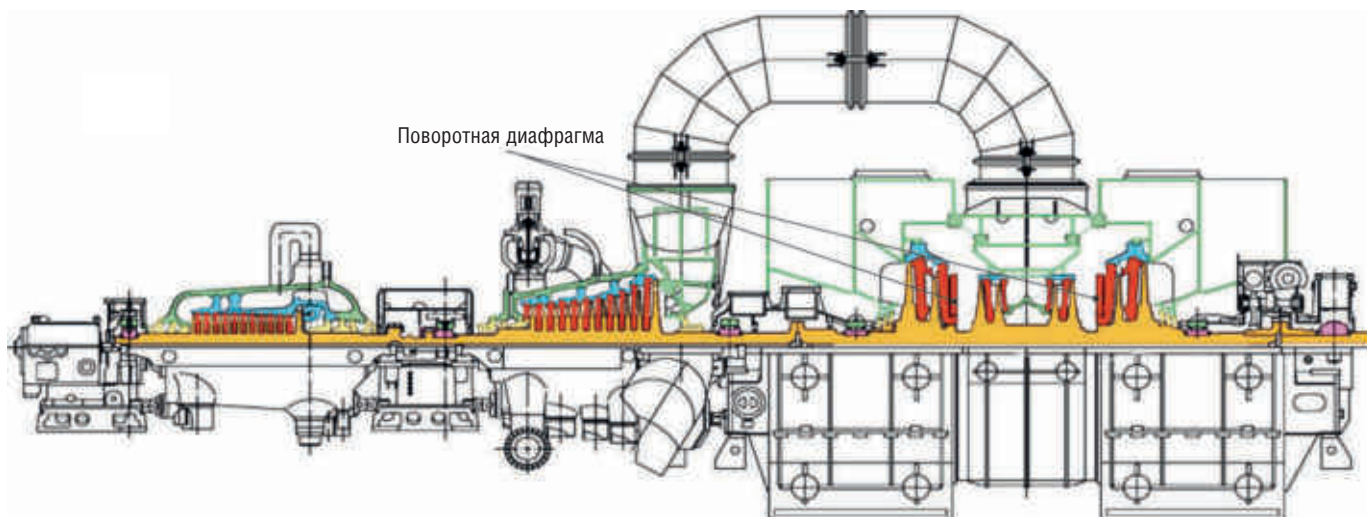
поставляются чисто теплофикационные турбины (рис. 1), у которых для поддержания заданных параметров пара в отборах в качестве регулирующего органа применяется поворотная диафрагма. Такая конструкция паровых турбин позволяет осуществлять максимальные отборы пара на теплофикацию с обеспечением наиболее высоких технико-экономических показателей. Экономичность работы таких блоков при отсутствии отборов на теплофикацию (конденсационный режим) ниже, чем экономичность чисто конденсационных блоков.

В настоящее время как в России, так и за рубежом работает большое количество конденсационных блоков мощностью 200 МВт и 300 МВт, изготовленных в разные годы ЛМЗ. В отдельных районах, где установлены эти блоки, сильно изменилась инфраструктура прилегающей местности. Появились промышленные объекты и достаточно большие жилые поселки и города – в связи с этим возникла потребность в теплофикации таких объектов.

В то же время использование для нужд теплофикации отборов пара в конденсационных турбинах с более высоким давлением, как это делают некоторые турбостроительные фирмы (до 490 кПа), требует дополнительного дросселирования отбираемого пара (до 120...250 кПа), что приводит к значительной недовыработке электрической мощности и, соответственно, к снижению экономичности.

Для сохранения высокой экономичности и надежности конденсационных паротурбинных блоков в режимах работы при достаточно больших отборах пара на нужды теплофикации в качестве регулирующих органов давления пара в отборах было предложено установить специальные клапаны на перепускных трубах между цилиндрами (рис. 2). При этом в значительной степени расширяются функ-

Рис. 1. Продольный разрез теплофикационной турбины Т-185-12,8



циональные возможности конденсационных блоков, которые обеспечивают работу турбоустановки в режиме комбинированного производства энергии. Такой режим работы позволяет использовать турбины с отборами в покрытии переменной части графика нагрузки даже при условии временного снижения тепловой нагрузки.

Принятое конструктивное решение в полном объеме обеспечивает требования оптимального теплоснабжения. Для этого давление в отборах и расходы пара устанавливаются в соответствии с температурным графиком и условиями транспортирования теплоносителя с помощью регулирующих клапанов на перепускных трубах.

Разделительное давление между ЦСД и ЦНД турбин ЛМЗ мощностью 200 МВт и 300 МВт на номинальном конденсационном режиме соответствует оптимальной величине для осуществления температурного графика сетевой воды 120...150 °С. Такой температурный график сетевой воды достаточно широко используется в современных тепловых сетях. При этом все предыдущие (предотборные) ступени турбины работают в расчетных проектных условиях, которые практически соответствуют чисто конденсационному режиму работы.

Предлагаемая модернизация турбоустановок мощностью 200 МВт и 300 МВт позволяет получить от одной турбины тепловую нагрузку до 200 Гкал/ч при температуре подогрева сетевой воды до 120 °С. Максимальный расход пара на теплофикацию составляет 360 т/ч.

Наличие дополнительных органов парораспределения, рассекающих турбину на отдельные части, требует осуществления мероприятий, учитывающих возможность возникновения ситуаций при неправильных действиях персонала или нарушениях нормальной работы теплосети, приводящих к закрытию этих органов, когда оно не требуется, или, наоборот, препятствующих их закрытию, когда это необходимо.

В качестве защиты от недопустимого повышения давления пара в теплофикационном отборе на трубопроводе отбора пара устанавливаются предохранительные клапаны прямого действия.

В настоящее время ЛМЗ осуществил такую модернизацию на двух действующих блоках мощностью 300 МВт на Среднеуральской ГРЭС в России и на новом блоке 330 МВт, работающем на Минской ТЭЦ-5 в Белоруссии, а также на блоке мощностью 200 МВт Сургутской ГРЭС.

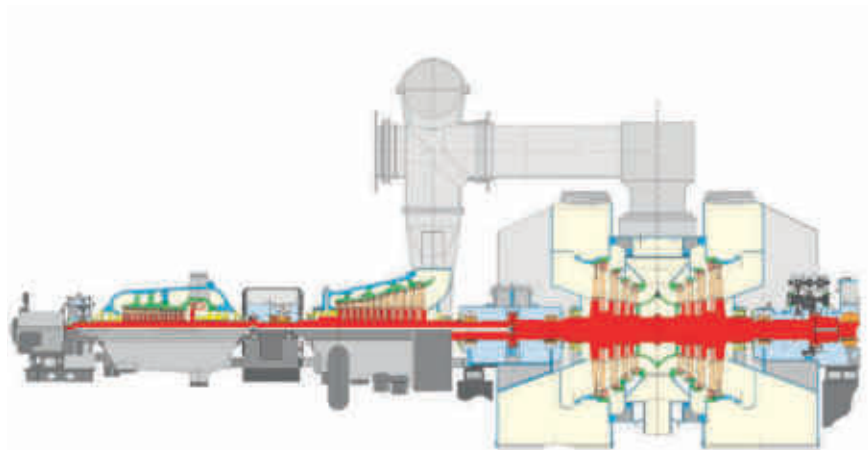


Рис. 2.
Продольный разрез
конденсационной
турбины КТ-225-12,8

Организация регулируемого отбора пара за ЦСД по представленной выше схеме осуществляется без каких-либо изменений конструкции проточной части турбины, без снижения ее надежности и экономичности.

Суммарный экономический эффект от модернизации турбоустановки оценивается как разница между затратами на проектирование и строительство мощностей, необходимых для производства дополнительной электрической и тепловой мощности, и затратами на предлагаемую модернизацию.

Разработка мероприятий по привлечению теплофикационных блоков к регулированию графиков электрической нагрузки

В большинстве промышленно развитых стран для регулирования суточных и недельных графиков электрической нагрузки энергосистем в основном применяются конденсационные паротурбинные установки [5], поскольку атомные электростанции, имея существенно меньшую себестоимость производимой электроэнергии, эксплуатируются в основном с номинальной мощностью, а ТЭЦ работают большую часть года (в отопительный период) с базовой нагрузкой для обеспечения максимальной тепловой нагрузки и, соответственно, максимальной экономии топлива благодаря теплофикации.

Между тем регулярная эксплуатация теплоэнергетического оборудования КЭС в широком диапазоне нагрузок отрицательно влияет на его физическое состояние: сокращается срок службы, снижаются показатели надежности и тепловой экономичности. В результате возрастает себестоимость производимой электроэнергии, причем в значительной степени за счет постоянного роста расходов на ремонтно-восстановительные работы.

В связи с этим весьма важно для отечественной энергетики повсеместно ограничивать степень участия крупных конденсацион-

ных энергоблоков в регулировании графиков электрической нагрузки (прежде всего в систематических разгрузках энергосистем) наряду с обоснованием технических возможностей и целесообразности привлечения альтернативных типов электрогенерирующих источников к решению этой проблемы.

С учетом изложенного и с целью дальнейшего совершенствования теплоэнергетического оборудования ТЭЦ, в свое время были проведены [5] совместные исследования НПО ЦКТИ, Подольского машиностроительного завода, Уральского турбинного завода и АО «Силовые машины» (ЛМЗ) по выбору более эффективного типа электрогенерирующего источника для регулирования графиков нагрузки в сравнении с принятым в настоящее время во многих странах, включая Россию.

В качестве одного из перспективных источников для регулирования суточных и недельных графиков нагрузки были рассмотрены серийные теплофикационные энергоустановки мощностью по 110...250 МВт на природном газе с турбинами типа Т-110/120-130 (УТЗ), Т-185/220-130 (ЛМЗ) и Т-250/300-240 (УТЗ) [5]. Доля энергоустановок такого типа в структуре суммарной электрической мощности отечественных ТЭЦ составляет более 65 %, в том числе в европейской части страны, где особенно актуальна проблема регулирования суточных и недельных графиков нагрузки – более 70 %.

В основу такого выбора были положены следующие исходные предпосылки: обоснованная (на основе анализа результатов расчета и опыта эксплуатации) техническая возможность, энергетическая и экономическая целесообразность повышения располагаемой электрической мощности рассматриваемых типов энергоустановок в отопительный период на 3...6 % и тепловой нагрузки на 6...16 % относительно соответствующих номинальных значений. Это возможно за счет частичного или 100 %-го байпасирования группы ПВД питательной водой при максимальных расходах свежего пара и обоснованная, реализованная на ряде энергоустановок техническая возможность отборов низкопотенциальной теплоты до 30...100 Гкал/ч от газовых котлов паропроизводительностью 420...1000 т/ч. Для утилизации данного тепла требуется установить дополнительный подогреватель сетевой воды в тракте котла до воздухоподогревателя по ходу газов.

Благодаря такому техническому решению, проверенному в эксплуатации, представляется принципиально возможным уменьшить элек-

трическую нагрузку теплофикационных блоков мощностью 110...250 МВт по меньшей мере на 18...20 %, по сравнению с соответствующими значениями номинальной мощности, без уменьшения отпуска тепловой энергии потребителям. Появившаяся возможность в изменении электрической мощности блока без снижения теплофикационных нагрузок может использоваться для регулирования графиков электрической нагрузки энергосистем.

Допустимо снижение электрической нагрузки энергоустановок в ночные часы и в нерабочие дни на 18...22 % относительно соответствующих номинальных значений, без уменьшения тепловой нагрузки относительно проектного уровня и без уменьшения отпуска тепловой энергии потребителям. При этом достигается экономия до 7...12 тыс. т у.т./год (при традиционном регулировании графиков нагрузки энергосистем за счет КЭС наблюдается перерасход топлива) на теплофикационных блоках 110...250 МВт.

Повышение эксплуатационных качеств и продление ресурса

Применение новых конструктивных решений (лопаточный аппарат, новый тип осевых и радиальных уплотнений и др.) способствуют улучшению (помимо экономичности) и эксплуатационных характеристик турбоустановок.

Экспериментальные исследования по изменению КПД ЦВД турбины К-315-240-6МР (маркировка турбины после модернизации) Лукомльской ГРЭС в межремонтный период [1] свидетельствуют о том, что темп износа (деградация) проточной части турбины в целом значительно ниже (в ~3 раза), чем у немодернизированных аналогов, и даже несколько ниже расчетного, заложенного в энергетическую характеристику.

Это, прежде всего, исключает дополнительные потери при производстве электроэнергии в период между капитальными ремонтами, что еще раз подтверждает высокую эффективность самой разработки.

Мероприятия по регулированию температуры пара в регулируемом производственном и теплофикационном отборах паровых турбин

Паровые турбины для комбинированного производства энергии получили распространение как у нас в стране, так и за рубежом. Эксплуатация таких турбин имеет свои особенности, на которые часто не обращают необходимого внимания, что приводит к нарушению в работе и основного, и вспомогательного оборудования. Для таких турбин

параметры пара в отборах должны обеспечиваться в соответствии с требованиями потребителя пара, т.е. находиться в заданном диапазоне не только давлений, но и температур.

Многообразие возможных режимов работы турбин с отбором пара определяет изменение в широком диапазоне не только расхода пара на входе в турбину, но и в регулируемый отбор. Изменение режимов работы приводит к одновременному изменению и параметров пара в отборе. В связи с этим для согласования режимов комбинированного производства тепловой и электрической энергии на ЛМЗ разработан и используется целый ряд конструктивных решений для обеспечения высокой эффективности как непосредственно турбины, так и турбоустановки в целом.

Обеспечение необходимого теплофикационного графика работы с заданной температурой сетевой воды, отпускаемой тепловому потребителю, зависит только от давления греющего пара в отборе и определяются температурой насыщения при давлении в отборе с учетом недогрева в бойлере. В связи с этим в теплофикационном отборе регулируется только давление пара (с помощью регулирующей диафрагмы).

Совершенно другая ситуация складывается с регулируемым отбором пара на промышленные нужды. Как правило, заказчик требует обеспечения не только определенного давления пара, но и соответствующей температуры. Причем данные параметры должны обеспечиваться во всем диапазоне возможных режимов работы. Однако, как было отмечено ранее, при переменных режимах работы турбины будет меняться и температура пара в отборе – в связи с этим необходимо регулировать не только давление пара в производственном отборе, но и его температуру.

Возможны различные варианты регулирования температуры пара в отборе. В работе [6] представлены некоторые из разработанных на ЛМЗ вариантов регулирования температуры пара в регулируемом отборе. Так, повысить температуру отпускаемого из турбины пара можно либо за счет поддержания более высокого давления в отборе с последующим дросселированием до требуемого для потребителя давления, либо подмешиванием свежего пара из котла (до стопорного клапана ЦВД) или из вышестоящего отбора к пару производственного отбора.

При высокой температуре пара в отборе можно осуществлять впрыск необходимого количества более холодной питательной воды в линию отбора. Также можно установить дополнительный теплообменник на линии

отбора для подогрева основного конденсата и снижения температуры отбираемого пара до требуемого значения. Выбор того или иного способа регулирования температуры пара в производственном отборе должен определяться технико-экономическими показателями турбоустановки в целом и будет во многом связан с конкретным конструктивным исполнением паровой турбины, начальными параметрами пара на входе в турбину и параметрами регулируемых отборов.

Вывод

Рассмотренные в статье мероприятия по модернизации паровых турбин позволяют в значительной степени повысить эффективность и надежность, одновременно увеличивают срок службы действующего оборудования и широко внедряются на электростанциях как у нас в стране, так и за рубежом. **□**

Список литературы

1. Петреня Ю.К. Модернизация паровых турбин при техническом перевооружении электростанций / Ю.К. Петреня, В.Д. Гаев // *Электрические станции*. – 2020. – №12. – С. 38-44.
2. Петреня Ю.К. Современные методы создания и модернизации проточных частей паровых турбин / В.Д. Гаев, Ю.К. Петреня. // *Электрические станции*. – 2016. – № 9. – С. 18-22.
3. Лазарев М.В. Изменение экономичности проточной части модернизированных и немодернизированных турбин мощностью 300 МВт в процессе эксплуатации / М.В. Лазарев, А.Е. Захаров, К.В. Филатов [и др.] // *Электрические станции*. – 2022. – №2. – С. 2-6.
4. Костюк Г.А. Паровые и газовые турбины для электростанций / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний; под ред. А.Г. Костюка // М.: Издательский дом МЭИ. – 2016. – С. 357.
5. Липец А.У. Разработка технических решений по привлечению теплофикационных энергоблоков мощностью 110-250 МВт к регулированию графиков электрической нагрузки / А.У. Липец, В.В. Щелоков, Г.Д. Баринберг [и др.] // *Труды ЦКТИ*. – 2002. – вып. 285. – С. 125-132.
6. Гаев В.Д. Исследование мероприятий по регулированию температуры пара в производственном отборе паровой турбины / В.Д. Гаев, С.Ю. Евдокимов, К.А. Струнина // *Электрические станции*. – 2022. – №1. – С. 7-12.

Разработка испытание и внедрение новых пароструйных эжекторов для теплофикационных турбин

К. Э. Аронсон, д.т.н. – профессор, k.e.aronson@urfu.ru

А. Ю. Рябчиков, д.т.н. – главный научный сотрудник, Ita_ugtu@mail.ru

Н. В. Желонкин, к.т.н. – доцент, n.v.zhelonkin@urfu.ru

Д. В. Брезгин, к.т.н. – ведущий научный сотрудник, dbrezgin@gmail.com

А. Л. Демидов, аспирант – младший научный сотрудник, denasa97@yandex.ru

Д. Ю. Балакин, аспирант – инженер, balakin.serbishino@mail.ru

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

Ключевые слова:

пароструйные
эжекторы,
струйный аппарат,
охладитель,
сопло,
паровая турбина

Аннотация

В статье представлены результаты разработки конструкций новой серии пароструйных эжекторов для паровых турбин. Представлен ряд новых технических решений, реализованных в эжекторах. Показаны этапы расчета струйных аппаратов и выбора геометрии сопел. Разработаны и реализованы специальные схемы измерений при испытаниях эжекторов. Представлены результаты испытаний трех- и двухступенчатого эжекторов. Основной трехступенчатый эжектор включен в схему отсоса паровоздушной смеси из конденсатора турбины, двухступенчатый эжектор

с предвключенным охладителем предназначен для отсоса воздуха из подогревателей теплофикационной установки турбины. Показано, что эжекторы новой схемы превосходят по своим характеристикам серийные.

Сотрудниками УрФУ разработана серия новых, эффективных, высокопроизводительных и надежных эжекторов для паровых турбин, в том числе для теплофикационных.

С 2011 года по настоящее время модернизировано или вновь изготовлено более 200 пароструйных эжекторов для турбин мощностью от 30 до 500 МВт, работающих на 40 ТЭС.

Development, implementation and testing of modern steam driven ejectors for cogeneration turbines

K. E. Aronson, Doctor of Engineering Science – Professor, k.e.aronson@urfu.ru

A. Yu. Ryabchikov, Doctor of Engineering Science – Chief Researcher, Ita_ugtu@mail.ru

N. V. Zhelonkin, PhD in Engineering Science – Associate Professor, n.v.zhelonkin@urfu.ru

D. V. Brezgin, PhD in Engineering Science – Leading Researcher, dbrezgin@gmail.com

A. L. Demidov, Postgraduate – Junior Research Scientist, denasa97@yandex.ru

D. Yu. Balakin, Postgraduate – Engineer, balakin.serbishino@mail.ru

Ural Federal University named after the First President of Russia B.N. Yeltsin (UrFU)

Key words:

steam-jet ejectors,
steam ejector,
intercooler,
nozzle,
steam turbine

Abstract

The paper presents the development results of a series of the new state of the art steam driven ejector designs for steam turbines. A number of new technical solutions implemented in modern ejectors are presented herein. The manuscript reveals the sequential routine concerning to the ejector design computation procedure and choosing the primary nozzle contour. Some particular measurement schemes for testing ejectors have been developed and subsequent experimental results of the multistage ejectors are presented in the paper. The manuscript pays attention to

some design features of the ejectors for various operation schemes of the steam turbine units. It is shown that the ejectors of the new design are superior in their characteristics to serial ones.

UrFU specialists have developed a series of new, efficient, high-performance and reliable ejectors for steam turbines, including extraction turbines.

Since 2011 more than 200 steam-jet ejectors for turbines with a capacity from 30 to 500 MW operating at 40 thermal power plants have been modernized or newly manufactured.

В последние годы существенно вырос интерес к разработке струйных насосов – эжекторов для электрических станций. Конструкции основных эжекторов для паровых турбин Российской Федерации были разработаны до 80-х годов прошлого века. Но, как известно, наука и понимание происходящих в эжекторах процессов движется вперед, поэтому сотрудниками УрФУ разработана серия современных пароструйных эжекторов.

Особенностью эжекторов для теплофикационных турбин является, по нашему мнению, их повышенная производительность по отсасываемому воздуху из-за расширенной низкопотенциальной части турбины за счет подогревателей сетевой воды (ПСГ). Кроме того, основные эжекторы для этих турбин должны иметь возможность эффективно функционировать до значений температуры охлаждающей воды на входе в охладитель эжектора 50 °С.

Разработаны новые многоступенчатые пароструйные эжекторы типа ЭПО-3-120, ЭПО-3-160, ЭПО-3-80 и ЭП-2-80, при их разработке в конструкцию заложен ряд новых технических решений, защищенных патентами (рис. 1) [1–4].

Охладители выполнены выносными (рис. 1), вертикальными; диаметры корпусов охладителей унифицированы, переходные патрубки между соплом и диффузором также расположены вертикально. Трубки охладителей – U-образные, изготовлены из нержавеющей стали (08X18H10T). Разработана конструкция водяной камеры, позволяющая перейти на давление основного конденсата до 3,6 МПа (рис. 2).

Узел закрепления сопла (рис. 3) позволяет изменять осевое положение сопла (расстояние между соплом и диффузором) с шагом 5 мм [2].

Струйный аппарат 1 ступени разделен на два параллельных аппарата, что улучшает компоновку эжектора. Струйные аппараты рассчитываются и разрабатываются под условия эксплуатации станции.

Расчет эжекторов проводится в два этапа. На первом этапе проводится расчет струйного аппарата по интегральной методике, разработанной на основе [5-8]. Результатом этого этапа являлись геометрические характеристики струйных аппаратов.

На втором этапе происходит уточнение геометрии струйного аппарата методиками CFD, в частности, решателем SU2 для определения оптимального профиля сверхзвукового сопла. CFD применяется в узких задачах, что позво-



Рис. 1.

Новые эжекторы УрФУ:

- а) основной эжектор ЭПО-3-120 давление основного конденсата 1,6 МПа;
- б) основной эжектор ЭПО-3-120 давление основного конденсата 3,6 МПа;
- в) основной эжектор ЭПО-3-160 для турбины К-500-23,5 ХТЗ;
- г) основной эжектор ЭПО-3-80 для теплофикационных турбин;
- д) эжектор ЭП-2-80 с предохладителем двухступенчатый для ПСГ

ляет реализовать новые идеи. Например, на рис. 4 представлены результаты наших научных исследований сверхзвуковых сопел различных геометрии.

Красным цветом (LAVAL) обозначено базовое сопло Лавала, расширяющаяся часть которого выполнена в виде прямолинейного конуса. Данное сопло используется во всех эжекторах на паровых турбинах.

Синим (MOC_SHORT) и зеленым (MOC_LONG) цветом представлены геометрии сопел, выполненные по методу характеристик. Эта геометрия реализована на одном из эжекторов УрФУ.

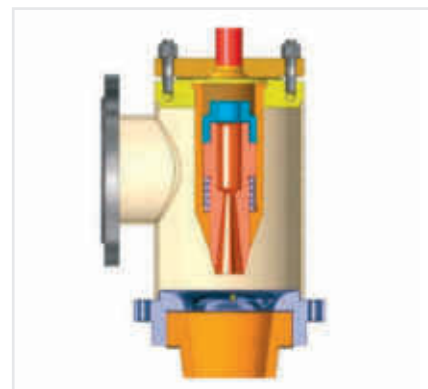


Рис. 2.

Продольное сечение эжектора ЭПО-3-120 для давления охлаждающей воды 3,6 МПа

Рис. 3.

Узел закрепления сопла с резьбовой установкой

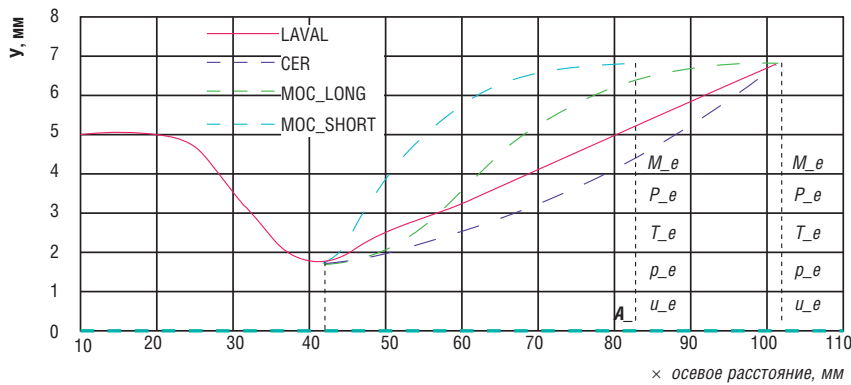


Рис. 4. Исследуемые профили сопел

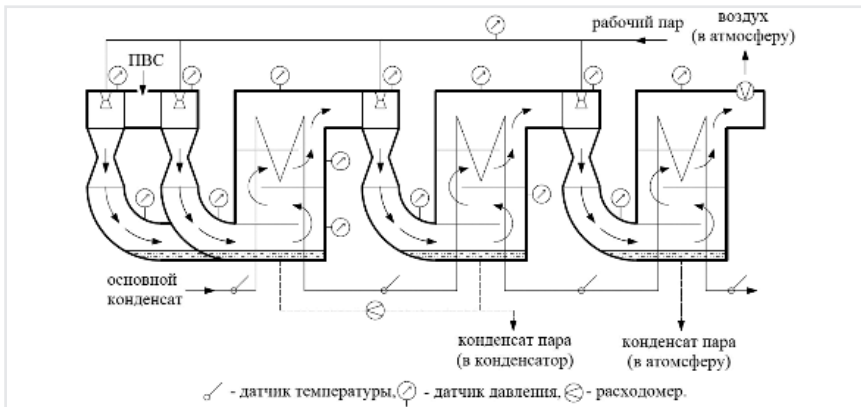


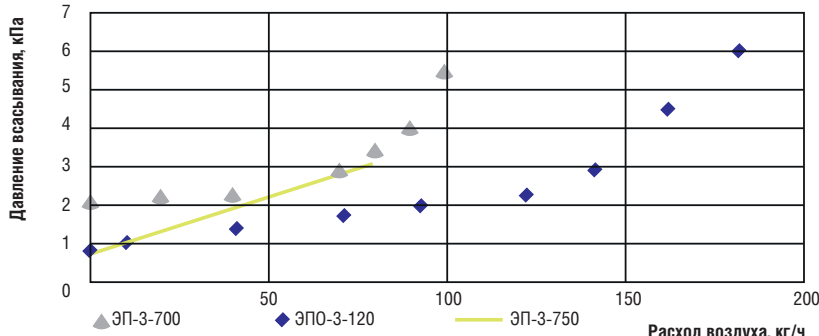
Рис. 5. Схема измерений при испытании трехступенчатого эжектора

Тип такого профиля применяется в летательных аппаратах, он позволяет увеличить тягу и на высоких степенях перерасширения удерживать поток близко к стенке, когда происходит отрыв из-за повышения внешнего давления.

Фиолетовым (CER) цветом выделен контур сопла, спроектированный с учетом постоянства скорости расширения. Исследование данного сопла показало, что на выходе из сопла количество образующейся в нем влаги минимально в сравнении с другими проанализированными профилями. Данный факт может оказаться полезным для специалистов, занимающихся разработкой проточных частей турбин, особенно последних ступеней.

Расчеты образования влаги в соплах проводились на основе методики, приведенной в [10]. В эжекторах при использовании насыщенного и даже перегретого рабочего пара в проточной части сопла происходит неравно-

Рис. 6. Сравнение характеристик 1 ступени эжекторов ЭП-3-750 (ЛМЗ) и ЭПО-3-120 на «сухом» атмосферном воздухе



весная конденсация. Анализ процесса проводился двумя методами в среде ANSYS FLUENT. Свойства пара рассчитывались с использованием дополнительного уравнения состояния IAPWS-IF97 для области метастабильного пара вместе с различными эмпирическими корреляциями, представленными в литературе. Оценивалась массовая доля жидкости на основе уравнения скорости нуклеации. Установлено, что начало образования влаги вблизи стенок отсутствует, а положение этой зоны влияет на профили чисел Маха. Поведение влажного пара за точкой Вильсона связано с образованием волн расширения/сжатия от острых кромок.

Влияние шероховатости стенок (качества обработки поверхности) проточной части струйного аппарата на характеристики эжектора исследовалось в [11]. Установлено, что при увеличении высоты шероховатости сечение, в котором возникает скачок давления в результате перехода течения смеси со сверхзвукового режима в дозвуковой, смещается вверх по потоку (ближе к рабочему соплу). Интегральный коэффициент инжекции изменяется незначительно (в пределах 5%), при этом эжектор работает на «предельном» режиме.

Для эжектора существует «критическая величина шероховатости», в случае превышения которой эжектор переходит на «допредельный» режим и коэффициент инжекции резко уменьшается. Необходимо отметить, что при увеличении высоты шероховатости профиль распределения статического давления до сечения, в котором возникает скачок давления, имеет тенденцию к повышению. Таким образом, шероховатость влияет не только на положение сечения, где возникает скачок давления, но и на поток в области до скачка.

Представленные результаты позволили авторам оценивать характеристики эжекторов при различном качестве изготовления проточной части струйного аппарата и различных параметрах рабочего пара.

Обязательным этапом при поставке современных эжекторов конструкции УрФУ являются натурные испытания на станции. Для этих испытаний разработана расширенная схема измерений. На рис. 5 в качестве примера показана схема, содержащая измерения 21 параметра.

В данной схеме выполнены замеры давления по всей проточной части эжектора, а также в корпусах охладителей, температуры основного конденсата, расходы дренажей, количество отсасываемого воздуха.

На рис. 6 представлена характеристика эжектора ЭПО-3-120 (рис. 1 а, б) на атмосферном воздухе, точками показаны экспериментальные данные, линией – паспортные характеристики эжекторов ЭП-3-700А и ЭП-3-750 ЛМЗ, взамен которых был поставлен новый эжектор.

Из рис. 6 видно, что характеристика эжектора ЭПО-3-120 длиннее характеристики серийного эжектора ЭП-3-750. Производительность эжектора ЭПО-3-120 составляет 120 кг/ч на «сухом» атмосферном воздухе.

На рис. 7 показаны результаты сравнения характеристик серийного ЭП-3-750 и эжектора ЭПО-3-120 при совместной работе с конденсатором.

Как видно из сравнения эжектор УрФУ обладает повышенной производительностью. При давлении в конденсаторе 5,5 кПа он может удалять 150 кг/ч воздуха, при этом серийный эжектор – только 80 кг/ч. В данной ситуации этот факт оказался очень важным, присосы воздуха на турбине составляли 120...130 кг/ч.

Эжектор ЭПО-3-80 (рис. 1 г) для теплофикационных турбин выполнен с одноступенчатой первой ступенью для замены серийных эжекторов ЭП-3-2 УТЗ. Данный эжектор был поставлен на турбину Т-100-120 УТЗ. На рис. 8 дано сравнение характеристик 1 ступени эжектора ЭПО-3-80 и серийного ЭП-3-2.

Производительность эжектора ЭПО-3-80 УрФУ на «сухом» атмосферном воздухе при температуре основного конденсата на входе в охладители эжектора 23 °С составляет $G_{в}=170$ кг/ч, а при 43 °С – $G_{в}=135$ кг/ч. Разработанный эжектор ЭПО-3-80 в сравнении с серийным ЭП-3-2 имеет более высокую производительность по отсасываемой среде.

По заданию одной из ТЭС разработан и изготовлен эжектор ЭП-2-80 (рис. 1 д) и поставлен на станцию для отсоса паровоздушной смеси из подогревателей сетевой воды турбины Т-100-130 [9]. Этот эжектор установлен в линию отсоса основного конденсата после основных эжекторов, дренаж сбрасывается в подогреватель ПСГ-1 [3].

На рис. 9 показаны результаты испытаний новой схемы и двухступенчатого эжектора с предвключенным охладителем. Его производительность составляет 70 кг/ч на «сухом» атмосферном воздухе. По результатам испытаний схемы отсоса из ПСГ-1 установлено, что недогрев до температуры насыщения в ПСГ-1 снизился на 0,4 °С и давление в конденсаторе уменьшилось на 0,1 кПа.

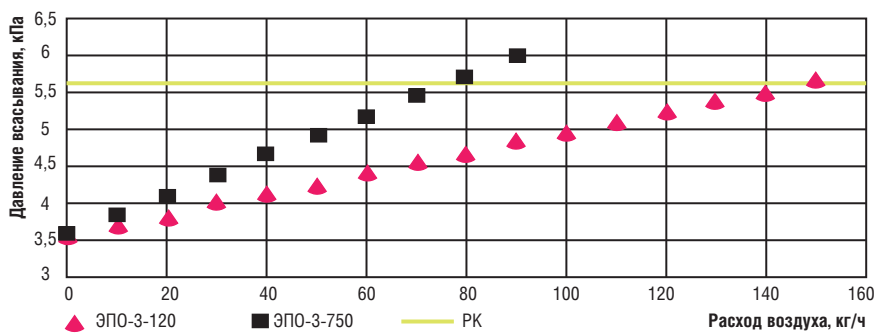


Рис. 7. Характеристика работы 1-й ступени эжекторов ЭПО-3-120 и ЭП-3-750 на ПВС

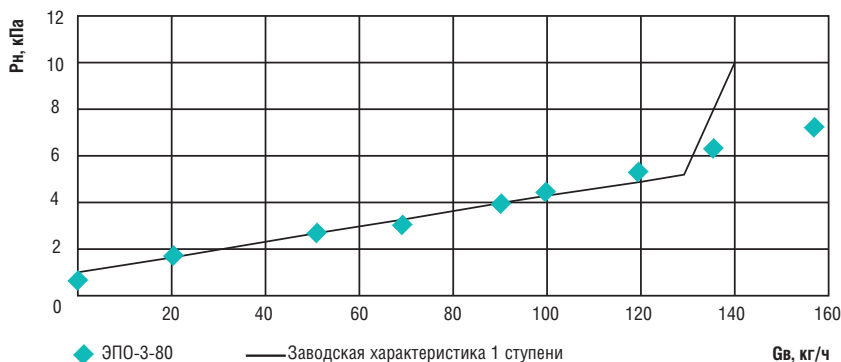


Рис. 8. Сравнение характеристик 1-й ступени эжектора ЭПО-3-80 и серийного ЭП-3-2

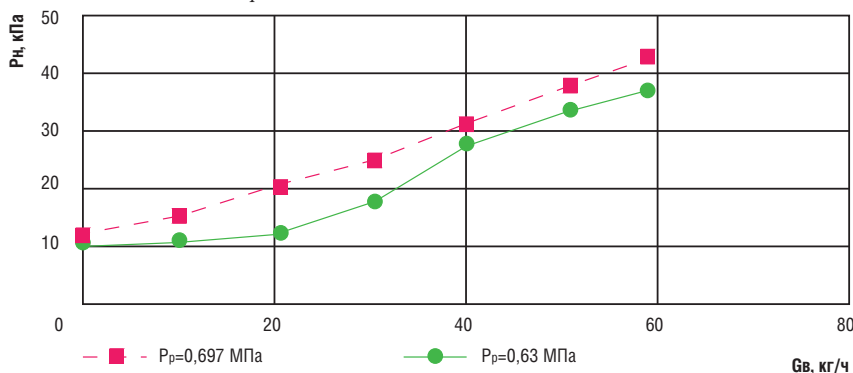
Заключение

Сотрудниками УрФУ разработана серия новых, эффективных, высокопроизводительных и надежных эжекторов для паровых турбин, в том числе для теплофикационных. С 2011 года по настоящее время модернизировано или вновь изготовлено более 200 пароструйных эжекторов для турбин мощностью от 30 до 500 МВт, работающих на 40 ТЭС.

Список литературы

1. Патент на полезную модель 170935, Российская федерация, МПК F04F5/00. Пароструйный трехступенчатый эжектор: заявитель и патентообладатель Уральский федеральный университет – №2016119824. Заявл. 23.05.2016; опубл. 15.05.2017. Бюл. 14. – 9 с. / Ю.М. Бродов, В.К. Купцов, А.Ю. Рябчиков [и др.].

Рис. 9. Характеристика 1-й ступени эжектора ЭП-2-80 при давлении рабочего пара $P_p=0,697...0,630$ МПа



2. Патент 2645635, Российская федерация, МПК F04F5/30. Струйный аппарат с изменяемым осевым расстоянием между соплом и камерой смешения: заявитель и патентообладатель Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина. – №2016126736. Заявл. 04.07.2016; опубл. 26.02.2018. Бюл. 6. – 4 с. / Ю.М. Бродов, В.К. Купцов, А.Ю. Рябчиков [и др.].

3. Патент 2766653, Российская федерация, МПК F01K 17/02(2006.01). Паротурбинная теплофикационная установка: заявитель и патентообладатель ООО «Башкирская генерирующая компания». – №2021120422. Заявл. 18.12.2022; опубл. 15.03.2022. Бюл. 18. – 16 с. / К.Э. Аронсон, М.В. Боданин, Д.В. Брезгин [и др.].

4. Патент на полезную модель 203733, Российская федерация, МПК F04F5/00. Пароструйный эжектор: заявитель и патентообладатель ООО «Башкирская генерирующая компания». – №2021104756. Заявл. 25.02.2021; опубл. 19.04.2021. Бюл. 11. / К.Э. Аронсон, М.В. Боданин, Д.В. Брезгин [и др.].

5. Методические указания по расчету и проектированию пароструйных эжекторов конденсационных установок турбин ТЭС и АЭС / А.И. Белевич // РД 34.30.105. М.: Минэнерго СССР.

6. Соколов Е.Я. Струйные аппараты / Е.Я. Соколов, Н.М. Зингер // М.: Энергоатомиздат, 1989.

7. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика / Г.Н. Абрамович // М.: Наука, 1991.

8. Робожев А.В. Методика расчета многоступенчатых пароструйных эжекторов / А.В. Робожев // МЭИ, учебное пособие для вузов. М., 1965.

9. Аронсон К.Э. Модернизация схемы отсоса неконденсирующихся газов из подогревателей сетевой воды теплофикационных турбин / К.Э. Аронсон, А.Ю. Рябчиков, Д.В. Брезгин [и др.] // Электрические станции. – 2022. – №7. – С. 9-14.

10. Edathol J. Numerical estimation of non-equilibrium condensation of steam in supersonic nozzles / J. Edathol, H. D. Kim, D. Brezgin, A. Konstantin // Journal of Mechanical Science and Technology. – 2018. – Vol. 32, Issue 10. – pp. 4649–4655.

11. Brezgin D. V. The surface roughness effect on the performance of supersonic ejectors / D. V. Brezgin, K. E. Aronson, F. Mazzelli, A. Milazzo // Thermophysics and Aeromechanics. – 2017. – 24(4). – pp. 553-561.

На нефтяном месторождении в Ставропольском крае установят ГПЭС.

Для энергоснабжения инфраструктуры нефтяного месторождения в Ставропольском крае компания «НГ-Энерго» изготовит и поставит заказчику газопоршневую электростанцию Энерго-П1540/6,3КН30, работающую на попутном нефтяном газе.

Электрическая мощность станции составит 1540 кВт, напряжение – 6,3 кВ. В качестве привода генератора используется двигатель QSV81-G производства Cummins.

Энергоблок контейнерного исполнения будет работать в базовом режиме, без синхронизации с энергосистемой. В соответствии с условиями договора ООО «НГ-Энерго» выполнит проектирование, поставку оборудования, строительные-монтажные и пусконаладочные работы.

Bergen Engines поставит ГПЭС общей мощностью 1 ГВт для национальной энергосети Нигерии.

Компания подписала контракт стоимостью \$500 млн с китайской CGGC-UnPower на поставку 80 энергоблоков мощностью по 12,5 МВт. ГПУ будут созданы на базе двигателей В36:45V20AG и генераторов Marelli Motori. Проект реализуется по заказу энергетической компании Malatex (Нигерия).

На первом этапе будут поставлены 16 энергоблоков В36:45V20AG общей мощностью 200 МВт на объекты в штате Аква Ибом. Поставка запланирована на начало 2024 г. Еще 4 электростанции мощностью по 200 МВт построят до конца 2026 г.

Модульное решение Bergen используется для строительства ГПЭС мощностью до 350 МВт во многих странах, обеспечивая быстрое создание необходимой энергетической инфраструктуры. Электростанции легко масштабируются путем установки дополнительных энергоблоков.





Группа компаний «МКС» начала выпуск установок очистки газа «Циклон».

Оборудование очищает поступающий в ГПУ газ от загрязняющих частиц, повышая срок службы электростанций. Изготовление продукции развернуто на предприятии компании «МКС» в г. Челябинске и осуществляется как по типовым, так и по индивидуальным параметрам заказчиков.

Инженеры компании «МКС» разработали установку очистки газа, куда входит фильтр грубой очистки (свыше 250 мкм) и фильтр тонкой очистки (свыше 5 мкм). Стандартно фильтры в системах газоснабжения улавливают частицы размером выше 50 мкм – это не обеспечивает необходимую защиту двигателя.

При разработке установки «Циклон» специалисты компании использовали отечественные материалы и внедрили ряд новаторских решений. Она является изделием полной заводской готовности и устанавливается на линии подачи газа в ГПУ, обеспечивая максимальную защиту двигателя от попадания механических примесей.

Установки были внедрены на многих энергообъектах компании и доказали свою эффективность. Согласно статистике, количество сбоев в работе ГПУ, связанных с наличием загрязняющих веществ в газе, снизилось на 40 %.

«Многие западные производители генерирующего оборудования ушли с российского рынка – возникла острая потребность в продлении срока службы работающих ГПУ. В России тысячи ГПЭС используются в системе распределенного производства энергии. Поддержание безаварийной работы данных объектов – одна из приоритетных задач российских инженеринговых компаний», – отметил директор группы компаний «МКС» М. А. Загорнов.

Установки очистки газа «Циклон» целесообразно применять на ГПУ пришедших на российский рынок китайских и индийских производителей. Очистка поступающего в двигатели газа станет дополнительным фактором увеличения срока службы электростанций.

АО «Силловые машины» открыло высокотехнологичное производство литых лопаток газовых турбин.

Введено в эксплуатацию высокотехнологичное производство литых лопаток горячего тракта ГТУ большой мощности. В создание производства инвестировано свыше 6 млрд рублей. В церемонии ввода производственного корпуса участвовали заместитель министра промышленности и торговли РФ М. И. Иванов, председатель комитета по промышленной политике, инновациям и торговле С.-Петербурга К. А. Соловейчик, генеральный директор АО «Силловые машины» А. В. Конюхов.

Комплекс находится на территории производства турбинных лопаток АО «Силловые машины» в С.-Петербурге, значительная часть оборудования создана на российских предприятиях. Мощности нового производства рассчитаны на изготовление 16 комплектов лопаток в год, с возможностью увеличения до 24 комплектов. В комплект входит около 550 лопаток – это обеспечит необходимый объем для собственного производства компании, а также для сервиса турбин, в том числе стороннего производства.

«Открытие производства литых лопаток газовых турбин – это знаковое событие для «Силловых машин» и всей отрасли. Новое производство основано на принципе 100 %-го импортозамещения: наши специалисты разработали и внедрили технологию, используя уникальное оборудование, а также материалы, созданные на основе отечественного опыта авиационного и энергетического турбостроения. На текущем этапе мы освоили производство лопаток газовой турбины ГТЭ-65, отличающихся сложной внутренней полостью для реализации системы охлаждения. Продолжаем отработку технологии, подготовку к серийному выпуску литых крупногабаритных лопаток газовой турбины ГТЭ-170», – отметил А. В. Конюхов.

Лопатка горячего тракта – одна из самых наукоемких и сложных в изготовлении деталей газовых турбин, требующая сложнейших расчетов при проектировании и высокой точности в изготовлении. Для производства литых лопаток на предприятии разработали и освоили технологию изготовления керамических стержней из плавленого кварца, прессование восковых моделей, изготовление керамической формы, технологию плавки металла и заливки керамической формы, а также финишную обработку и проведение неразрушающего контроля отливок лопаток размерами до 900 мм и массой до 50 кг.

АО «Силловые машины» создает мощности для выпуска 8 газовых турбин в год. Компания обеспечит сервис ГТУ, в том числе стороннего производства. В изготовлении газовых турбин задействованы производственные площадки Ленинградского металлического завода, над проектом работают более 150 конструкторов и технологов, свыше 1400 специалистов. В декабре 2022 г. завершено производство и проведены испытания головного образца ГТЭ-170, первая серийная газовая турбина будет изготовлена до конца 2023 г. Одновременно компания работает над производством газовой турбины средней мощности тяжелого класса – ГТЭ-65.



Сравнительный анализ экономичности проточных частей многоступенчатых паровых турбин

В. Д. Гаев, д.т.н – главный эксперт, Gaev_VD@power-m.ru

С. Ю. Евдокимов – главный конструктор паровых турбин, Evdokimov_SY@power-m.ru

А. М. Тюхтяев – зам. главного конструктора паровых турбин, Tyukhtyaev_AM@power-m.ru

АО «Силовые машины»

Ключевые слова:

проточная часть,
паровая турбина,
рабочие
и направляющие
лопатки,
эффективность,
сравнительный
анализ

Аннотация

Рассмотрен метод сравнительного анализа проточных частей паровых турбин, основанный на решении комплекса обратной и прямой задач современной теории турбомашин. С помощью данного метода появляется возможность моделировать произвольные проточные части как отдельных ступеней и отсеков, так и всей проточной части даже при ограниченном количестве исходных данных.

Решение поставленной задачи основано на оригинальной математической модели проточной части, которая позволяет с помощью численных методов при ограниченном количестве исходных данных проводить синтез проточной части. При этом расчетным путем определяются все недостающие геометрические характери-

стики проточной части. По результатам синтеза выполняется детальный расчет по определению технико-экономических показателей исследуемой проточной части.

Это позволяет проводить наиболее объективное сравнение экономичности вариантов паровых турбин, проектируемых и изготавливаемых различными производителями, определить уровень конкурентоспособности рассматриваемых результатов, представленных вариантов.

Данный метод используется при расчетах и проектировании паровых турбин различного класса мощности и назначения с технико-экономическими показателями, соответствующими мировому уровню.

Comparative analysis of the efficiency of multistage steam turbines flow parts

V. D. Gaev, Doctor of Engineering Science – Chief Expert, Gaev_VD@power-m.ru

S. Yu. Evdokimov – Chief Designer of Steam Turbines, Evdokimov_SY@power-m.ru

A. M. Tyukhtyaev – Deputy Chief Designer of Steam Turbines, Tyukhtyaev_AM@power-m.ru

Power Machines JSC

Key words:

flow part,
steam turbine,
blades and vanes,
efficiency,
comparative
analysis

Abstract

A method of comparative analysis of the flow parts of steam turbines based on the solution of a complex of inverse and forward problems of the modern theory of turbomachines is considered. With this method, it becomes possible to model arbitrary flow parts of both individual stages and compartments, and the entire flow part, even with a limited amount of initial data.

The solution of the problem is based on the original mathematical model of the flow part, which allows using numerical methods with a limited amount of initial data to carry out the synthesis of the flow part. At the same time, all the missing geometric characteristics of the flow part are determined by calculation. Based

on the results of the synthesis, a detailed calculation is carried out to determine the technical and economic parameters of the flow part under study.

This makes it possible to carry out the most objective comparison of the cost-effectiveness of steam turbine variants designed and manufactured by various manufacturers and to determine the level of competitiveness of the considered results of the presented variants.

This method is used in the calculations and design of steam turbines of various power classes and purposes with technical and economic indicators corresponding to the world level.

В соответствии с энергетической стратегией России электроэнергетика, являясь одним из локомотивов российской экономики, должна выполнять следующие задачи:

- обеспечивать энергетическую безопасность страны и регионов;
- поддерживать надежность электроснабжения потребителей электроэнергии;
- удовлетворять потребности экономики и населения страны в электрической энергии (мощности) по доступным ценам, обеспечивающим в то же время окупаемость инвестиций в электроэнергетику.

Решение поставленных задач возможно только при условии оснащения тепловых электростанций оборудованием, отвечающим современным требованиям. Технический уровень отечественного энергетического оборудования по многим параметрам соответствует мировому уровню. Вместе с тем, для завоевания лидирующих позиций, сохранения и дальнейшего развития технического потенциала выпускаемой продукции и освоения новых направлений и технологий в современной энергетике необходимо располагать большим объемом научно-исследовательских, экспериментальных и опытно-конструкторских работ для создания оборудования нового поколения и, в первую очередь, проточных частей паровых турбин.

Технический уровень и надежность паровых турбин и их элементов в решающей мере формируются уже на ранних стадиях их проектирования. При этом необходимо широко использовать современные достижения гидроаэродинамики, теории тепловых процессов, динамики и прочности машин, материаловедения, теории автоматического регулирования и т.д.

При создании высокоэкономичных паровых турбин на турбостроительных предприятиях большое значение отводится дальнейшему изучению аэродинамических процессов в проточных частях, а также совершенствованию инженерных методов их расчета и проектирования с целью сравнительного анализа применяемых технических решений с известными аналогами как у нас в стране, так и за рубежом.

В связи с этим создание конкурентоспособных, высокоэкономичных проточных частей паровых турбин для технического перевооружения электростанций, имеющих научно обоснованное преимущество по сравнению с конкурентами, является важной и актуальной научно-технической задачей теплоэнергетики.

Как показывает практика расчетов и проектирования проточных частей паровых

турбин, исключительно важная роль в турбостроении отводится одномерной (струйной) теории. Простые представления струйной теории, основанной на использовании поправочных опытных коэффициентов, обеспечивают удовлетворительное совпадение результатов расчетов с опытными данными. Выдвинутые струйной теорией многие положения применяются для оценки общих свойств турбин.

С этой целью возникает необходимость проводить сравнительный расчетный анализ проектируемых конструкций проточных частей на основе относительно простых зависимостей, устанавливающих связь между геометрическими, термодинамическими и режимными параметрами с эффективностью работы проточной части.

Для решения поставленной задачи рассмотрим метод, на основании которого получим необходимые зависимости на основе одномерной теории, позволяющие производить сравнительный анализ аналогов для выявления скрытых резервов повышения эффективности.

Рассмотрим уравнения и зависимости, описывающие физические процессы, протекающие в проточной части турбомшины.

1. Турбинное уравнение Эйлера для ступени [1]:

$$h_u = \frac{c_1^2 - c_2^2}{2} + \frac{w_2^2 - w_1^2}{2} + \frac{u_1^2 - u_2^2}{2}, \quad (1)$$

или в проекциях на ось u :

$$h_u = c_{1u} \cdot u_1 - c_{2u} \cdot u_2, \quad (2)$$

Для многоступенчатой турбины:

$$H_u = \sum h_{ui}$$

В соответствии с формулой Эйлера запишем выражение для мощности, развиваемой элементарной турбинной ступенью и сделаем некоторые преобразования:

$$N = G \cdot (c_{1u} \cdot u_1 - c_{2u} \cdot u_2) = G \cdot u_1^2 \cdot \left(\frac{c_{1u} \cdot k_u}{u_1} - \frac{c_{2u}}{u_2} \right), \quad (3)$$

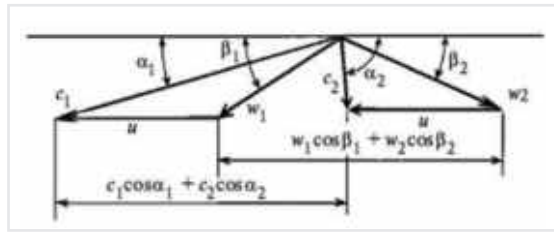
где u_1 и u_2 – окружные скорости соответственно для направляющих и рабочих лопаток; $k_u = u_1/u_2$.

Зависимость (3) устанавливает связь между кинематическими (скорости) и режимными (расход пара G) параметрами рабочего тела с мощностью, производимой проточной частью.

2. Треугольники скоростей.

На *рис. 1* представлены треугольники скоростей, имеющие место в турбинной ступени [2]. Треугольники скоростей устанавливают связь между кинематическими (скорости потока) и геометрическими (углы потока) характеристиками профилей.

Рис. 1.
Треугольники скоростей
в турбинной ступени



3. Уравнение неразрывности:

а) на выходе из направляющего аппарата:

$$G_1 = \pi \cdot D_1 \cdot l_1 \cdot \sin \alpha_{1\text{эф}} \cdot c_{1t} \cdot \mu_1 / v_1, \quad (4)$$

где G_1 – расход рабочего тела через НА; D_1 – средний диаметр НА; l_1 – высота направляющей лопатки; $\alpha_{1\text{эф}}$ – эффективный угол выхода потока из НА на среднем диаметре; c_{1t} – теоретическая скорость выхода потока из НА; μ_1 – коэффициент расхода через НА; v_1 – удельный объем пара на выходе из НА.

б) на выходе из рабочего колеса:

$$G_2 = \pi \cdot D_2 \cdot l_2 \cdot \sin \beta_{2\text{эф}} \cdot w_{2t} \cdot \mu_2 / v_2, \quad (5)$$

где G_2 – расход рабочего тела через РК; D_2 – средний диаметр НК; l_2 – высота направляющей лопатки; $\beta_{2\text{эф}}$ – эффективный угол выхода потока из РК на среднем диаметре; w_{2t} – теоретическая скорость выхода потока из РК; μ_2 – коэффициент расхода через РК; v_2 – удельный объем пара на выходе из РК.

Исходя из сказанного выше, из треугольников скоростей (рис. 1) с использованием теоремы синусов имеем:

$$\frac{c_{1u}}{u_1} = \frac{\sin \beta_1 \cdot \cos \alpha_1}{\sin(\beta_1 - \alpha_1)}, \quad (6)$$

$$\frac{c_{2u}}{u_2} = \frac{\sin \beta_2 \cdot \cos \alpha_2}{\sin(\alpha_2 - \beta_2)}, \quad (7)$$

Тогда выражение (3) удельной мощности для единичной ступени примет вид:

$$N = G \cdot u_2^2 \cdot \left(\frac{\sin \beta_1 \cdot \cos \alpha_1 \cdot k_u^2}{\sin(\beta_1 - \alpha_1)} - \frac{\sin \beta_2 \cdot \cos \alpha_2}{\sin(\alpha_2 - \beta_2)} \right), \quad (8)$$

Для многоступенчатой турбины запишем выражение для мощности в виде:

$$N_m = \sum_{i=1}^n N_i, \quad (9)$$

где N_i – мощность i -й ступени; n – число ступеней.

В результате преобразования уравнения (9) с помощью уравнения (8) получаем выражение для мощности многоступенчатой проточной части:

$$N_m = u_{2n}^2 \cdot \sum_{i=1}^n \left\{ G \cdot \left(\frac{d_{2i}}{d_{2n}} \right)^2 \cdot \left(\frac{\sin \beta_1 \cdot \cos \alpha_1 \cdot k_u^2}{\sin(\beta_1 - \alpha_1)} - \frac{\sin \beta_2 \cdot \cos \alpha_2}{\sin(\alpha_2 - \beta_2)} \right) \right\}, \quad (9)$$

Совершенство турбинной ступени характеризуется коэффициентами полезного действия. Относительным лопаточным КПД турбинной ступени называется отношение мощности, развиваемой на рабочих лопатках, к располагаемой мощности ступени:

$$\eta_m = H_u / H_0$$

или [3]

$$\eta_m = \frac{\pi \cdot n_{об}^2 \cdot F_{вых}}{3600 \cdot H_0} \cdot \left(\frac{d_{2n}}{l_{2n}} \right)^2 \cdot \sum_{i=1}^n \left\{ \left(\frac{d_{2i}}{d_{2n}} \right)^2 \cdot \left(\frac{\sin \beta_1 \cdot \cos \alpha_1 \cdot k_u^2}{\sin(\beta_1 - \alpha_1)} - \frac{\sin \beta_2 \cdot \cos \alpha_2}{\sin(\alpha_2 - \beta_2)} \right) \right\}, \quad (10)$$

Представленные выше уравнения формулируют в общем виде модификацию математической модели одномерной обратной задачи, которая предусматривает определение диаметров и высот лопаток в проточной части по заданному набору известных параметров. Основное достоинство такого подхода заключается в том, что удастся полностью формализовать проектировочный газодинамический расчет многоступенчатой турбины.

Таким образом, получено универсальное уравнение, которое устанавливает связь между кинематическими параметрами потока (углами потока $\alpha_1, \beta_1, \alpha_2, \beta_2$), геометрическими параметрами ($F_{вых}, l_{2n}, n_{об}, d_2/d_{2n}, k_u, n$), термодинамическими (H_0) и частотой вращения ротора $n_{об}$ многоступенчатой проточной части с коэффициентом полезного действия.

Представленная модификация обратной задачи в одномерной постановке позволяет определить общую схему паровой турбины, т.е. по заданному набору известных параметров $F_{вых}, l_{2n}, n_{об}, d_2/d_{2n}, k_u, n$ выбираются углы потока $\alpha_1, \beta_1, \alpha_2, \beta_2$, распределяется перепад энтальпий между ступенями, а также рассчитывается КПД проточной части.

В соответствии с представленной математической моделью определяющими факторами, влияющими на КПД многоступенчатой проточной части паровой турбины, являются:

- профилирование лопаточного аппарата каждой из ступеней – $\alpha_{1i}, \beta_{1i}, \alpha_{2i}, \beta_{2i}$;
- число ступеней – n ;
- площадь выхлопа последней ступени – $F_{вых}$;
- длина рабочей лопатки последней ступени – l_{2n} ;
- относительная высота лопатки последней ступени – d_{2n}/l_{2n} ;
- частота вращения ротора – $n_{об}$;
- меридианные обводы – $d_{2i}/d_{2n}, k_u$.

Следует отметить, что в проточной части значения углов потока однозначно связаны с ее геометрией. Таким образом, на основе полученных зависимостей открывается возможность проводить сравнительный анализ экономичности различных проточных частей.

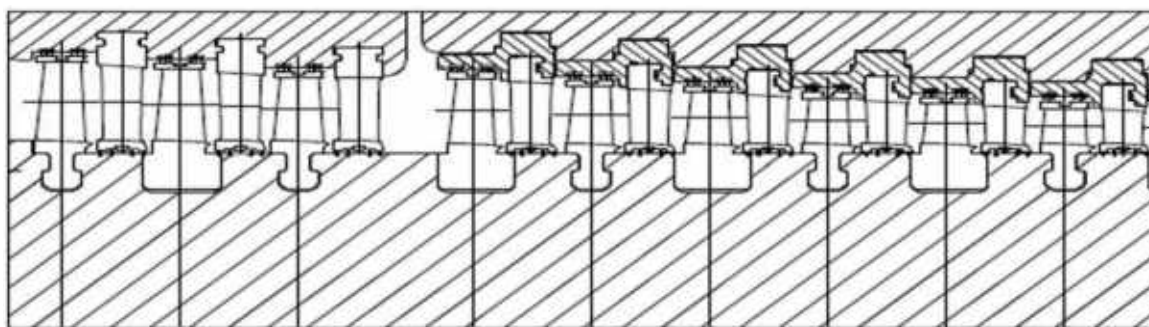


Рис. 2.
Отсек проточной части
известной геометрии

При создании паротурбинных установок встает вопрос о техническом совершенстве проектируемых конструкций. Ответ на этот вопрос можно получить на основе проведения сравнительных детальных газодинамических расчетов проточной части рассматриваемых турбин.

Как показывает практика проектирования проточных частей различных паротурбинных установок, наиболее целесообразно данный анализ выполнять по единой методике, используя однотипный подход описания физических процессов и явлений, протекающих в элементах проточной части, что позволяет наиболее объективно проводить сопоставление отдельных параметров и характеристик. Вместе с тем, при сравнении вариантов проточных частей различных производителей по единой расчетной методике, как правило, не всегда имеется достаточно исходных данных. Прежде всего, это относится к геометрическим характеристикам непосредственно профилей лопаток – $\alpha_{1i}, \beta_{1i}, \alpha_{2i}, \beta_{2i}$. В то же время, если имеется возможность получить основные габаритные характеристики проточной части, исходя из которых можно получить значения высоты лопаток и диаметров, на которых располагается лопаточный аппарат, то математическая модель проточной части в представленном выше виде позволяет получить недостающие исходные данные для дальнейшего анализа эффективности рассматриваемого варианта.

Как показала практика расчетных исследований, значение неизвестных характеристик проточной части в виде углов входа и выхода потока ($\alpha_{1i}, \beta_{1i}, \alpha_{2i}, \beta_{2i}$) в рассмотренных выше уравнениях однозначно связано с основными габаритными размерами (высота лопаток и диаметры проточной части) и значениями параметров рабочего тела (начальных и конечных), включая и расход пара по ступеням.

В качестве примера на рис. 2 представлен отсек проточной части мощной паровой турбины с полностью известной геометрией, включая и углы выхода из лопаточного аппарата, для

которой проводилось тестирование по представленной методике. При этом в качестве ограничений использовались параметры пара и основные геометрические характеристики: длина лопаток и диаметры, на основании которых строилась проточная часть и определялись углы входа и выхода потока.

В результате расчетного исследования установлено, что для сравнительного анализа оказывается достаточно располагать только величиной и характером изменения корневого диаметра и соотношением высот направляющих и рабочих лопаток, чтобы все остальные геометрические размеры проточной части исходного и вновь синтезированного вариантов, включая высоты l_1, l_2 и выходные углы α_1, β_2 из лопаточного аппарата, вполне удовлетворительно совпадали между собой.

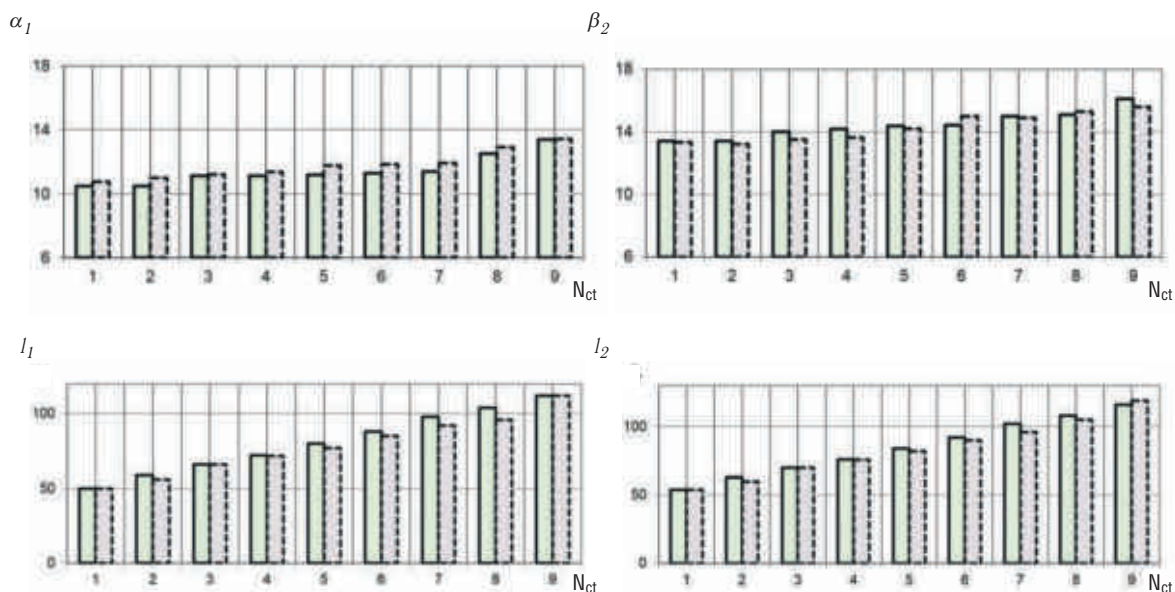
Результаты расчетного построения исследуемой проточной части представлены на рис. 3. Как следует из представленных данных, на основе принятых ограничений удастся построить проточную часть, для которой с достаточной для экспертного анализа точностью определяются все необходимые параметры для более детального расчета проточной части известной геометрии с учетом всех видов потерь, имеющих место в турбинной ступени.

Использование такого подхода приобретает большое значение при сравнительном анализе конструктивного исполнения различных проточных частей, включая и конструкции других производителей, для определения технического уровня разработанного варианта.

Таким образом, если нужно сопоставить эффективность различных проточных частей, для которых отсутствуют все необходимые данные для прямого расчетного сравнения этих вариантов, то на первом этапе с помощью указанного метода определяются недостающие геометрические параметры, и затем проводится прямой расчет сравниваемых вариантов по единой методике.

Рис. 3.

Геометрические характеристики исходного (---) и синтезированного (—) варианта проточной части: α_1, β_2 – выходные углы; l_1, l_2 – высоты направляющих и рабочих лопаток



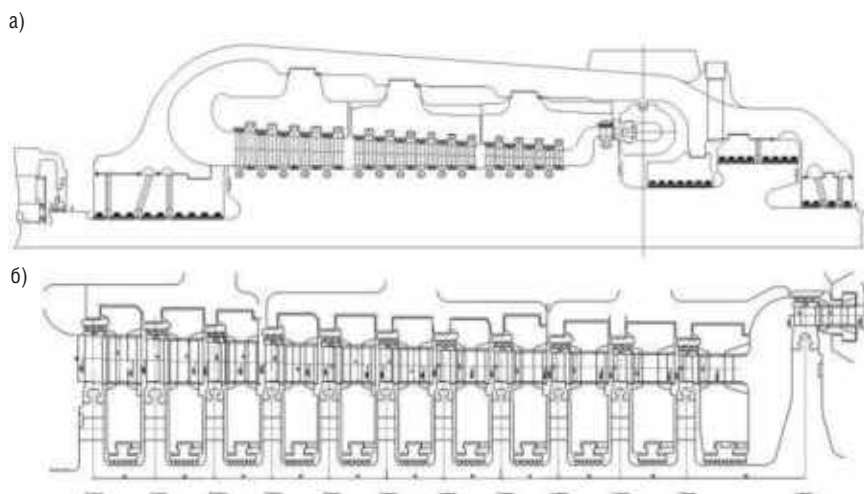
Такой подход оказывается полезным, когда в условиях конкурентной борьбы при обосновании перед заказчиком технико-экономических показателей оборудования приходится представлять экспертные данные преимуществ предлагаемого варианта по сравнению с конкурентами.

В качестве примера на рис. 4 представлены два варианта проточных частей ЦВД паровой турбины мощностью 200 МВт, которые предлагаются для модернизации существующих турбин с одной стороны ЛМЗ (рис. 4а), а с другой – фирмой-конкурентом (рис. 4б). Вариант проточной части ЛМЗ выполнен в реактивном исполнении, с 15 ступенями давления и регулирующей ступенью, а вариант проточной части фирмы-конкурента – активного типа, с 9 ступенями и регулирующей ступенью.

При этом фирма-конкурент заявляла перед заказчиком ничем не обоснованный КПД, который примерно на 4 % выше, чем КПД варианта ЛМЗ.

Рис. 4.

Проточная часть ЦВД турбины мощностью 200 МВт после модернизации:
а) вариант ЛМЗ;
б) вариант фирмы-конкурента



Для более объективного сравнения экономичности предложенных вариантов был проведен расчетный анализ по представленной методике и было установлено, что эффективность варианта проточной части ЛМЗ превышает КПД фирмы конкурента почти на 1,5 %. Данный результат в большей степени соответствует действительности согласно имеющимся результатам теоретических и экспериментальных исследований в области современного турбиностроения.

Выводы

Для сравнительного анализа проточных частей разработан расчетный метод, с помощью которого появляется возможность моделировать произвольные проточные части как отдельных ступеней и отсеков, так и всей проточной части при расчетах и проектировании паровых турбин различного класса мощности и назначения. **Д**

Список литературы

1. Кириллов И.И. Теория турбомашин // Л.: Машиностроение. – 1972. – 535 с.
2. Щегляев А.В. Паровые турбины // М.: Энергия. – 1976. – 357 с.
3. Петреня Ю.К. Современные методы создания и модернизации проточных частей паровых турбин / В.Д. Гаев, Ю.К. Петреня // Электрические станции. – 2016. – № 9. – С. 18-22.
4. Гаев В.Д. Повышение эффективности паровых турбин за счет многопараметрической оптимизации конструктивного профиля турбоагрегата / В.Д. Гаев, С.Ю. Евдокимов // Электрические станции. – 2023. – № 5. – С. 7-12.



Повышение эффективности работы КВОУ газовых турбин

- Проектирование
- Инжиниринг
- Сервис



РЕКЛАМА

 **EMV**
фильтртехник рус

ООО «EMV фильтртехник рус»
Россия, 115114, Москва
Дербеневская набережная, д. 7, стр. 12
www.emw.de/ru, sales@emwtech.ru
тел./факс (495) 783-87-98



На Черногорской ТЭЦ (Красноярский край) введено в работу новое оборудование.

На площадке строительства электростанции горно-обогатительного комплекса на базе Черногорского месторождения медно-никелевых руд введена модульная котельная, изготовленная Курганским заводом комплексных технологий (КЗКТ). Подано тепло в главный корпус, работы продолжают-ся в условиях низких температур. Котельная мощностью 2 МВт оснащена двумя водогрейными котлами, может работать на газе или дизтопливе. Здание котельной изготовлено с учетом климатических условий, позволяет осуществлять эксплуатацию при экстремально низких температурах.

Практика сборки оборудования в готовые модули высокой заводской готовности широко используется при строительстве Черногорской ТЭЦ. В главном корпусе ведется монтаж модульной теплофикационной установки. Изготовлена и доставлена на ТЭЦ установка приготовления водно-гликолевого раствора, поставлены модули системы подпитки технологического водоснабжения.

На станции смонтированы объекты вспомогательной инфраструктуры: насосная дизтоплива со складом масла, насосная пожарной воды, ИТП, блоки циркуляции общестанционной системы охлаждения и утилизации тепла, блоки ВПУ. Изготовитель оборудования в модульном исполнении – КЗКТ. Также установлены контейнеры распределительных устройств 0,4/10 кВ, аварийная ДЭС, в составе которой 8 энергоблоков ITE2000D мощностью по 2 МВт.

Преимуществом модульной компоновки оборудования является высокая степень заводской готовности, позволяющая существенно сократить объем строительно-монтажных работ и сроки сооружения энергообъекта. Также упрощается транспортировка оборудования.

Первые 5 газопоршневых установок Jicha1 мощностью по 4 МВт доставлены на площадку Черногорской ТЭЦ, строительство которой ведет группа «Интертехэлектро». Еще 3 энергоблока в пути. Заказчиком выступает ООО «Черногорская ГРК» (входит в группу «Русская платина»).

Электростанция мощностью 96 МВт обеспечит энергией горно-обогатительный комплекс Черногорского месторождения медно-никелевых руд, расположенный в 15 км от г. Норильска. Всего на ТЭС будет смонтировано 24 энергоблока ITE 4000G когенерационного цикла.

Первую очередь ГПУ-ТЭС планируется ввести в 2025 году. Применение газопоршневых установок повысит маневренность станции, обеспечит более гибкое распределение нагрузки и позволит выстроить оптимальный график технического обслуживания.

В настоящее время ведется производство ГПУ на заводе в г. Цзинань, провинция Шаньдун. Агрегатирование энергоблоков осуществляется Курганским заводом комплексных технологий (группа «Интертехэлектро»).

Новая ГТЭС предприятия «Арктик СПГ-2» эксплуатируется в когенерационном цикле.

Проект реализован «ОДК-Авиадвигатель» по контракту с ПАО «Новатэк» и его дочерним предприятием – ООО «Арктик СПГ-2». ГТЭС включает 4 энергоблока, на базе GTU-12PG-2. Разработчиком и изготовителем энергоблоков ЭГЭС-12СА является АО «ОДК-Авиадвигатель». Специалисты предприятия выполнили пусконаладочные работы и ввели систему утилизации тепла электростанции.

GTU-ТЭС работает в составе локальной энергосистемы. Утилизация тепла выхлопных газов GTU осуществляется с помощью КУ производства ЗАО «Ухтинский экспериментально-механический завод».

Энергоблоки размещаются в просторных индивидуальных легкосборных зданиях, обеспечивающих температурный режим эксплуатации, комфортные условия работы обслуживающего персонала. Топливо – природный газ.

Ввод второй очереди станции в составе двух газотурбинных установок ЭГЭС-12СА запланирован на 2024 год. Мощность ТЭС вырастет до 72 МВт. На предприятии заканчивается изготовление оборудования, поставка запланирована в начале следующего года.

The new gas turbine station of Arctic LNG-2 enterprise has been transferred to the cogeneration cycle.

The project was implemented by UEC-Aviadvigatel under a contract with Novatek PJSC and its subsidiary Arctic LNG-2 LLC. The station includes four power plants created on the basis of GTU-12PG-2 gas turbines. The developer and manufacturer of the EGES-12SA power plants is UEC-Aviadvigatel JSC.



Новую электростанцию начали строить в Казахстане.

В Туркестанской области началось строительство парогазовой электростанции мощностью 1 000 МВт. Фонд «Самрук-Казына» инвестирует в проект более 700 млрд тенге. Электростанция сможет производить около 5,5 млрд кВт·ч энергии в год. В ее строительстве будет задействовано более 2000 человек.

Парогазовая установка ТОО «ПГУ «Туркестан» с маневренным режимом генерации создает благоприятные условия для интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему Казахстана. Запустить ТЭС планируют к 2027 году. После завершения стройки инвестор вернет вложения в течение 15 лет за счет тарифа на мощность, включаемого в конечную цену за электричество для потребителей и собираемого с рынка мощности.

На ПГУ-ТЭС будут установлены 2 парогазовых энергоблока мощностью по 500 МВт производства Siemens Energy. Они создаются на базе 4 газовых турбин SGT5-2000E. Подрядчиком выступает консорциум корейской Doosan Enerbility и казахстанской Bazis Construction. Генпроектировщик – институт «КазНИПИЭнергопром».

В качестве основного топлива на ПГУ будет использоваться природный газ, поставляемый из газопровода Бейнеу – Бозой – Шымкент. Аварийное топливо – дизельное. Новая электростанция решит проблему энергодефицита на юге страны. ПГУ сможет в часы перегрузок южной части энергосистемы быстро наращивать выработку электроэнергии, маневренно сглаживая пик энергопотребления. Расширятся возможности для создания новых промышленных предприятий.



ВЭС мощностью 106 МВт с системой хранения энергии создается в Чили.

Enel Green Power Chile, предприятие концерна Enel, приступило к строительству новой ветровой электростанции La Sabana в области Араукания, в центральной части Чили. Электростанция будет оборудована системой хранения энергии мощностью 34,3 МВт. Объем капиталовложений достигнет \$190 млн.

ВЭС будет состоять из 22 турбин производства компании Goldwind GW 155 4.8 мощностью по 4,8 МВт. Новая ветровая электростанция сможет вырабатывать 300 ГВт·ч электроэнергии в год, что эквивалентно 0,3 % от годовой выработки электроэнергии в Чили.

В связи с тем, что работа ВЭС характеризуется определенной сезонностью, предусмотрены системы хранения энергии за счет применения непроточных цинк-бромных аккумуляторов. Для получения электрического тока в них используется химическая реакция между бромом и цинком, а для обеспечения его проводимости — гелевый раствор бромида цинка. Это позволит снизить риски в подаче энергии в периоды безветренной погоды.

Проект расширит группу объектов Enel Chile в сфере возобновляемой энергетики, к числу которых относятся ГЭС общей мощностью 3,5 ГВт, солнечные электростанции на 1,5 ГВт, а также ВЭС и геотермальные станции мощностью 642 и 69 МВт соответственно.

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ГАЗОВЫХ И ПАРОВЫХ ТУРБИН

Siemens
General
Electric
Dresser Rand
Pratt & Whitney
Rolls Royce

Максимальная эффективность очистки

TURBO-K 1:4

Alstom
Kawasaki
Ansaldo Energia
Solar Turbines
Mitsubishi
Centrax

Масла: Aeroshell, Eastman, Total, Shell, Mobil

ЗАО "Росма" - поставщик оригинальной продукции в РФ и странах СНГ

www.rosma.ru, тел. +7 (831) 277-38-77

РЕКЛАМА

Вклад в будущее: открыта специализированная аудитория ТЕХ тренинг

Г. С. Пашинин – ООО «НПО ТЕХ»

In brief

**Contribution to the future.
A specialized audience for
TECH training has been
opened.**

The personnel issue is one of the most urgent in our country today. As you know, for many technical specialties, such as welders, fitters, equipment maintenance specialists, etc., the shortage of personnel has become critical. That is why TECH LLC, in partnership with the Polytechnic Faculty of State Institute of Economics, Finance, Law and Technology is opening a specialized technical training audience today. The auditorium is equipped with the most modern examples of automation of a gas power plant.



Кадровый вопрос является одним из актуальных в нашей стране на сегодня. Как известно, для многих технических специальностей, таких как сварщики, слесари-сборщики, специалисты по обслуживанию оборудования и т.д., дефицит кадров стал критическим. И решение этого вопроса сейчас, как никогда ранее, находится в зоне ответственности самих предприятий.

Именно поэтому ООО «НПО ТЕХ» в партнерстве с Политехническим факультетом Государственного института экономики, финансов, права и технологий (ГИЭФПТ) открывает сегодня специализированную аудиторию ТЕХ – тренинг. Аудитория оборудована самыми современными образцами автоматики газопоршневой электростанции. Сюда входят: система зажигания, включая катушки, провода, свечи и контроллер МС4; система мониторинга и управления ТЕХ Е в составе контроллеров управления All-in-One с цветным дисплеем 5 дюймов, модулями расширения, а также контроллер параллельной работы с сетью InteliMains BaseBox.

На макет газового двигателя в лаборатории установлена и подключена система смесеобразования в составе смесителя VariFuel2+ со встроенным шаговым мотором, контроллерами управления к нему и несколькими вариантами диффузоров и дроссельной заслонкой. Отдельно представлены образцы специального инстру-

мента: свечной ключ, комплект восстановления зазора свечей, комплект очистки свечей и одна из последних моделей промышленного стробоскопа. А в качестве наглядного образца в аудитории установлен второй макет газового двигателя с разрезом по цилиндропоршневой группе.

В ближайшее время преподаватели факультета ГИЭФПТ пройдут подготовку в компании «ТЕХ» и будут проводить занятия по обучению студентов настройке и обслуживанию газопоршневых установок. Программа обучения, разработанная специально для студентов, включает в себя не только теоретическую часть, но и большой объем практических занятий, необходимых для отработки навыков таких специальностей, как «сервисный инженер», «слесарь-сборщик», «механик-наладчик».

Партнерство ГК «ТЕХ» и Политехнического факультета ГИЭФПТ началось в марте 2023 года, когда первая группа студентов начала проходить производственную практику на разных участках сборочного цеха ГК «ТЕХ». Каждый студент был закреплен за профильным специалистом, а самые способные из них практически сразу приступили к самостоятельной работе. Отчеты студентов о прохождении практики проверяли не только их наставники, но и другие специалисты предприятия, в том числе начальник производства и технический директор.

По результатам прохождения первого этапа производственной практики трое студентов получили приглашения на работу в ГК «ТЕХ». Таким образом, сегодня мы сделали пусть небольшой, но важный вклад в будущее развитие энергетической отрасли нашей страны. В дальнейших планах предприятия – продолжение партнерства в области подготовки квалифицированных кадров разных технических специальностей.

Благодарим руководство ГИЭФПТ и отдельно – Политехнического факультета за предоставленную возможность и содействие в реализации наших идей.



Газовая турбина SGT-400 начала работать на 100%-м водороде.

Компания Siemens Energy провела испытания газовой турбины SGT-400 с использованием чистого водорода в качестве топлива. Демонстрационный проект HYFLEXPOWER реализуется на бумажной фабрике в Сайя-сюр-Вьен, Франция. Партнерами Siemens по проекту являются компания Engie, Немецкий аэрокосмический центр и четыре европейских исследовательских института.

В проекте применяются электролизеры для производства водорода мощностью 1 МВт, которые и используют электроэнергию, получаемую от СЭС и ВЭС. В ходе исследований специалисты приобрели необходимые знания и опыт, а также освоили технологию перевода газовой турбины на водород.

В дальнейшем Siemens Energy планирует продолжить работы по переводу газовых турбин всего модельного ряда на использование водорода. Еще одним направлением развития технологии является перевод станции в когенерационный цикл для дополнительного получения тепловой энергии и повышения общего КПД цикла. Специалисты консорциума работают также над масштабированием опытной установки и над оптимизацией технологии для применения в различных сегментах рынка.



АО «КМПО» выполнило пусконаладку энергоблоков на базе двигателей НК-16-18СТ.

Согласно контракту, казанское предприятие изготовило энергоблоки КГУ-18 «Волга» и выполнило шефмонтажные работы во время строительства ГТЭС на Талаканском месторождении. На станции контейнерного исполнения завершена пусконаладка оборудования.

ГТЭУ «Волга» создана на базе двигателя НК-16-18СТ производства КМПО, имеет электрическую мощность 17,3 МВт и тепловую производительность 37,9 Гкал/ч. компании «Сурутнефтегаз» много лет эксплуатирует в качестве энергетического и механического привода турбины НК-16-18СТ.

Турбины и Дизели

ПОДПИСКА НА ЖУРНАЛ

Подписной индекс
в Объединенном каталоге
«Пресса России»:

Журнал «Турбины и Дизели»

87906

Каталог
энергетического оборудования
«Турбины и Дизели»

87907

Подписка через редакцию с любого номера журнала

Тел./факс: (4855) 285-997
info@turbine-diesel.ru
www.turbine-diesel.ru

Газопоршневые установки Liyu выходят на российский рынок

А. Л. Ермоленко – ООО «СП Трейд»

Компания Hunan Liyu Gas Power входит в состав Liyu Group, которая была основана в 1994 году со штаб-квартирой в г. Чанша, провинция Хунань. Компания с частным капиталом специализируется на исследованиях, разработке и серийном производстве энергосберегающего, эффективного и надежного энергетического оборудования.

In brief

Liyu gas engine power plants enter the Russian market.

Currently, the departure of European and American companies has created unique opportunities for Chinese manufacturers in the Russian market. The company SP Trade, which has been engaged in the supply and engineering of Austrian gas engine power plants for 15 years, had to reorient itself to another partner.

Китайско-российские отношения являются одним из наиболее важных и обширных стратегических партнерств в XXI веке. Китайская Народная Республика и Российская Федерация укрепляют свои отношения, и сегодня страны достигли широкого сотрудничества не только в области экономики, но и в сфере безопасности и внешней политики.

В настоящее время уход европейских и американских компаний создал уникальные возможности для китайских производителей на рынке России. Компания «СП Трейд», сотрудники которой на протяжении 15 лет занимались поставкой и инжинирингом австрийских газопоршневых установок, приняла решение о поиске нового, надежного партнера.

С этой целью представители компании посетили в начале 2023 года практически всех производителей газопоршневых двигателей в КНР, чтобы выбрать партнера для реализации проектов генерации в России. Кроме того, они ознакомились с агрегирующими фирмами, а также посетили объекты, где эксплуатируются газопоршневые электростанции.

С учетом технических характеристик оборудования, широкого модельного ряда, положительного опыта реализации проектов была выбрана в качестве партнера-поставщика компания Hunan Liyu Gas Power, с которой и было подписано соглашение о стратегическом сотрудничестве. Обе стороны будут в полной мере использовать свои ресурсы и преимущества, осуществлять углубленное сотрудничество в области энергетики и совместно способствовать продвижению газопоршневого оборудования производства Hunan Liyu Gas Power на российском рынке.

Компания Hunan Liyu Gas Power входит в состав Liyu Group, которая была основана в 1994 году со штаб-квартирой в г. Чанша, провинция Хунань. Компания с частным капиталом специализируется на исследованиях, разработке и производстве эффективного и надежного энергетического оборудования. Технологические преимущества сделали ее ведущим предприятием в области производства газопоршневых установок в Китае.

В настоящее время у компании находится в коммерческой эксплуатации более 560 энергоблоков, общая установленная мощность которых составляет свыше 960 МВт. Hunan Liyu Gas Power взяла за основу газовый двигатель и не применяла, как большинство китайских компаний, подход конвертирования, т.е. переобразования дизельного двигателя в газовый, при котором основные детали двигателя, несмотря



на снижение степени сжатия, испытывают повышенную термическую нагрузку.

Литейное производство блока двигателя, узлов, как и у многих европейских производителей, организовано на контрактной основе. Двойной контроль как на заводе-изготовителе, так и на производстве Hunan Liyu Gas Power организован по нескольким параметрам, таким как 3D-сканирование, неразрушающий контроль, входной контроль металла. После прохождения контроля детали подвергаются механической обработке с помощью пятикоординатных обрабатывающих центров. Технологические мощности предприятия позволяют выпускать до 1000 агрегатов в год в открытом или контейнерном исполнении.

Окончательный контроль собранных ГПУ осуществляется путем испытаний всей установки, включая агрегат, генератор, шкаф управления с программным обеспечением под конечного заказчика.

Серия газопоршневых двигателей LY170 имеет 12, 16 и 20 цилиндров (LY1200, LY1600 и LY2000) с мощностью 1000...2000 кВт. В качестве топлива используется природный газ, биогаз, попутный нефтяной газ, шахтный метан, доменный газ, синтез-газ и другие типы газа.

Установки имеют один из лучших показателей электрического КПД – 41 %, который достигается за счет современных технических решений и комплектующих с мировым именем:

- турбоагрегаты установки – АВВ (аналогично тем, что применяются в двигателях MWM и Jenbacher);
- система зажигания, контроль детонации – Motortech;
- система управления и мониторинга двигателя – DEIF, позволяющая работать в различных режимах и удаленно контролировать работу станции;
- современные электрогенераторы – Stamford серии S9. В них применяется технология CoreCooling, обеспечивающая увеличение удельной мощности до 12 % по сравнению с моделями предыдущих серий. Доступны к заказу генераторы напряжением 0,4; 6,3; 10,5 кВ;
- газовая рампа включает компоненты DUNGS, позволяющие точно настроить работу двигателя на любом давлении газа и обеспечить безопасность всей электростанции.

Интервалы технического обслуживания газопоршневой установки составляют 2000 моточасов, а наработка до капитального ремонта –

Параметр	Значение		
	LY12V170	LY16V170	LY20V170
Модель двигателя	LY12V170	LY16V170	LY20V170
Электрическая мощность, кВт	1 000	1 500	2 000
Тепловая мощность, кВт	1 200	1 670	2 200
Электрический КПД, %	41	41,3	41,6
Тепловой КПД, %	45,1	44,9	44,8
Общий КПД, %	86,1	86,2	86,4
Расход топлива при 100 %-й нагрузке, м ³ /ч	283	383	506
Объем картера, л	180	240	300
Удельный расход масла, г/кВт·ч	0,2	0,2	0,2
Частота вращения, об/мин	1 500	1 500	1 500
Межсервисный интервал, м/ч	2 000	2 000	2 000
Ресурс до кап. ремонта, м/ч	64 000	64 000	64 000
Габариты, ДхШхВ, м	5,3/1,7/2,3	6,8/1,7/2,6	7,32/1,7/2,6
Масса ГПУ, сухой, кг	13 000	15 000	17 000


64 000 моточасов. Блок рассчитан на проведение двух капитальных ремонтов, что суммарно позволит работать установке до 192 000 моточасов.


Операционные затраты, которые включают стоимость запасных частей, технических жидкостей, работы по техническому обслуживанию не превышает 0,5 руб на 1 кВт/ч.

Для бесперебойной работы, компанией сформирован склад запасных частей в Москве. Сервисная служба насчитывает 25 специалистов, включая собственных пусконаладчиков.

В данный момент ООО «СП Трейд» подписало несколько контрактов на поставку газопоршневых двигателей Hunan Liyu Gas Power на российский рынок. В первом квартале 2024 года планируется ввести в эксплуатацию первые установки мощностью 1500 кВт и 2000 кВт.

На октябрьской выставке Heat & Power, которая проходила в «Крокус Экспо», компания представила контейнерную установку, произведенную заводом Hunan Liyu Gas Power, мощностью 1500 кВт (6,3 кВ). Посетители выставки высоко оценили качество сборки и исполнения установки.

Компания Hunan Liyu Gas Power заинтересована в развитии сотрудничества, поэтому с учетом перспектив российского рынка открыла свое представительство в Москве, которое осуществляет техническую поддержку, сопровождение продаж, выполнение пусконаладочных работ. 

 **Характеристики
двигатель-генераторов
Hunan Liyu Gas Power**

Компания «Зульцер Турбо Сервисес Рус» сменила название.

ООО «ТурбоСервис Рус», ранее называвшееся «Зульцер Турбо Сервисес Рус», прошло процедуру смены акционера и официального переименования. Предыдущий акционер компании – швейцарский технологический концерн Sulzer AG еще в мае 2022 года объявил об уходе из России и продаже активов.

Данные изменения никак не отразились на текущей операционной деятельности компании. Она активно расширяет свои производственные мощности и увеличивает портфель заказов на рынке технического обслуживания, производства запчастей и ремонта газотурбинного оборудования.

На сегодня ООО «ТурбоСервис Рус» имеет собственную команду шеф-инженеров, способных выполнять полевые инспекции любых уровней, а также обладает производственной площадкой в Екатеринбурге, где производится ремонт компонентов проточной части и камер сгорания газовых турбин.

Проект по водородной энергетике в Германии ускоряется.

В рамках сотрудничества с Stadtwerke Kiel группа INNIO планирует перевести электростанцию комбинированного цикла мощностью 190 МВт в г. Киль (крупнейший город земли Шлезвиг-Гольштейн) на водород к 2035 году. По заявлению компании, важным требованием для соблюдения графика является достаточное количество зеленого водорода для работы ГПУ ТЭС.

Компании заявили, что их планы основаны на программе климатической нейтральности, разработанной Stadtwerke Kiel AG. Изначально стать климатически нейтральными при производстве электроэнергии и тепла планировалось не позднее 2040 года. Теперь поставщик энергии перенес сроки на пять лет вперед.

Электростанция Stadtwerke Kiel вырабатывает электроэнергию для региона и снабжает более 73 500 домов отоплением. Станция, оснащена самыми современными двигателями Jenbacher J920 FleXtra. Компания Jenbacher, Тироль, Австрия, активно занимается возможностью перевода своих двигателей на водородное топливо.



ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы» и АО «ГТ Энерго» подписали соглашение о стратегическом партнерстве.

В рамках XII Петербургского международного газового форума подписано соглашение о сотрудничестве между компаниями «Газпром энергохолдинг индустриальные активы» и «ГТ Энерго».

Документ устанавливает взаимную заинтересованность компаний в производстве генерирующего оборудования АО «ГТ Энерго», а именно двигателей ГТ-009М(МЭ) и комплектующих к ним, на мощностях дочерних предприятий ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы». Соглашение предусматривает совместную техническую проработку проекта ГПА на базе газовой турбины ГТ-009М(МЭ).

«Сотрудничество, которое мы планируем развивать в рамках подписанного документа, направлено на снижение зависимости ключевых отраслей промышленности Российской Федерации от импорта, на модернизацию и развитие технологической базы российских предприятий», – подчеркнул генеральный директор ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы» Д. В. Лисняк.

«Соглашение между нашими компаниями позволит обеспечить возросшие потребности энергетики РФ в специализированных и надежных по всей компонентной базе российских технологических решениях как для нужд энергетики, так и для транспорта газа», – отметил генеральный директор АО «ГТ Энерго» С. В. Туголуков.

ГПЭС мощностью 18 МВт введена в промышленном парке в Китае.

На предприятии компании Chaoyouqianqi Xinchuang Ferroalloy во Внутренней Монголии введена в эксплуатацию газопоршневая электростанция мощностью 18 МВт.

ГПЭС расположена в промышленном парке Тяньпишань, где сосредоточены предприятия металлургической и химической промышленности. Сталеплавильный завод располагает двумя закрытыми печами производительностью 100 000 тонн стали в год. В технологическом процессе выделяется газ, который проходит очистку и используется в качестве топлива для газопоршневых установок.

Энергоблоки LY1200 производства Hunan Liyu Gas Power Co., Ltd в контейнерном исполнении мощностью по 1,2 МВт позволяют дополнительно произвести 144 млн кВт·ч в год, а также снизить выбросы CO₂.

Китайская компания Mingyang Smart Energy представила на рынок морскую ветротурбину большой мощности.

Новая ветротурбина MySE-22MW имеет мощность 22 МВт, диаметр ротора составляет 310 м. Она предназначена для работы в условиях сильного ветра, средняя скорость которого составляет 8,5...10 м/с. Начало серийного производства новой ветротурбины и вывод ее на рынок запланированы на конец 2025 года.

В октябре 2023 года на рынок была представлена новая наземная турбина MySE 11-233. Она разработана для условий пустынь с сильными ветрами, песчаными бурями, высокими и низкими температурами. Диаметр ротора ВЭУ варьируется от 233...243 м, высота башни – от 130...200 м.

Ранее, в январе 2023 года компания CSSC Haizhuang Wind Power ввела в опытно-промышленную эксплуатацию морскую ветротурбину H260-18MW мощностью 18 МВт с диаметром ротора 260 м. Вскоре после этого китайская Mingyang Smart Energy представила турбину MySE 18.X-28X аналогичной мощности.

Специалисты энергетического рынка Евросоюза озабочены тем, что ВЭУ европейских производителей будут вытеснены китайскими установками большой мощности. В настоящее время мощность самой большой ветротурбины европейского производства составляет 15 МВт. В связи с этим ЕС рассматривает возможность увеличения финансовой поддержки ветроэнергетики в Европе.

ПАО «ОДК-УМПО» заканчивает испытания двигателя АЛ-41СТ-25 перед поставкой на КС «Арская».

Предприятие в декабре планирует завершить стендовые испытания нового промышленного двигателя АЛ-41СТ. ГТД мощностью 25 МВт будет использоваться в качестве привода компрессора в составе газоперекачивающих агрегатов.

«ОДК-УМПО» выполняет договор на поставку двух АЛ-41СТ-25 для ПАО «Газпром». Установка двигателя и начало его опытно-промышленных испытаний в составе ГПА на компрессорной станции «Арская» Шеморданского ЛПУМГ (ООО «Газпром трансгаз Казань») планируется после заводских испытаний.

АЛ-41СТ-25 будет смонтирован в ячейке ГПА-Ц-25НК вместо демонтированного двигателя НК-36СТ. Это позволяет установить новую газотурбинную установку с минимальной доработкой газоперекачивающего агрегата. В феврале 2024 года планируется начать испытания второго двигателя АЛ-41СТ-25.

Компрессорный цех на КС «Арская» (Сабинский р-н, Татарстан), включающий три ГПА-Ц-25НК, работает в составе газопровода Ямбург – Елец-2.

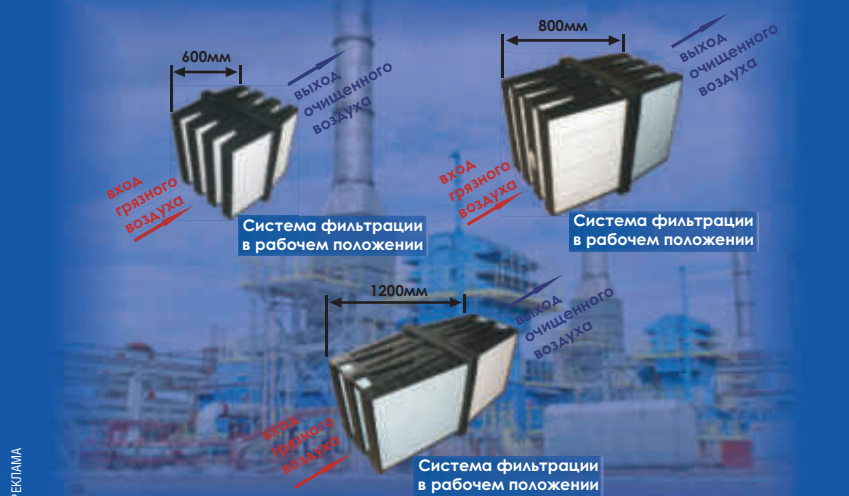


КАК СНИЗИТЬ ЗАТРАТЫ РАБОТЫ ГАЗОВЫХ ТУРБИН?

Системы фильтрации воздуха ООО «НПП «ФОЛТЕР» с увеличенным сроком службы до 2-х - 3-х лет

- Низкое сопротивление фильтров
- Увеличенная площадь фильтрации

Как результат
Долгий срок службы



Представительства:
 Екатеринбург: (343) 286-23-54
 Санкт-Петербург: (999) 231-32-33
 Невинномысск: (86554) 34-754

Офис в Москве:
 127238, г. Москва, Дмитровское ш., д. 46, корп. 2, стр.2
 тел. +7 (499) 519-13-99, +7 (495) 287-17-99
 e-mail: folter@folter.ru; www.folter.ru

Управление смазыванием оборудования как элемент культуры технического обслуживания предприятия

В. В. Дьяченко – ООО «Лаборатория надежности»

С. С. Долгополов – ООО «Фильтрационная техническая компания»

Культура предприятия – это важнейший актив, требующий больших усилий для формирования уникальной производственной среды и регулярной подпитки информацией о передовых концепциях и передовых практиках в области технического обслуживания.

Она избавляет от привычек реактивного обслуживания оборудования через непрерывное обучение и развитие уникальных навыков в работе, стратегии технического обслуживания, управляет выбором поставщиков услуг и оборудования, инструмента, средств контроля и т.д.

In brief
**Equipment lubrication
management as an element
of the company's
maintenance culture**

The company's culture is an essential asset that requires great efforts to create a unique production environment and regularly feed with the information about advanced concepts and best practices in the field of maintenance.

It eliminates the habits of reactive equipment maintenance through continuous training and development of unique work skills, maintenance strategies, manages the selection of service providers and equipment, tools, controls, etc.

The foundation of the company's culture is people, or rather their education. Regular trainings, education, seminars open up new horizons of opportunities and do not allow creating «stagnant zones».



Фундаментом культуры предприятия являются люди, вернее, их образование. Регулярные тренинги, обучение, семинары открывают новые горизонты возможностей и не позволяют создавать «застойных зон». Впоследствии такой подход вызывает желание выполнять возложенные задачи уже с другим качеством и с определенной долей уверенности. Более того, у обслуживающего персонала проявляется любознательность, они не стесняются задавать вопросы, а получив ответы, транслируют их дальше и даже начинают учить друг друга. В вопросах управления смазыванием оборудования и обслуживания гидроприводов именно культура обслуживания играет главную и решающую роль.

Пример из практики

Приведем типичный диалог с руководителем сервисной службы одного из промышленных предприятий во время технического аудита.

Вопрос аудитора: Как вы можете охарактеризовать вашу текущую практику в такой области системы ТОиР, как управление смазыванием?

Ответ руководителя службы ТОиР: Управление смазыванием? Да, мы этим занимаемся.... У нас есть специалист, который контролирует смазки...

Дополнительный вопрос: В статистике отказа оборудования (подшипниковых узлов, гидроприводов, редукторов) регистрируются ли причины, связанные с функцией смазки или состоянием масла?

Ответ: Отказы по механическим причинам есть. По смазкам и маслам?... (задумался, улыбнулся и ушел от ответа).

Далее технический аудит выявил повторяющийся отказ гидросистемы пресса по причине регулярного перегрева гидравлической жидкости, отнесенный к общецеховому простоям.

Первичные признаки показали значительное количество лаковых отложений в системе (лак – индикатор отказа смазочного материала, вызванного окислением в результате воздействия повышенных температур). Признаки отказа были очевидны: характерный цвет масла и следов на стенке смотрового окна плюс запах (рис. 1). Характеристика отказа (кратко): при снятом напряжении (сигнале) с катушки управления разгрузочного клапана гидросистема продолжала оставаться под давлением, создавая дополнительный нагрев, когда пресс находился в позиции ожидания. В логике управления клапан должен был отключать давление и направлять часть жидкости в контур охлаждения при постоянно включенном насосе. Отказ разгрузочного клапана связан с регулярным подклиниванием пилота (клапан управления) разгрузочного клапана из-за большого лакового налета в прецизионной паре и дросселе. (Другие детали разбора не открываю.)

Положительным моментом в сложившейся практике является сам факт признания руководителями того, что существует «пробел» в текущей философии технического обслуживания предприятия, а именно, отсутствие необходимых компетенций и правильного подхода к такой важной области системы ТОиР, как управление смазыванием оборудования.

На других предприятиях идут дальше, рассказывают о планах, показывают план-графики реализации своих инициатив, но всё сводится к одному: между «хотим» и «сделали» находится огромный разрыв с вопросом «Как это реализовать?».

Менеджеры сталкиваются с главной проблемой – это неправильное развертывание проекта. Основные причины:

- отсутствие компетенций в области управления смазыванием;
- отсутствие квалифицированной и объективной оценки текущего состояния;
- отсутствие деталей и конкретики в целевых инициативах;
- попытка «срезать углы», экономить деньги еще до того, как инициатива подтвердила свою эффективность и целесообразность;
- отсутствие мониторинга развития проекта.

К сожалению, такое направление, как управление смазыванием оборудования совершенно не развито как на российских предприятиях, так и в большинстве стран ближнего зарубежья. Само понятие «управление смазыванием оборудования» у большинства представителей служб технических управлений и HR-специалистов связано с чем-то незначительным и не требующим внимания (например, по сравнению с тренингами по бережливому производству) и затрагивает всего лишь три аспекта:

1. Закупка смазочных материалов и контроль бюджета;
2. Обслуживание и закупка технических решений подачи смазочного материала в узлы трения;
3. Склад и логистика.

Так сложилось, что далеко не все знают о существовании целой области системы ТОиР, такой как «управление смазыванием оборудования», направленной на повышение операционной эффективности предприятия и снижения совокупной стоимости владения оборудованием (рис. 2).

В среднем на смазочные материалы предприятием выделяется обычно около 3% от общего бюджета на техническое обслуживание оборудования. По разным данным, затраты на обслуживание подшипниковых узлов, гидроприводов, зубчатых и цепных передач, систем консистентной и циркуляционных смазок составляет около 43%.

В случае отсутствия правильных процессов в управлении смазыванием совокупная доля затрат будет увеличиваться, другими словами: значительная доля затрат (43%) от общего бюджета на техническое обслуживание зависит от эффективности управления (3%) затратами на смазочные материалы.

А главное, 43% затрат – это управляемые затраты, т.е. существует выбор: идти сторону увеличения или уменьшения затрат. Если игнорировать задачи управления смазыванием обо-

рудования, то упускается возможность контроля и управления надежностью машины на уровне зарождения отказа или повышенного износа компонентов этой машины, что приводит к увеличению затрат. Такая стратегия носит, как правило, реактивный характер технического обслуживания.

Если идти в сторону уменьшения затрат, то в этом случае требуется профессиональная подготовка, так как этот путь предлагает сосредоточиться на корневых причинах отказа оборудования, вызывающих простои машин. Такая стратегия носит характер проактивного технического обслуживания.

ООО «Лаборатория надежности» предлагает помощь в разработке и внедрении программы «управление смазыванием оборудования», нацеленной на результат. Компания имеет необходимые компетенции в этой области.

Прежде всего, определим, что входит в понятие «управление смазыванием оборудования в системе технического обслуживания». Это неотъемлемая часть системы технического обслуживания и ремонта, которая включает в себя комплекс взаимосвязанных задач, направленных на создание и поддержание условий оптимального эталонного состояния функции прецизионного смазывания в трибологических контактах.

Оптимальное эталонное состояние (ОЭС) функции прецизионного смазывания включает в себя целый ряд атрибутов, в том числе:

- компетентность обслуживающего персонала в области смазывания;
- правильно подобранный смазочный материал с учетом текущих условий эксплуатации;



Рис. 1.

Смотровая колонка уровня масла в баке гидросистемы пресса демонстрирует образование значительных лаковых отложений в системе

Рис. 2.

Система ТОиР «управление смазыванием оборудования» направлена на повышение операционной эффективности предприятия и снижение совокупной стоимости владения оборудованием



Рис. 3.

Подбор атрибутов оптимального эталонного состояния функции прецизионного смазывания



ООО «Лаборатория надёжности» предоставляет предприятиям консалтинговые услуги в области технического обслуживания машин и механизмов, нацеленные на снижение затрат и повышение операционной эффективности. Наши знания и опыт помогают определить или создать условия, при которых оборудование будет находиться в области оптимального ресурса. Наш опыт мы передаем через консультационные услуги и образовательную деятельность. Мы обучаем тому, как извлечь максимальную выгоду из функции управления смазыванием машин. Откройте для себя секреты максимальной защиты и высокой надежности прецизионного оборудования через создание эффективных процедур и стратегий технического обслуживания. Мы утверждаем, что эффективное смазывание – это ключ к надежности.

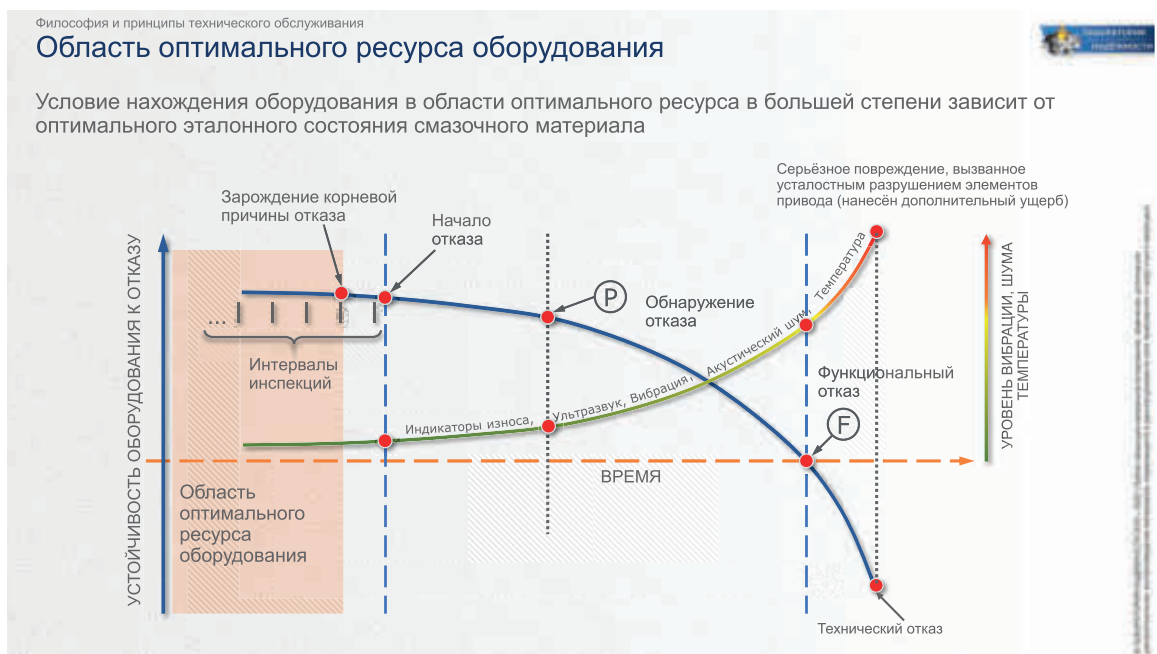
ООО «Фильтрационная техническая компания» – производитель фильтров и фильтрующего оборудования для различных сред, оказывает услуги по фильтрации и трибодиагностике масла. Изготавливает уникальные мобильные станции фильтрации для микрофильтрации масла, позволяющие поддерживать в системе класс чистоты на уровне класс 8 ГОСТ 17216, снизить содержание влаги до менее чем 100 ppm и полностью удалить шламовые отложения. Мы делаем всё чтобы вы могли содержать масло чистым и сухим, понимать суть отраслевых стандартов и дать эксплуатантам простые инструменты для диагностики.

- устройства подготовки смазочного материала, направленные на обеспечение необходимых характеристик и условий его применения;
- инструмент, процедуры, стратегии технического обслуживания;
- система эксплуатационного контроля и анализа смазочного материала и т.д.

Каждый атрибут ОЭС должен быть опознаваем по своим идентификационным признакам (чертеж, стандарт, технический паспорт, спецификация и т.д.), нацелен на достижение конкретной задачи и желаемого уровня надежности, связан с безопасностью, финансовой выгодой, готовностью машины, иметь возможность адаптироваться под изменяющиеся условия эксплуатации и т.д.

Рис. 4.

Область оптимального ресурса оборудования на графике зависимости устойчивости оборудования к отказу во времени



Подбор атрибутов ОЭС необходимо выполнять «без крайностей», взвешенно и, с экономической точки зрения, целесообразно (рис. 3).

Создание условий и дальнейшее поддержание оптимального эталонного состояния функции смазывания является важнейшим фактором повышения надежности машин. Известно, что смазочный материал в первую очередь обеспечивает разделение трущихся поверхностей и выполняет защитную функцию. Поэтому, двигаясь к ОЭС функции прецизионного смазывания, мы обеспечиваем длительное нахождение оборудования в области оптимального ресурса, как показано на графике зависимости устойчивости оборудования к отказу во времени (рис. 4).

Область оптимального ресурса оборудования ограничена во времени событием, когда отказ только зарождается, т.е. момент проявления первых признаков отказа смазочного материала*. В случае деградации или загрязнения смазочного материала происходит отказ его защитной функции, мы начинаем обнаруживать индикаторы отказа оборудования. Например, снижение или повышение вязкости базового масла, аномальный рост содержания металлов износа пар трения, появление продуктов окисления и других химических реакций (кислота, сажа, лак, продукты деградации присадок и т.д.).

Ключевая роль специалистов по смазке в первую очередь должна заключаться в реализации стратегии ТО, которая будет предотвращать появление события, связанного с отказом смазочного материала и, соответственно, будет как можно дальше отодвигать во времени событие потенциального отказа (точка Р) (рис. 4). Эффективность стратегии должна зависеть от понимания фундаментальных принципов и атрибутов оптимального эталонного состояния функции прецизионного смазывания, нацеленных на повышение надежности машин.

В большинстве случаев принято считать, что машины и службы уже оснащены необходимыми атрибутами ОЭС, и этого достаточно. К сожалению, это далеко не так, и тому есть множество подтверждений, например:

- Организация эксплуатирует ответственный редуктор (привод главного подъема мостового крана). Смотровое окно непрозрачное или закрашено краской, отверстия для щупа нет, но есть задание на проверку уровня масла, а главное — есть отчет, что уровень масла в норме.
- Создан и выполняется годовой график отбора проб масла. Частота отбора 2 раза в год независимо от критичности

оборудования, процедуры и инструменты для отбора отсутствуют, не определены (правильно) места для отбора, но есть хорошие отчеты по состоянию масла.

- Специалист по анализу смазочных материалов знает о том, как правильно при помощи клапанов *minimes* производить отбор проб масла из систем высокого давления. Но по факту он даже не представляет, как выглядит такой клапан, и не может найти его на оборудовании.
- Закуплены наборы специальных емкостей для заливки масла в редукторы и системы гидравлики малого объема, но периодически заправка маслом осуществляется из ведер. Отсутствует понимание того, как влияет загрязнение масла на ресурс оборудования — нет целевых требований к чистоте масла и выполнению процедур.
- Приобретены информативные смотровые окна и колонки уровня масла, но нет представления о возможности первичной оценки смазочного материала на основе колориметрических и визуальных данных.
- Организована лаборатория анализа смазочного материала, в системе планирования ТО отмечены задания на выполнение работ, основанных на данных лабораторного анализа. Тем не менее, затраты на ТО растут, несмотря на то что были вложены значительные средства в оборудование для лаборатории и расчеты показывали быстрый возврат инвестиций. Но вместе с тем, в шкафу накопилось уже огромное количество нерепрезентативных проб с набором одинаковых пакетов тестов для принципиально разного оборудования.

Список подобных примеров можно продолжать, но главными причинами такого ведения дел, по нашему мнению, являются три важных аспекта:

1. Отсутствие правильного понимания функции ТОиР — управление смазыванием оборудования, конечной целью которого является организация (ОЭС) функции прецизионного смазывания со всеми ее правилами и атрибутами;

2. Отсутствие соответствующего обучения обслуживанию смазочных материалов, гидроприводов, подшипников, зубчатых передач и т.д., с акцентом внимания на режимы трения, износа и процедуры прецизионного смазывания. Нет представления о механизмах отказа смазочных материалов, отсутствуют эффективные практики в области эксплуатационного контроля и подходов к анализу смазочных материалов;

**Смазочный материал — это инженерное, высокотехнологичное решение. Он обладает собственными функциями наравне с подшипниками, элементами гидропривода или редуктора. Смазочный материал имеет свой ресурс и производительность. Для его эксплуатации существуют свои правила и процедуры. Правильная интерпретация данных лабораторного исследования смазочного материала позволяет делать выводы по дальнейшему плану технического обслуживания или обнаружить потенциальный отказ на ранней стадии развития в оборудовании, в котором работает смазочный материал.*

3. Отсутствие наставничества для целенаправленного и быстрого прохождения всех этапов при достижении ОЭС функции смазывания.

В связи с этим мы рекомендуем создать на своем предприятии программу «Управление смазыванием оборудования».

Эта программа, в принципе, должна стать бизнес-решением для вашего предприятия, в рамках которого ответственные специалисты или руководители будут иметь возможность принимать управленческие решения, если речь идет о внутренних изменениях или инвестициях.

Вначале необходимо научиться квалифицированно выполнять анализ корневых причин отказа оборудования (RCA), с разработкой мероприятий, предотвращающих повторное их появление. Далее организовать технические проверки на предмет обращения со смазочными материалами, прецизионным оборудованием, в котором применяются смазочные материалы, в том числе провести аудит функций технического обслуживания и компетенций с последующей разработкой дорожной карты реализации проекта.

Не стоит бояться большого количества выявленных проблем – они будут отображать реальное состояние дел, а значит, и горизонт возможностей будет шире. Развертывание программы «Управление смазыванием оборудования» может идти по линии внедрения программ и управления проектами. Будут нужны специалисты, способные отстаивать интересы проекта, взаимодействие с заинтересованными сторонами, адекватные инвестиции и мониторинг всех инициатив во время реализации программы.

Задача данной статьи – обратить внимание на существующие сегодня проблемы наших предприятий, в том числе на отсутствие компетенций и навыков у обслуживающего персонала в области управления смазыванием

оборудования, что свидетельствует о низкой культуре технического обслуживания. А это, в свою очередь, приводит к снижению уровня надежности работы оборудования в сочетании с высокими дополнительными затратами на техническое обслуживание.

Нужно отметить, что специалисты, прошедшие обучение и сертификацию по программе «Эффективное смазывание машин и механизмов» и применяющие полученные знания отмечают снижение отказов оборудования, повышение стойкости и снижение затрат на ТО. А самое главное – у них появился интерес к работе, так как на учебных занятиях простым и доступным языком, с визуализацией дефектов были объяснены механизмы зарождения отказов смазочных материалов и оборудования, представлены варианты способов их предотвращения и контроля.

Как результат совместно решаемых задач и в соответствии с выявленной потребностью, ООО «Лаборатория надежности» предлагает расширенный расчет смазочных материалов для подшипников качения и зубчатых передач.

Сегодня практически все предприятия находятся в активном поиске эффективных решений, повышающих операционную эффективность, производительность или снижающих затраты. Не стоит терять время на поиски решения проблемы, если существует уже отработанная методика – нужно только правильно ею воспользоваться. Как известно, у людей есть врожденная потребность делать работу хорошо – им всего лишь нужно рассказать и научить, как это делать правильно, иначе начинается «самодеятельность».

Мы убеждены, что ключи к эффективной работе системы ТОиР предприятия лежат в руках и компетентности обслуживающего персонала. **Д**

Рис. 5.
Механизм надежности,
обеспечиваемый
прецизионным смазыванием



Статистика OEM о причинах отказа узлов прецизионного оборудования говорит о следующем:

- гидроприводы – в среднем 80 %
- подшипниковые узлы – в среднем 60 %
- зубчатые передачи – в среднем 60 %.

Отказы связаны с состоянием смазочного материала или рабочей жидкостью. В следующей статье мы расскажем о ключевых моментах функционирования механизма надежности (рис. 5).

Электростанция мощностью 4,4 МВт построена для предприятия «Полимер» в Смоленской области.

Контракт на строительство автономной ГПЭС мощностью 4,4 МВт заключен между ООО «Полимер» и GRYS Power. Производство модулей ГПУ выполнила компания «РОЛТ Инжиниринг».

Первая очередь состоит из 4 газопоршневых электроустановок, созданных на базе двигателей 16M33NG мощностью по 1,1 МВт производства Weichai и генераторов EvoTech.

Электростанция построена в г. Десногорске Смоленской области для нужд производственной площадки ООО «Полимер». ГПЭС обеспечивает до 96 % потребности предприятия в электроэнергии, в перспективе возможен перевод станции в режим когенерации для обеспечения горячей водой, отоплением и холодом.

Контракт реализован за счет средств компании GRYS Power по схеме В.О.О.Т. (Build-Own-Operate-Transfer), включающей проектирование, строительство, пусконаладочные работы, эксплуатацию и техобслуживание оборудования.

Объем инвестиций составляет 360 млн рублей. Специалисты GRYS Power в течение 15 лет будут осуществлять эксплуатацию и обслуживание объекта.

ООО «Полимер» является одним из крупнейших предприятий России по производству полимерной пленки.

Компании «НоваВинд» и «ЭкоЭнерджи» реализуют контракт по строительству Махачкалинской ВЭС в Дагестане.

АО «НоваВинд» и группа компаний «ЭкоЭнерджи» начали реализацию проекта Махачкалинской ВЭС мощностью 12,5 МВт в Республике Дагестан.

Ветропарк будет состоять из пяти установок мощностью по 2,5 МВт. Оборудование для строительства ВЭС будет произведено компанией «НоваВинд» в Ростовской области, с привлечением отечественных партнеров проекта. Ввод оборудования запланирован на текущий год.

Махачкалинская ВЭС в Новолакском районе Республики Дагестан станет первой ветроэлектростанцией в регионе и будет частью большого Каспийского ветропарка, который обеспечит экологически чистой энергией потребителей региона.

Испытательный центр ГПУ в Тутаеве обеспечен автономным энергоснабжением.

Компания «ПСМ» изготовила и поставила ГПУ для испытательного центра газопоршневых установок на площадке завода «ПСМ Прайм» в г. Тутаеве Ярославской области. Назначение мини-ТЭС – генерация и утилизация тепловой энергии.

Энергоблок Baudouin-540 мощностью 540 кВт контейнерного исполнения создан на базе двигателя 12M33G4N0/5 производства Moteurs Baudouin. Система утилизации тепла позволяет использовать получаемое тепло для обогрева производственных помещений.

Станция обеспечивает бесперебойное энергоснабжение завода, защищая его от аварийных отключений внешней сети. Режим работы – параллельно с сетью.

На Костромской ГРЭС проведены испытания модернизированной паровой турбины производства АО «Силовые машины».

На энергоблоке №2 ГРЭС (АО «Интер РАО – Электрогенерация») выполнены 72-часовые испытания турбины К-330-23,5-1Р. В результате модернизации ПТУ улучшены технико-экономические характеристики, что увеличит мощность блока станции с 300 до 330 МВт. Парковый ресурс турбины повышен до 220 тыс. часов, межремонтные периоды – до 6 лет.

Договор между компаниями «Силовые машины» и «Интер РАО – Электрогенерация» о модернизации энергоблоков ГРЭС №№ 8, 4, 2 и 7 был подписан в 2019 г. Оборудование изготавливается на Ленинградском металлическом заводе. Ранее предприятие изготовило оборудование для энергоблоков №№ 8, 4 и 7. Модернизированные энергоблоки № 8 и № 4 были введены в 2022 г.

Костромская ГРЭС – одна из самых крупных тепловых электростанций России. Она занимает третье место по установленной мощности (3660 МВт) и производит около 1,5 % от общего объема производимой в России электроэнергии. Ежегодный отпуск станцией электроэнергии составляет порядка 15 млрд кВт.ч.

Tests of upgraded steam turbine manufactured by Power Machines JSC were carried out at Kostromskaya GRES

72-hour tests of K-330-23,5-1R turbine were performed at power unit No. 2 of the station (Inter RAO - Electric Generation JSC). As a result of steam turbine modernization technical and economic characteristics have been improved, which will increase the capacity of the station unit from 300 to 330 MW.



Турбины и масло под контролем

Л. Е. Капралова – журнал «Турбины и Дизели»

In brief

Turbines and oil are under control.

In the conditions of withdrawal from the Russian market of leading Western manufacturers of components, an extremely important task for generating companies is not only the selection of high-quality alternative spare parts, but also the maximum extension of the domestic and foreign equipment service life. LUKOIL offers an effective solution to the latter problem: online oil monitoring. The main factor reducing the standard service life of turbine oil is enhanced oxidation of the lubricant. The reasons for this may be water, air, pollution entering through seals and elevated temperatures. The life of the equipment directly depends on the condition of the oil. It is traditionally accepted to control qualitative changes in lubricants used in turbine equipment by taking periodic samples. However, physico-chemical changes in the lubricant can occur abruptly, intermittently and with standard diagnostics, they may not be noticed in a timely manner.



В условиях ухода с российского рынка ведущих западных производителей комплектующих крайне важной задачей для генерирующих компаний становится не только подбор качественных альтернативных запасных частей, но и максимальное продление ресурса отечественного и зарубежного оборудования. Эффективное решение последней проблемы предлагает ЛУКОЙЛ: онлайн-мониторинг масел.

Высокотехнологичный сервис

Главный фактор, сокращающий штатный срок службы турбинного масла, – усиленное окисление смазочного материала. Причинами тому может быть вода, воздух, попадающие через уплотнения загрязнения и повышенные температуры. От состояния масла напрямую зависит и ресурс оборудования.

Контролировать качественные изменения смазочных материалов, применяющихся в турбинном оборудовании, традиционно принято с помощью периодического забора проб. Однако физико-химические изменения в смазочном материале могут происходить резко, скачкообразно и при стандартной диагностике своевременно могут быть не замечены. Выбросы загрязнений в масло могут происходить неравномерно. Так, при возникновении в оборудовании скрытого дефекта резко увеличивается концентрация частиц металла в масле, а затем эти частицы удаляются системой фильтрации. Проба, взятая в интервалах между резкими выбросами загрязнений, может не выявить потенциальных



проблем с оборудованием. Кроме того, предприятия часто находятся на значительном удалении от специализированных лабораторий, и аналитическая информация о состоянии смазочных материалов в любом случае поступает им с некоторым опозданием.

Компания «ЛУКОЙЛ» разработала эффективную альтернативу обычной диагностике: систему онлайн-мониторинга смазочных материалов. В этой системе в режиме реального времени с помощью специальных датчиков фиксируются все изменения, происходящие с маслом.

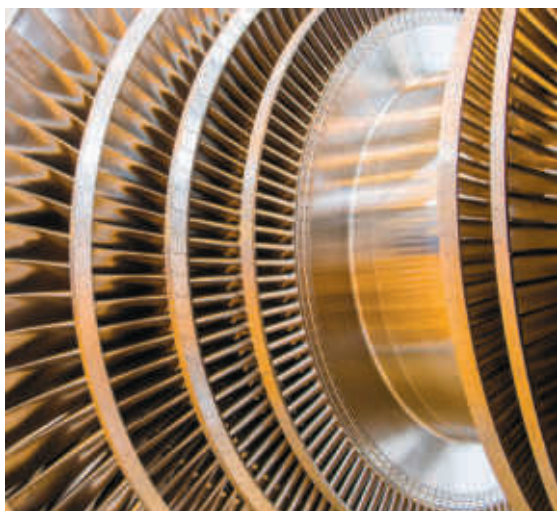
Архив информации хранится на сервере разработчика и постоянно доступен в цифровом личном кабинете предприятия. При ухудшении нормативных показателей смазочного материала (например, при росте обводненности или при сильном повышении концентрации частиц в масле) оповещения об этом отправляются в личный кабинет и на email ответственных специалистов.

На основании этих данных предприятие может своевременно принимать решения о необходимости дополнительной фильтрации или срочной замены масла, корректировки рабочих режимов или предупредительного ремонта агрегатов.

Система мониторинга имеет гибкую цифровую платформу и может работать с различным набором датчиков. Например, на Конаковской ГРЭС, где в 2023 году был реализован первый подобный проект ЛУКОЙЛа для мониторинга состояния турбинного масла Тп-22С, применяются датчики свойств жидкости. Они определяют вязкость, плотность, содержание влаги, температуру и диэлектрическую проницаемость. Также установлены детекторы частиц, анализирующие класс чистоты и уровень механических примесей.

Отметим, что следующим пилотным этапом сервисного проекта на Конаковской электростанции станет мониторинг работы негорючей жидкости ОМТИ в системах электрогидравлического регулирования.

Комбинации датчиков зависят от вида оборудования, типа используемых смазочных материалов и конкретных задач, которые стоят перед предприятиями.



Онлайн-мониторинг – одна из множества сервисных опций ЛУКОЙЛа, включающих как отдельные решения, так и комплексную организацию эффективного маслохозяйства: передачу на полное обслуживание снабжения техническими жидкостями. Для каждого конкретного клиента компания разрабатывает систему хранения, подачи и электронного учета расхода смазочных материалов, адаптированную к специфике именно его деятельности.

В основе концепции всех сервисных проектов компании — нацеленность на решение проблем предприятий-партнеров, снижение их затрат на управление запасами смазочных материалов, бесперебойность поставок и удобный доступ к информации.

Онлайн-мониторинг качества масла — технология, которая имеет достаточно длительный опыт применения в мировой практике и успела пройти несколько этапов совершенствований.

В России схожие принципы диагностики смазочных материалов с помощью сенсорных датчиков до недавних пор использовались главным образом для контроля дополнительной очистки масел с помощью мобильных фильтрационных установок.

Система, разработанная компанией «ЛУКОЙЛ», помогает комплексно оценивать состояние смазочных материалов, и техническую исправность стационарного оборудования или мобильной техники в режиме реального времени.

По оценкам Института проблем транспорта РАН, порядка 86 % поломок техники можно предотвратить с помощью контроля состояния смазочных материалов. И сервис онлайн-мониторинга — один из лучших способов обеспечить высокую эффективность работы предприятий. **D**

Турбинные масла ПАО «ЛУКОЙЛ»

ЛУКОЙЛ ТОРНАДО Т (ISO VG 32, 46)

Серия масел нового поколения для газовых, паровых и водных турбин. ТОРНАДО Т соответствует требованиям спецификаций Siemens TLV 901304 / TLV 901305, MAN, Ansaldo Energia, Brush, ABB, Flowserve; компаний «Силловые машины», «Турбоатом», «Тяжмаш», «ОДК-Авиадвигатель», «Нижневартоскремсервис», «Волгограднефтемаш», УТЗ, Бобруйского машиностроительного завода.

ЛУКОЙЛ ТОРНАДО S (ISO VG 32, 46)

Масла ТОРНАДО S созданы специально в соответствии с жесткими стандартами японского промышленного стандарта JIS K-2213 и жестких спецификаций Mitsubishi Heavy Industries (MHI). В числе особых требований MHI к турбинным маслам — обязательное прохождение теста на термоокислительную стабильность в отсутствие воды (Dry TOST). ЛУКОЙЛ ТОРНАДО S обладает солидным запасом прочности по защите от отложений относительно стандартов MHI.

ЛУКОЙЛ Тп-22С (ТУ 38.101821-2013)

ЛУКОЙЛ Тп-30, ЛУКОЙЛ Тп-46 (ГОСТ)

Производятся на основе высокоочищенных минеральных базовых масел с использованием присадок, улучшающих антиокислительные, антикоррозионные и деэмульгирующие свойства. Являются оптимальным выбором для оборудования, выпущенного в советский период.

ЛУКОЙЛ ТОРНАДО М (ISO VG 32, 46)

Эффективная альтернатива для масел, выпускаемых по ГОСТ и ТУ. Масло обладает более высоким интервалом замены и устойчивостью к окислению. Может использоваться в паровых и газовых турбинах, в том числе оборудованных редукторами и мультипликаторами. Разрабатывалось с учетом требований стандартов DIN 51515-2 (L-TG) / 51515-1 (L-TD), ISO 8068 (L-TSA, L-TGA & L-THA), Siemens TVL 901304/901305, Ansaldo Energia.

ЛУКОЙЛ ТОРНАДО GT

Специальная разработка для смазки приводов газоперекачивающих агрегатов, в том числе работающих в сложных климатических условиях. Рекомендовано для замены масел «устаревающих» спецификаций, таких как МС-8п и СГТ.

ЛУКОЙЛ ТОРНАДО SNH (ISO VG 32, 46)

Специальная формула для работы в условиях воздействия агрессивных сред (аммиака, синтез-газа, нитрозных газов, серной кислоты).

Конструктивные особенности поршневой установки ПКУ-020 разработки и изготовления ИНГК при размещении на морской платформе

С. И. Бурдюгов (д.т.н.), О. В. Бычков, С. В. Кудрявцев, И. А. Странкалс, А. Л. Ябуров – ООО «ИНГК»

В 2023 году предприятием «ИНГК» введена в эксплуатацию компрессорная установка ПКУ-020, изготовленная в 2022 году для французской компании Perenco Rep S.A.R.L., на морской платформе в Республике Камерун, Западная Африка.

In brief

Design features of the PCU-020 piston unit developed and manufactured by INGC when placed on an offshore platform.

In 2023, INGC commissioned the compressor unit PCU-020, manufactured in 2022 for the French company Perenco Rep S.A.R.L. in the Republic of Cameroon, West Africa.

The package is installed on an offshore platform, equipped with a COOPER CFH64 reciprocating compressor and a Nidec CT 500 Y6 electric motor. INGC has completed a full cycle of work: development and operational design documentation taking into account the requirements of Perenco Rep S.A.R.L., selection and purchase of components. The production and testing of the unit was carried out at the plant in Perm, including packaging of blocks for transportation by sea.

В 2023 году предприятием «ИНГК» введена в эксплуатацию компрессорная установка ПКУ-020, которая была изготовлена в 2022 году для французской компании Perenco Rep S.A.R.L. и поставлена в Республику Камерун (Западная Африка). Пэкидж установлен на морской платформе, оснащен поршневым компрессором COOPER CFH64 и электродвигателем Nidec CT 500 Y6 (рис. 1). ООО «ИНГК» выполнило полный цикл работ, куда входила разработка полного комплекта рабочей и эксплуатационной конструкторской документации (с учетом требований Perenco Rep S.A.R.L.), выбор и закупка комплектующих. Эксплуатационная документация (более 70 документов) выполнена на английском языке и согласована с заказчиком. Изготовление и испытания установки производилось на заводе в г. Перми (рис. 2), там же осуществлялась консервация и упаковка блоков для транспортировки морским транспортом.

По согласованию с заказчиком, в ПКУ-020 были применены комплектующие и материалы отечественного производства (металлоконструкции, ряд позиций трубопроводной арматуры, гибкие рукава, трубопроводные заглушки и т.д.). На объекте, с участием шеф-инженера ООО «ИНГК», проведена сборка транспортных блоков на морской платформе,

установка компрессора, цилиндров и двигателя и завершена подготовка к пуску в эксплуатацию.

Приводом компрессорной установки является электродвигатель Nidec мощностью 1400 кВт, с подшипниками скольжения. При этом в зависимости от требуемой мощности, компоновки морской платформы и других условий также могут применяться газотурбинные и дизельные приводы – например, E70/8РД производства ПАО «ОДК»; HiMSEN компании Hyundai Heavy Industries.

Компрессорная установка была разработана и изготовлена согласно техническому заданию заказчика, с учетом требований зарубежных стандартов API RP 14E, ASME B31.3. (Общий вид ПКУ-020 приведен на рис. 3.) Установка состоит из двух основных частей: блок компрессора; охладитель газа с трубопроводной обвязкой. На раме, которая входит в блок компрессора, установлены: привод, компрессор, газовая трубопроводная обвязка (включая сепараторы, арматуру), система маслообеспечения компрессора (в ее состав входит: напорный маслобак, обеспечивающий избыточное давление на линии всасывания маслонасоса), расположена также электропроводка ПКУ. Рама имеет разъемные стыки, что позволяет разделить ее на блоки для перевозки автомобильным транспортом. Охладитель газа и трубопроводная обвязка к нему расположены отдельно, за пределами рамы.

При проектировании компрессорной установки для эксплуатации на морской платформе учитывались следующие основные факторы:

- повышенная коррозия и снижение в связи с этим эффективности теплоотдачи при охлаждении перекачиваемого газа, что обусловлено агрессивной внешней средой и климатическими факторами, характерными для тропического климата;
- размещение компрессорной установки на морской платформе, которая имеет



Рис. 1.
Смонтированная
ПКУ-020 на морской
платформе



Рис. 2. Сборка ПКУ-020 в цехе ИНГК, г. Пермь

меньшую относительную массу и жесткость, что приводит к увеличению собственной частоты вибрации рамы и риску возникновения вибрации при работе установки;

- ограничение по площади морской платформы согласно техническому заданию (ПКУ с сепараторами, отсечными кранами, поршневым компрессором необходимо было разместить в габаритах не более 11,5 x 5,5 м);
- жесткие экологические требования, поскольку сброс морской воды после теплообменников с температурой выше 40 °С ведет к развитию и цветению токсичных морских водорослей, возникновению тепловых пятен, что нарушает экосистемы, влияет на миграцию и размножение морских животных;
- труднодоступность и сложность логистики при монтаже установки на морской платформе, расположенной на расстоянии более 10 км от берега, отсутствие навигации при шторме;
- ограниченность по массе транспортных блоков, так как грузоподъемность грузового крана из состава платформы составляет не более 15 тонн.

Основные технические характеристики и условия эксплуатации установки приведены в табл.

Реализованные при проектировании и изготовлении ПКУ-020 конструктивные

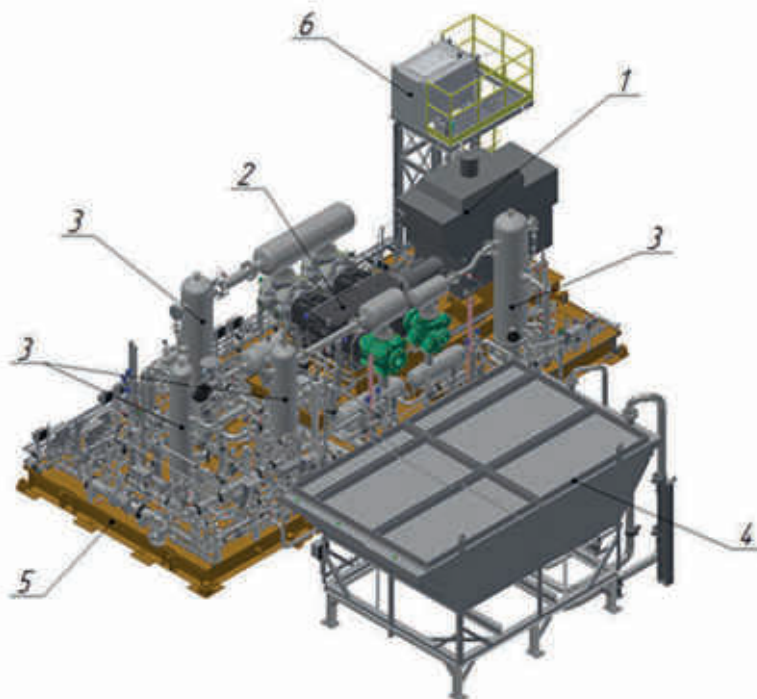


Рис. 3.

Основные составные части установки:

- 1 - привод компрессора;
- 2 - компрессор;
- 3 - межступенчатые газовые сепараторы;
- 4 - охладитель газа;
- 5 - рама;
- 6 - маслобак компрессора

решения обеспечивали высокую заводскую готовность установки, разделенной на пять основных транспортных блоков. На площадке ООО «ИНГК» в Перми компрессорная установка была полностью собрана, включая трубопроводную обвязку, датчики, арматуру, импульсные трубопроводы, клеммные коробки, лотки. Была проведена разделка и укладка кабеля, подключение жил кабеля, проверена целостность электрических цепей. На период транспортировки ПКУ рама вместе с установленным оборудованием разделялась на блоки (скиды) массой не более 15 тонн. Кабельные трассы, выходящие за границы транспортных блоков, были отключены.

Комплексные заводские приемосдаточные испытания (FAT) ПКУ-020 выполнялись при участии зарубежного заказчика, в т.ч.

Табл.

Основные технические характеристики и условия эксплуатации установки

Наименование параметра	Значение
Тип компрессора и производитель	Поршневой Cooper CFH64, Cooper Machinery Services
Тип, модель электродвигателя, изготовитель	Nidec CT 500 Y6, Nidec Industrial Solutions
Назначенный срок службы компрессорной установки, лет	20
Расход перекачиваемого газа, м ³ /ч	9535
Давление нагнетания, максимальное, МПа	8,6
Местоположение	Морская платформа, на открытом воздухе
Температура окружающей среды, °С.	Максимальная +35, минимальная +20
Относительная влажность воздуха, %	70...100
Тип атмосферы	Тропическая среда / Сильный дождь и частые грозы

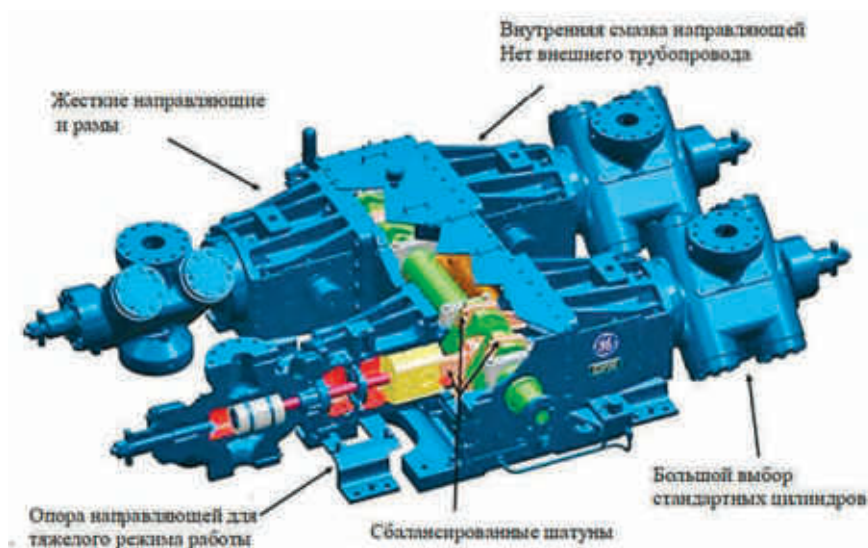


Рис. 4.
Конструкция поршневого компрессора для установки на морских платформах

проверены комплектность документов, монтаж электропроводки, маркировка кабелей, работоспособность системы управления и исполнительных механизмов на режиме имитации пуска/останова. При испытаниях системы маслообеспечения компрессора производилась проверка ее работоспособности: заполнение картера компрессора, прокачка масла штатными насосами, включение охладителя масла, контроль давления масла. Выполнена также проверка работоспособности гидростатических датчиков уровня сепараторов – проконтролировано наличие сигналов при заполнении/сливе жидкости из сепараторов.

Учитывая условия эксплуатации оборудования, применены материалы, стойкие к влажному климату и морской воде. В трубной обвязке для межступенчатых теплообменников газ–морская вода использовались титановые трубы, подвод/отвод морской воды

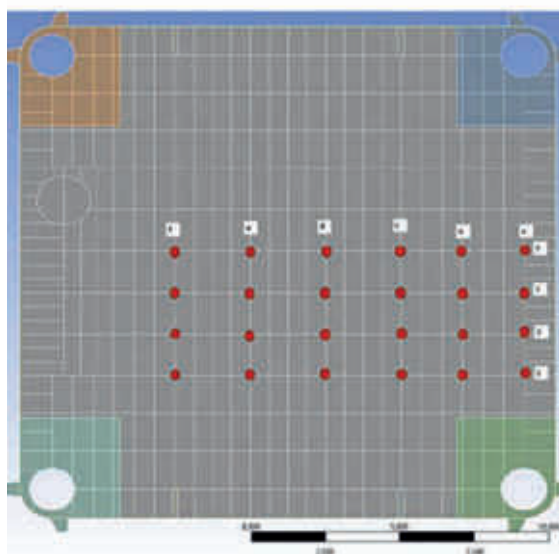


Рис. 5.
Расчетная схема расположения опорных точек на морской платформе

выполнен из стеклопластиковых труб. Комплектующие КИП имеют степень влагозащиты IP 65 и выше; лотки для прокладки кабеля изготовлены из нержавеющей стали.

Для защиты металлоконструкций из углеродистых сталей были нанесены в заводских условиях лакокрасочные покрытия на основе эпоксидных и акрилово-полиуретановых лакокрасочных материалов, обеспечивающих стойкость к морской среде С5-М по ISO 12944. Технология покраски включала в себя подготовку поверхности, нанесение покрытия в три слоя и контроль качества покрытия. Чтобы обеспечить защиту персонала от горячих поверхностей трубопроводов, исключили применение теплоизоляции с базальтовой ватой, используя ограждения из металлической нержавеющей сетки.

Был снижен уровень вибрации установки за счет применения поршневого компрессора с уравновешенными моментами (рис. 4), кроме того, при расчете вибрации рамы учитывались конструктивные параметры морской платформы (рис. 5).

Повторная сборка ПКУ-020 на палубе морской платформы была выполнена с высокой точностью, без проведения доработок рамы и трубопроводной обвязки при монтаже за счет центрирующих устройств в конструкции рамы. Также при проведении монтажных работ использовалась подробная инструкция и 3D-модель, разработанная компаний «ИНГК».

ООО «ИНГК» имеет опыт и компетенции в разработке, изготовлении, монтаже и обслуживании компрессорных установок с учетом международных (ASME, API и др.) и российских норм и требований Морского регистра. Наличие собственного конструкторского бюро и производственные возможности компании позволяют выполнять полный комплекс работ «под ключ» – проектирование и изготовление поршневых, винтовых, центробежных компрессорных установок с различными типами приводов (электрическими, газотурбинными, дизельными и др.), газотурбинных электростанций и газоперекачивающих агрегатов, ввод их в эксплуатацию, а также последующий сервис и поставку ЗИП. **D**

*В статье использована информация из технической документации компании Cooper Machinery Services.

В Якутии построят ГТУ–ТЭС мощностью 330 МВт.

В Нерюнгринском районе Якутии в рамках федерального проекта «Гарантированное обеспечение доступной электроэнергией» будет построена тепловая электростанция мощностью 330 МВт. Она должна покрыть дефицит энергии в ОЭС Востока. Проект реализуется компанией «Газпром энергохолдинг».

Ввод первой очереди из двух газотурбинных установок электрической мощностью по 110 МВт планируется осенью 2026 г. К концу 2027 г. выполнят надстройку энергоблока паровой турбиной и перевод станции в парогазовый цикл. Для реализации проекта компания «Газпром энергохолдинг» приобрела газовые турбины AGT-110 производства AECSS Gas Turbine Co., Ltd.

Компания AECSS является дочерним предприятием авиадвигателестроительной корпорации China Aero Engine. Проект совместно финансируется комиссией Госсовета по надзору и управлению активами, Пекинским государственным центром эксплуатации и управления капиталом, корпорацией China Aviation Industry и Commercial Aircraft Corporation of China. К настоящему моменту компанией разработана платформа для создания, развития и производства промышленных газовых турбин.

Наиболее значимым проектом компании было создание промышленной ГТУ AGT-110 мощностью 110 МВт. В 2022 г. она была запущена в опытно-промышленную эксплуатацию на электростанции СНООС в г. Шэньчжэнь. Полномасштабные испытания ГТУ закончены в середине 2023 г., после чего началось ее серийное производство.

Компания Yanmar ввела гибридную электростанцию Clean Energy Site.

Электростанция построена в испытательном центре Окаута. Основная цель проекта – создание инфраструктуры для проведения испытаний различного энергетического оборудования и совершенствования технологий производства электроэнергии с нулевыми выбросами вредных веществ в атмосферу.

Будут отрабатываться возможности и способы объединения различного оборудования для производства и сохранения энергии в составе единой электростанции, чтобы эффективно использовать энергоресурсы и максимально снизить уровень эмиссии.

Газопоршневая ТЭС строится в Нижегородской области.

Компания «ДВС Ресурс» поставила оборудование для строительства газопоршневой электростанции на предприятии по производству электрокабельной продукции.

В состав ГПЭС входит газопоршневая установка на базе двигателя E3268 LE 212 производства MAN. Электрическая мощность ГПУ составляет 350 кВт, тепловая – 420 кВт, напряжение энергоблока 0,4 кВ.

ГПУ-ТЭС в модульном исполнении, оснащенная системой утилизации тепла, будет работать параллельно с сетью. Оборудование изготовлено на производственной площадке ООО «ДВС Ресурс». Ввод станции в эксплуатацию планируется до конца текущего года.

Компания «ГЭХ Сервис газовых турбин» провела инспекцию оборудования ПГУ–450 на ТЭЦ–20 «Мосэнерго».

Специалисты компании в июле–сентябре 2023 года выполнили главную инспекцию газовой турбины SGT5-4000F, среднюю инспекцию паровой турбины SST5-5000, среднюю инспекцию генераторов SGen5-1000 и SGen5-100A, эксплуатируемых на ПГУ-450 ст. № 11 ТЭЦ-20.

В ходе инспекции проведена разборка, дефектация и ремонт основного и вспомогательного оборудования энергоблока, заменены рабочие и направляющие лопатки первой и второй ступеней SGT5-4000F, защитные термобарьерные экраны камеры сгорания. Выполнена дефектация основных узлов паровой турбины и генераторов, проведены пусконаладочные работы. Энергоблок передан заказчику в коммерческую эксплуатацию.

Благодаря слаженной работе и высокой квалификации инженеров ООО «ГЭХ Сервис газовых турбин» («Газпром энергохолдинг индустриальные активы») выполнен комплекс работ по обслуживанию сложного оборудования зарубежного производства. Специалисты предприятия продемонстрировали высокий уровень технических знаний, что особенно актуально с учетом ухода из России иностранных компаний.

GEN Gas Turbine Service Company conducted an inspection of PGU-450 equipment at Mosenergo TPP-20

In July–September 2023, the company's specialists performed the main inspection of the SGT5-4000F gas turbine, the average inspection of the SST5-5000 steam turbine, the average inspection of the SGen5-1000 and SGen5-100A generators operated at PGU-450, station No. 11 CHP-20.



ДЭС на Правоурмийском месторождении переведена в когенерационный цикл

С. Н. Батяев – ООО «ВладМодуль»

**В. Н. Забильский – Морской государственный университет
им. адмирала Г. И. Невельского, Владивосток**

In brief

Power station at Pravouriyskoye field operates in CHP mode.

VladModul Company, as a general contractor, together with TM Mash LLC developed exhaust gas heat recovery system for 4 Cummins KTA-50G3 diesel plants each rated at 1000 kW. The diesel power station meets the needs of the Pravouriyskoye field and the accommodation camp. The customer is Pravouriyskoye LLC. Two heat recovery boilers with a capacity of 750 kW each and technological equipment of individual heating point in modular design is installed at the station.



Компания «ВладМодуль» в качестве генподрядчика совместно с ООО «ТМ МАШ» разработали систему утилизации тепла выхлопных газов для четырех ДГУ Cummins KTA-50G3 мощностью по 1000 кВт. Дизельная электростанция обеспечивает потребности Правоурмийского месторождения и расположенного там вахтового поселка. Заказчик – ООО «Правоурмийское».

На станции смонтированы два котла-утилизатора мощностью по 750 кВт, а также технологическое оборудование индивидуального теплового пункта (ИТП) в модульном исполнении. Расчетный температурный график теплосети первого контура 100/80 °С и второго контура 90/70 °С. Нагрев первого, закрытого контура теплосети осуществляется за счет температуры уходящих выхлопных газов от ДГУ KTA-50 через каждый котел-утилизатор ТМ ТМВГ 750.

Тепловая мощность ИТП составляет 1500 кВт, что обеспечивает постоянное отопление нового общежития на 60 человек. Уникальность проекта в том, что один котел выхлопных газов используется сразу для двух ДГУ KTA-50G3 – это вдвое снижает капитальные затраты заказчика. Специалисты компании «ВладМодуль» выполнили монтаж, под-

ключение, наладку и ввели в эксплуатацию оба модуля утилизации тепла выхлопных газов ТМВГ 750 мощностью по 750 кВт.

Были проложены и подключены трубопроводы закрытого первого контура системы утилизации; выполнены проектирование, монтаж и наладка оборудования центрального теплового пункта (ЦТП) для подогрева второго контура тепловой сети.

Также специалисты компании изготовили и смонтировали шкафы управления обоих модулей утилизации тепла, изготовили и установили общий шкаф управления ЦТП. Программное обеспечение разработано для российских контроллеров производства АО «МЗТА». Система визуализации СКАДА, разработанная для автоматизированного рабочего места оператора, отображает все необходимые параметры и рабочие процессы систем утилизации и передачи тепла.

Особенностью проекта является то, что оборудование утилизации тепла выхлопных газов установлено на фундаментах снаружи помещений, не нарушая площадки технического обслуживания дизель-генераторных установок, и работает при любых температурах окружающей среды. В качестве теплоносителя используется антифриз. При монтаже и подключении оборудования утилизации тепла все системы четырех дизель-генераторных установок не были изменены. Подключения выполнены только к газовыхлопу на крышах модулей генераторных установок. В технологическом процессе производства тепловой энергии оператор сам определяет, какую из двух ДГУ подключать к системе утилизации тепла выхлопных газов.

Комплект технологического оборудования был доставлен в конце 2022 года на объект, расположенный на севере Хабаровского края. Монтаж и пусконаладка СУТ выхлопных газов, включая монтаж оборудования ИТП, осуществлены в течение осеннего периода, до наступления холодов.

В конце октября оборудование успешно прошло испытания и введено в промышленную эксплуатацию. **Т**



Теплообменное оборудование энергоблоков

Компания MHIET представила новый дизельный энергоблок MGS3100R.

Mitsubishi Heavy Industries Engine & Turbocharger, Ltd (MHIET) выпустила новый дизельный энергоблок MGS3100R серии MGS-R. Он создан для электроснабжения ЦОД во время сбоев в подаче электроэнергии, так как требования к надежности энергоснабжения центров обработки данных постоянно повышаются. Установки изготавливаются на заводах MHIET в Сингапуре и Вьетнаме.

MGS3100R оснащен двигателем S16R2-PTAW TCR, в котором используется система впрыска топлива CommonRail с электронным управлением. Для эффективного охлаждения двигателя применен двухступенчатый воздухоохладитель, а для уменьшения габаритов установки выбран радиатор меньшего размера. Выходная мощность ДГУ составляет 2420 кВт для резервного и 2200 кВт для основного энергоснабжения ЦОД.

Двигатель Mitsubishi приводит в действие 4-полюсный бесщеточный генератор переменного тока на постоянных магнитах, который оперативно реагирует на изменение нагрузки.

Энергоблок оснащен контроллером DSE7310 производства DeereSea, электронным модулем управления двигателем Woodward, цифровым регулятором напряжения Mitsubishi, которые обеспечивают управление, мониторинг параметров, защиту и диагностику двигателя.

MGS3100R полностью соответствует требованиям класса G3 по приему нагрузки, который является наивысшим по стандарту ISO 8528-5, а также NFPA110 Национальной ассоциации противопожарной защиты Японии, определяющий требования к производительности систем аварийного электроснабжения, включая запуск в течение 10 секунд.

На Камчатке построят ГПУ-ТЭС для тепличного комплекса.

Проект строительства ТЭС для энергоснабжения тепличного комплекса «Камчатский» реализует компания «СП Трейд». В состав станции войдут 4 газопоршневые установки LY2000 производства Hunan Liyu Gas Power с двигателями LY20V170-T электрической мощностью по 2 МВт.

В составе установок применяются системы утилизации тепла отработавших газов и охлаждения двигателей. ТЭС обеспечит теплицы электрической и тепловой энергией.

Энергоблоки ГТЭА-12 МВт производства ООО «ИНГК» готовы к вводу на Бованенковском НГКМ.

Оборудование будет работать в составе электростанции собственных нужд на Бованенковском газовом месторождении. Заказчиком выступает ООО «Газпром инвест». В настоящее время на станции выполнены шефмонтажные и пусконаладочные работы. Ввод в эксплуатацию состоится после комплексного опробования ЭСН, запланированного к проведению в декабре 2023 года.

Электростанция включает два энергоблока ГТЭА-12 на базе ГТУ-12П разработки АО «ОДК-Авиадвигатель», турбогенератора ТС-12-2РУХЛ (Электротяжмаш-Привод) с микропроцессорной системой возбуждения. Энергоблок оснащен АСУ ТП компании «Система-Сервис». Все оборудование размещено в легкосборном укрытии. Компания «ИНГК» поставила систему управления для синхронизации работы всех ГТЭС месторождения.

В качестве топлива будет использоваться природный газ, добываемый на месторождении. Ввод электростанции позволит уменьшить себестоимость добычи газа, надежно обеспечит электроэнергией инфраструктуру месторождения с учетом планируемого увеличения объемов добычи.

Компания «ИНГК» реализует целевую программу, направленную на создание и внедрение передовых проектов на основе отечественных технологий в области производства энергетического оборудования и ГПА:

- Создание стационарных модульных энергетических агрегатов мощностью до 25 МВт с применением основных компонентов отечественного производства (газотурбинный двигатель, турбогенератор, утилизационный теплообменник, САУ).
- Изготовление и поставка мобильных источников электроэнергии мощностью 2...8 МВт для условий, когда единственным доступным источником энергии является природный газ или попутный нефтяной газ. В качестве привода для данных установок может применяться практически любой газотурбинный двигатель.
- Активное участие в работе ПАО «Газпром» по освоению производства УГПА-16(25) для перспективных проектов. ООО «ИНГК» имеет опыт изготовления ГПА-16 в два яруса модульного исполнения, образующих единое здание (Ярактинское НГКМ, ООО «ИНК»), аналогично концепции ЦГПА-16(25).
- Техническое обслуживание и ремонт газовых и паровых турбин иностранного производства (инжиниринг, восстановление, сервис, поставка ЗИП), центробежных и поршневых компрессоров, в т.ч. производителей, ушедших с рынка РФ.



В УрФУ открылась учебная аудитория ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы»

А. А. Троицкий – журнал «Турбины и Дизели»

В декабре на кафедре «Турбины и двигатели» в Уральском федеральном университете имени первого Президента России Б. Н. Ельцина состоялось открытие учебного класса компании «Газпром энергохолдинг индустриальные активы».

При поддержке компании было отремонтировано помещение, аудитория оснащена современным оборудованием и наглядными учебными пособиями. Партнерство с кафедрой «Турбины и двигатели» предполагает направление студентов, обучающихся по программам бакалавриата и магистратуры, на предприятия группы «Газпром энергохолдинг индустриальные активы» для производственной практики. Планируется проведение открытых уроков для студентов и сотрудничество в рамках конференций молодых ученых Уральского энергетического института.

В церемонии открытия участвовали директор Уральского энергетического института УрФУ С. Ф. Сарапулов, зав. кафедрой «Турбины и двигатели» О. В. Комаров, представители ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы», завода «Уралтурбо», директор Высшей школы энергетического машиностроения СПбПУ А. С. Алешина, генеральный директор ОАО «НПО ЦКТИ» В. Е. Михайлов.

Для студентов третьего курса по направлению подготовки «Энергетическое машиностроение» и траектории «Газотурбинные установки» проведена открытая лекция. Заместитель гендиректора – технический директор ООО «Газпром энерго-

холдинг индустриальные активы» А. Ю. Култышев рассказал о ключевых компетенциях и перспективных проектах предприятий компании.

Также перед студентами выступила Е. С. Елькина, начальник службы по управлению персоналом АО «Уралтурбо», которая рассказала о специализации завода, широких возможностях для развития профессионального роста, подчеркнув, что выпускники кафедры очень востребованы на предприятии.

Завод «Уралтурбо» специализируется на проектировании и производстве запасных частей для нефтегазового и энергетического оборудования. Предприятие осуществляет ремонты основных узлов ГПА – камер сгорания, обойм и роторов газовых турбин, проводит модернизацию роторов и обойм ТВД-ТНД, воздушных и газовых диафрагм с применением систем уплотнений собственной конструкции. С 2022 года завод входит в группу «Газпром энергохолдинг индустриальные активы».

В завершении мероприятия для студентов была проведена познавательная викторина, победители которой получили памятные подарки.

«Решение выступить партнером профильной кафедры и создать класс под своим брендом направлено на привлечение молодых специ-

алистов на предприятия компании и повышение узнаваемости «Газпром энергохолдинг индустриальные активы» в УФО, где расположены производственные активы нашего холдинга – заводы «Уралтурбо» и «Тюменские моторостроители», – отметил А. Ю. Култышев.

«Капитального ремонта в учебных аудиториях кафедры не было много лет. В рамках реконструкции помещений, помимо строительных работ и приведения учебного пространства в комфортное для студентов и преподавателей состояние, также требовалось обновление мультимедийного оборудования. Осуществляли этот процесс мы совместно с партнерами – ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы». Выражаем благодарность руководству компании за участие в оснащении учебной аудитории Т-809 на нашей кафедре. Надеемся на дальнейшее эффективное партнерство в подготовке и привлечении специалистов в области газотурбинных установок», – сказал О. В. Комаров.

Кафедра «Турбины и двигатели» Уральского энергетического института УрФУ более 60 лет готовит инженеров по образовательным программам «Газотурбинные, паротурбинные установки и двигатели» и «Двигатели внутреннего сгорания». Кафедра является базовой в системе подготовки, переподготовки и повышения квалификации специалистов по направлению «Энергетическое машиностроение» в Урало-Сибирском энергетическом регионе с организацией системы обучения в различных регионах России для конкретных предприятий ТЭК. За время существования кафедра подготовила свыше 4500 инженеров, которые работают по всей России, а также в ряде стран СНГ и дальнего зарубежья. **Д**

С Открытие современной аудитории в УрФУ





TURBOREF®
ENGINEERING

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ДИНАМИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Проектирование,
реконструкция,
ремонт, обследование



МОДЕРНИЗАЦИЯ

динамического оборудования



БЕЗОТКАЗНАЯ РАБОТА ВАШЕГО ОБОРУДОВАНИЯ:

- компрессоры
- вентиляторы и газодувки
- турбины
- подшипники
- роторы
- теплообменное оборудование
- и другие



БОЛЬШЕ ИНФОРМАЦИИ НА НАШЕМ САЙТЕ:
WWW.TURBOREF.BIZ

+ 7 (812) 603-43-61
+ 7 (812) 603-43-71

✉ mail@turboref.biz

📍 г. Санкт-Петербург
пр. Обуховской обороны
д. 120, литер К, офис 305



Кафедра паровых и газовых турбин им. А.В. Щегляева НИУ «МЭИ»: ее основоположники, научные направления

**В. Г. Грибин (д.т.н.), Т. В. Богомолова (д.т.н.) –
Институт энергомашиностроения и механики НИУ «МЭИ»**

**Щегляев Андрей Владимирович (1902-1970)
Член-корреспондент АН СССР
Заведующий кафедрой паровых
и газовых турбин с 1937 по 1970 гг.**

В 2023 году исполняется 80 лет со дня основания Института энергомашиностроения и механики (ЭнМИ) НИУ «МЭИ». Одной из базовых кафедр этого института является кафедра паровых и газовых турбин (ПГТ), созданная в 1930 г. при организации теплотехнического факультета и с 1943 г. вошедшая в состав ЭнМИ.

In brief

Department of Steam and Gas Turbines of the MPEI: its founders and scientific directions.

2023 marks the 80th anniversary of the Institute of Power Engineering and Mechanics (IPEM) of MPEI National Research University founding. One of the basic departments of this institute is the Department of Steam and Gas Turbines established in 1930 during the organization of the Thermal Engineering Faculty and since 1943 it became a part of the IPEM. The department became a multi-disciplinary scientific organization - it solved urgent problems that arose in the connection with the development of new energy technologies: supercritical pressure power unit and wet-steam turbines for nuclear power stations, combined-cycle power plants.

В 1937 году кафедру ПГТ возглавил Андрей Владимирович Щегляев. Постепенно сформировался творческий и дружный коллектив кафедры, основой которого были преподаватели и ученые С.Г. Смелъницкий, И.Н. Кирсанов, Н.С. Соколов, М.Е. Дейч, А.Н. Шерстюк, Ю.С. Самойлович, Б.М. Трояновский, А.Г. Костюк. Они в дальнейшем и определили роль кафедры ПГТ как одной из ведущих в области турбостроения и в России, и за рубежом.

Кафедра стала многопрофильной научной организацией – здесь решались актуальные проблемы, возникавшие в связи с освоением новых энергетических технологий: энергоблоков СКД и влажно-паровых турбин для АЭС, парогазовых установок. Сложились соответствующие направления научных исследований: газодинамика турбомашин; прочность, вибрация и надежность турбомашин; нестационарная газодинамика и автоматическое регулирование турбоустановок. Эти направления возглавили преподаватели М.Е. Дейч, А.Г. Костюк, Г.С. Самойлович и С.Г. Смелъницкий, которые поддерживали тесные связи с турбинными заводами, профильными научно-исследовательскими и проектными организациями. Ни один новый проект турбины, ни одно перспективное техническое решение не осуществлялись без участия кафедры ПГТ. Эти традиции во многом сохраняются и сегодня.

Уникальной особенностью учебного процесса и научной работы на кафедре ПГТ стало широкое использование экспериментальных стендов учебных и научных лабораторий, созданных на базе учебно-экспериментальной ТЭЦ МЭИ мощностью 12 МВт, строительство которой было закончено в 1951 году, а сейчас ведется реконструкция.

После кончины в 1970 году профессора А.В. Щегляева кафедру ПГТ возглавляли профессор А.Г. Костюк (1970–1987), А.Д. Трухний (1987–2002) и В.Г. Грибин (с 2002 г. по настоящее время).

Основатель и руководитель наиболее результативного отдела газодинамических исследований турбомашин Михаил Ефимович Дейч (1916–1994) пришел на кафедру в 1943 г. уже сложившимся ученым после защиты кандидатской диссертации в 1942 г. на тему «Исследование аэродинамических сопротивлений в направляющих каналах паровых турбин при дозвуковых скоростях».

В созданной газодинамической лаборатории с 1951 г. под руководством М.Е. Дейча начались систематические исследования самых разнообразных типов решеток турбомашин – они включали детальное изучение структуры потока в каналах различной формы как при дозвуковых, так и при сверхзвуковых скоростях потока. К концу 1950-х годов на основе выполненных в лаборатории теоретических и экспериментальных исследований была создана серия аэродинамически совершенных решеток, которая полностью обеспечивала потребности бурно развивавшейся турбиностроительной промышленности СССР.

В 1956 г. М.Е. Дейч защитил диссертацию на соискание ученой степени доктора технических наук «Экспериментальные исследования и основы аэродинамического расчета ступеней паровых и газовых турбин». Он стал инициатором создания на кафедре ПГТ проблемной лаборатории турбомашин, штат которой включал около 200 научных сотрудников, инженеров и механиков.

Среди основных научных достижений профессора М.Е. Дейча нужно отметить следующие:



- модель определения потерь в решетке турбомашин как суммы профильных и вторичных потерь;
- создание и разработка прикладной газодинамики двухфазных сред;
- построение и исследование профилей лопаточных аппаратов для широкого диапазона рабочих параметров, в том числе для влажного пара;
- изобретение и исследование так называемых «саблевидных» лопаток и методики их профилирования;
- проектирование двухпоточных радиально-осевых ступеней и т. д.

М. Е. Дейч проанализировал формирование вторичных течений и их влияние на потери энергии в сопловой решетке, предложил ставшую классической методику определения суммарных потерь в решетке турбомашин как суммы профильных и вторичных потерь. В статье 1945 года он представил результаты экспериментальных исследований структуры потока в криволинейных каналах прямоугольного сечения, в ходе которых было обнаружено возникновение парного вихревого течения вблизи торцевых стенок. Применительно к решеткам турбомашин данный эффект и обеспечивал наличие зоны повышенных вторичных потерь кинетической энергии.

В 1962 г. в совместной статье М. Е. Дейча и его ученика Г. А. Филиппова было предложено применять тангенциальное профилирование сопловых лопаток последних ступеней турбин («саблевидные» лопатки). Такое профилирование снижает потери кинетической энергии по сравнению с радиально установленными лопатками, обеспечивая прирост КПД ступени. Однако первые мощные паровые турбины с последними ступенями, снабженными саблевидным направляющим аппаратом, были выпущены фирмой Siemens в середине 1980-х годов, а сегодня практически все производители турбин применяют это техническое решение, разработанное на кафедре ПГТ.

Новое научное направление «Газодинамика двухфазных сред» стало жизненно необходимым при проектировании мощных паровых турбин для атомных электростанций. Сначала оно стало научной основой для разработки проточных частей турбин насыщенного пара для АЭС, цилиндров низкого давления турбоагрегатов для ТЭС, а в дальнейшем – для турбин геотермальных электростанций. В проблемной лаборатории турбомашин были разработаны новые методы

сепарации влаги из проточных частей турбин, методы расчета решеток и ступеней на влажном паре, решены некоторые вопросы оптимизации проточных частей.

Группа ученых кафедры в 1981 г. была удостоена Государственной премии СССР за фундаментальные научные разработки в области «Исследование газодинамики двухфазных сред». В настоящее время эти работы активно продолжаются. В лаборатории кафедры на стендах, оснащенных современными системами измерения и диагностики параметров потоков, проводились и проводятся научно-исследовательские работы, финансируемые грантами РФФИ, РФФИ, а также прикладные НИР по заказам предприятий.

М. Е. Дейч подготовил более 100 кандидатов наук, 10 докторов наук; среди его учеников – Г. А. Филиппов, профессор кафедры ПГТ, академик РАН, более четверти века руководивший ВНИИАМ.

В газодинамический отдел входил сектор исследований ЦНД турбин под руководством профессора Б. М. Трояновского (1919–2012 гг.). Он начал работать ассистентом на кафедре ПГТ в 1944 г., после демобилизации из-за тяжелого ранения. В 1948 г. Борис Михайлович защитил кандидатскую диссертацию, посвященную экспериментальным исследованиям лабиринтовых уплотнений паровых турбин, а в 1967-м – докторскую диссертацию, тема которой «Последние ступени конденсационных паровых турбин» предопределила многие его дальнейшие научные исследования.

Стремительный рост мощности паровых турбин потребовал создания надежных и экономичных последних ступеней с длинными лопатками. Последние ступени



Жирицкий Георгий Сергеевич (1893-1966)
Доктор технических наук (1937), профессор.
Основатель кафедры тепловых двигателей и ее первый заведующий с 1930 по 1937 гг.

Рис. 1.
Сотрудники кафедры ПГТ. Москва, 1953 г.





Трояновский Борис Михайлович
(1919-2012)
Доктор технических наук, профессор.



Смельницкий Сергей Георгиевич
(1912-1974)
Доктор технических наук, профессор.



Дейч Михаил Ефимович
(1916-1994)
Доктор технических наук, профессор.

паровых турбин большой мощности и сегодня занимают особое место в проектировании турбин для ТЭС и АЭС. Размеры последней ступени и возможность получения в ней высокого КПД оказывают решающее влияние как на единичную мощность турбоагрегата, так и на его экономичность и надежность.

Сочетание особых условий течения: ярко выраженная пространственная структура двухфазного потока, сжимаемость, участки с положительным градиентом давления, сложная волновая структура, возможность перехода к отрывным режимам течения, предельные условия обеспечения надежности этих ступеней – всё это привело к необходимости проведения подробных научных исследований.

Еще одна важная особенность условий работы: при изменении режима турбоустановки изменяется конечное давление и расход пара, что влияет на характеристики последней ступени. При этом происходят сложные изменения в пространственной структуре потока, в характере обтекания профилей лопатки, распределении расхода по высоте ступени. Неблагоприятные условия эксплуатации ступени при частичных нагрузках усугубляются повышением эрозионного износа лопаток.

Авария с разрушением главного корпуса ГРЭС в конце 1960-х годов, вызванная, по мнению председателя комиссии профессора А.В. Щегляева, неправильным проектированием последней ступени турбины, еще более обострила проблему проектирования ЦНД мощных паровых турбин.

В секторе велись работы по следующим направлениям:

- создание и экспериментальное исследование решеток профилей для длинных лопаток;
- экспериментальное исследование кольцевых решеток;

- экспериментальное исследование моделей ступеней паровых турбин в широком диапазоне режимов;
- расчетно-теоретическое исследование последних ступеней на переменных режимах работы.

В итоге была разработана методика проектирования с учетом возможного образования отрывных течений в корневых сечениях последних ступеней и на периферии в межлопаточном зазоре на малых нагрузках. Сейчас это направление научных исследований продолжает профессор Т.В. Богомолова.

Б.М. Трояновский много внимания уделял методической работе, готовил учебные планы и рабочие программы дисциплин для инженеров-механиков и теплоэнергетиков. Важным аспектом его многогранной деятельности было написание учебников и монографий по паровым турбинам. Подготовленная совместно с М.Е. Дейчем в 1964 г. книга «Исследования и расчеты ступеней осевых турбин» была удостоена престижной премии им. И.И. Ползунова. В этом издании использованы в основном результаты исследований, проведенных в МЭИ. Книга, дополненная новыми данными, была переведена на немецкий язык и издана в 1978 г.

В 1996 г. работе «Научные основы создания паротурбинных установок угольных энергоблоков нового поколения» (А.Д. Трухний, А.А. Калашников, А.Г. Костюк, Б.М. Трояновский, М.А. Стырикович) о необходимости срочного перевода ТЭС России, использующих твердое топливо, на супер-сверхкритические параметры пара была присуждена премия МАИК «Наука» за лучшую публикацию года.

Другим важнейшим направлением исследований на кафедре ПГТ является прочность, вибрация и надежность турбомашин. Результаты широкомасштабных иссле-

дований в области надежности турбоагрегатов, прочности турбинных материалов и элементов турбомашин при нестационарных режимах, низкочастотной вибрации валопроводов мощных турбоагрегатов, проведенных под руководством заслуженного деятеля науки РФ профессора А.Г. Костюка, широко известны в России и за рубежом. Эти исследования заложили основу для создания высокоманевренных мощных турбоагрегатов, обладающих высокой виброустойчивостью и вибрационной надежностью.

Аскольд Глебович Костюк (1924–2017 гг.) в 1948 году окончил Московский энергетический институт, и вся дальнейшая его жизнь была связана с кафедрой. В 1951 г. он защитил кандидатскую диссертацию «Некоторые вопросы ползучести турбинных дисков», а в 1969-м докторскую – «Пластичность и разрушение кристаллического материала при сложном нагружении». Его основные научные достижения:

- исследования в области механики твердых деформируемых тел;
- работы по прочности материалов и деталей турбин при высоких температурах;
- оценка маневренности турбоагрегатов и динамики многопролетных валопроводов турбомашин;
- определение вибрационной надежности рабочих лопаток и др.

Особенно большое значение имеют работы А.Г. Костюка в области динамики валопроводов мощных турбоагрегатов – они позволяют с высокой степенью достоверности определять вибрационные характеристики сложных роторных систем, обеспечивать устойчивость работы турбоагрегатов, предсказывать поведение системы при различных технологических нарушениях, возникающих в процессе эксплуатации. В значительной степени эти работы

обеспечили надежную эксплуатацию энергоблоков СКД. Неоценима его заслуга в расследовании причин аварий с разрушением турбоагрегатов и разработке предложений по их предотвращению в дальнейшем.

Под руководством А.Г. Костюка кафедра ПГТ в статусе базовой кафедры Министерства высшего и среднего специального образования СССР определяла направления подготовки инженерных и научных кадров для энергомашиностроительной отрасли. В течение двух десятилетий он был председателем экспертного совета Министерства энергетики и электрификации СССР, до конца жизни принимал участие в экспертизе новой турбинной техники.

А.Г. Костюк является автором более 140 научных трудов и учебников, 13 монографий. Учебные пособия и учебники, подготовленные им лично и в соавторстве с коллегами, стали настольными книгами теплоэнергетиков и энергомашиностроителей. Профессор Костюк – лауреат Государственной премии СССР, лауреат Государственной премии РФ.

На кафедре в проблемной лаборатории турбомашин впервые в стране были начаты работы в области создания и развития экспериментальных и теоретических методов изучения нестационарных течений в турбомашинах. Направлением руководил профессор Георгий Семенович Самойлович (1920–1994 гг.). В 1948 г. он защитил кандидатскую диссертацию «Эффективный метод построения потенциального потока вокруг гидродинамических решеток малого шага (Расчет обтекания гидродинамических решеток, применяемых в паровых и газовых турбинах и лопаточных компрессорах)», а в 1963-м – докторскую диссертацию «Нестационарные аэродинамические и аэроупругие



**Самойлович Юрий Семёнович
(1920-1994)
Доктор технических наук, профессор.**



**Шерстюк Александр Николаевич
(1923-2012)
Доктор технических наук, профессор.**



**Костюк Аскольд Глебович
(1924-2017)
Доктор технических наук, профессор.
Заведующий кафедрой паровых и газовых турбин с 1970 по 1987 гг.**



Филиппов Геннадий Алексеевич
(1932-2023)
Академик РАН, доктор технических наук,
профессор.



Зарянкин Аркадий Ефремович
(1929-2021)
Доктор технических наук,
профессор МЗИ.



Поваров Олег Алексеевич
(1938-2006)
Доктор технических наук, профессор.

явления в турбомашинах». Для проведения экспериментальных исследований была разработана уникальная методика и оформлен патент на «Экспериментальное рабочее колесо осевой турбомшины для исследования аэродинамических сил, действующих на перо лопатки».

Написанная им по материалам теоретических работ и по итогам экспериментальных исследований монография, принесящая ему мировую известность, вышла в свет в 1969 г. В ней рассматривался важный вопрос теории нестационарной аэродинамики турбомашин, до того времени не освещенный столь всесторонне и глубоко. По итогам научных исследований, была написана и издана в 1975 г. вторая монография Г.С. Самойловича. В ней приведены уникальные (в ряде случаев единственные до настоящего времени) экспериментальные результаты и методики исследований.

Работы сотрудников кафедры, выполненные под руководством профессора Поварова Олега Алексеевича (1964–1974 гг.), внесли определяющий вклад в развитие отечественной геотермальной энергетики, в разработку и строительство Мутновской геотермальной станции. Сейчас в РФ успешно работают 5 энергоблоков, в паротурбинных установках которых применены технические решения, разработанные в лаборатории кафедры.

Под руководством профессора Аркадия Ефимовича Зарянкина сотрудники кафедры выполнили ряд работ на электростанциях, в том числе и за рубежом, по модернизации работающих турбоагрегатов. Около сотни турбин разной мощности переоснащены высокоэкономичными и надежными регулирующими клапанами; разработаны новые малогабаритные быстродействующие редуционно-охладительные установки, запорная арматура; новые конструкции

выходных патрубков для паровых турбин и элементы переходного газового тракта для ПГУ. Сейчас эти работы продолжают ученики Аркадия Ефимовича – проф. В.Г. Грибин, доц. О.М. Митрохова, доц. С.И. Чусов).

А.Е. Зарянкин автор многочисленных статей, монографий, учебных пособий, учебников по прикладной гидрогазодинамике. В 2014 году вышел в свет учебник «Механика несжимаемых и сжимаемых жидкостей», включающий в себя разделы по фундаментальным основам, аэродинамическим расчетам и проектированию элементов проточных частей турбомашин.

Четвертое научное направление кафедры ПГТ, автоматическое регулирование турбомашин было основано непосредственно Андреем Владимировичем Щегляевым, а впоследствии продолжено его учениками – С.Г. Смелницким, А.А. Калашниковым и А.Е. Булкиным. Исследования статических и динамических процессов в системах регулирования привели к созданию системы гидродинамического регулирования паровых турбин, получившую широкое распространение в отечественном турбостроении. Для этого были созданы быстроходные прецизионные регуляторы скорости. Опыт исследовательских работ в области регулирования послужил основой для написания А.В. Щегляевым в 1938 г. учебника «Регулирование паровых турбин», который стал первым систематическим руководством для ВТУЗов, а также широко использовался конструкторами. В 1962 г. этот учебник был полностью переработан в соавторстве с С.Г. Смелницким.

Теория и практика регулирования паровых турбин потребовала разработки математического моделирования систем регулирования турбин и теоретических основ динамического регулирования частоты вращения мощности. В 1998 г. была издана

монография А. А. Калашникова «Динамика регулирования турбин», в которой изложены проблемы регулирования турбин при возмущениях различного вида, включая случайные. Экспериментальная база лабораторий кафедры непрерывно совершенствуется и модернизируется, оснащается современными измерительными комплексами для выполнения актуальных научно-исследовательских работ, а также НИОКР по заказам предприятий. В последние годы проведена глубокая модернизация экспериментальных стендов, систем измерений и диагностики параметров потоков перегретого и влажного пара. Нужно отметить, что большую помощь в реализации этих работ оказал выпускник кафедры, генеральный директор фирмы «Энерготраст» Алексей Николаевич Ончуков.

Развитые на кафедре научные направления и современная база для проведения экспериментального и численного моделирования позволяют успешно выполнять и продолжать работы по следующей тематике.

- Разработка регулирующих клапанов с повышенными показателями аэродинамической эффективности и вибронадежности (проф. А. Е. Зарянкин, доц. В. Г. Грибин, ст. н. с. А. И. Парамонов, доц. В. В. Этт, асп. В. А. Серегин, инж. В. Е. Карашук).
- Разработка выхлопных патрубков для мощных паровых турбин ТЭС и АЭС. Разработаны конструкции выходных патрубков с диффузорным эффектом в рабочем диапазоне скоростей за последней ступенью турбины (проф. А. Е. Зарянкин, ст. н. с. А. И. Парамонов, доц. В. Ф. Касилов, доц. В. Г. Грибин, асп. О. М. Митрохова).
- Разработка и расчетно-экспериментальные исследования уплотнений с высокими показателями вибрационной надежности и минимальными утечками пара (проф. А. Г. Костюк, ст. н. с. Б. Н. Петрунин, доц. С. С. Дмитриев, асп. И. А. Никитин).
- Разработка и практическое применение методов снижения аэродинамических потерь в диффузорах применительно к проточным частям ПГУ. Разработаны методы уменьшения потерь в диффузорных каналах энергоустановок за счет расширения зон безотрывного режима течения (проф. А. Е. Зарянкин, доц. В. Г. Грибин, ст. н. с. А. И. Парамонов, доц. С. С. Дмитриев, асп. О. М. Митрохова).

- Разработка концепции модернизации турбины Т-250/300-240 УТЗ. Разработаны рекомендации по модернизации и созданию новой модификации мощной теплофикационной турбины (проф. В. Г. Грибин, проф. А. Г. Костюк, проф. А. Е. Зарянкин, проф. А. Д. Трухний, проф. Т. В. Богомолова, доц. В. Ф. Касилов, доц. С. С. Дмитриев).
- Разработка активных методов сепарации влаги из проточных частей турбин ТЭС и АЭС. На основе расчетно-теоретических исследований разработаны новые методы снижения количества крупнодисперсной влаги в проточной части турбины. Результаты внедрены в проекты новых турбин отечественных заводов (проф. В. Г. Грибин, доц. А. А. Тищенко, доц. В. А. Тищенко, доц. И. Ю. Гаврилов, доц. В. В. Попов).
- Разработка научно обоснованных технических решений по повышению аэродинамической эффективности проточных частей паровых турбин АЭС (проф. В. Г. Грибин, доц. О. М. Митрохова, доц. С. С. Дмитриев, проф. Т. В. Богомолова, доц. В. В. Попов, д. т. н. А. С. Лисянский, асп.: М. О. Белова, М. Е. Кочетыжкин, П. М. Нестеров, С. Н. Митрохов).


Сформировавшиеся направления научных исследований на кафедре паровых и газовых турбин остаются актуальными и в настоящее время. Успешно реализовать научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, выполняемые на кафедре при активном творческом участии молодежи, было бы невозможно без накопленного опыта, переданного нам нашими учителями, без научно-методической и экспериментальной базы проблемной лаборатории турбомашин, заложенной в прошлые годы. 

 Рис. 2.

Сотрудники кафедры ПГТ.
Октябрь, 2023 г.



Для газохимического комплекса в Казахстане построят ГТЭС.

Строительство первого интегрированного газохимического комплекса ведется в Атырауской области на территории специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк».

Для энергоснабжения газосепарационной установки (ГСУ) в г. Кульсары ТОО «KMG PetroChem» построят ГТЭС общей мощностью 171 МВт. В состав станции войдут три газотурбинные установки SGT-800 мощностью по 57 МВт производства Siemens. Два энергоблока будут работать в базовом режиме, один – резервный.

К предприятию подведут резервную ВЛ 220 кВ. Потребляемая мощность ГСУ – 85 МВт, избыток электроэнергии планируется направлять на нужды населения Атырауского региона.

Станция обеспечит надежность внешнего электроснабжения для новой части Атырауского нефтеперерабатывающего завода, позволит минимизировать отключения оборудования и снизить риски вынужденных сбросов на факельные установки во время нештатных ситуаций.

Проект реализуется АО НК «КазМунайГаз» и компанией CNCEC. Ранее CNCEC выступала как EPC-подрядчик при строительстве завода ТОО Kazakhstan Petrochemical Industries в Атырау.



Российский ученый О. О. Мильман отметил 85-летие.

14 декабря исполнилось 85 лет заслуженному деятелю науки и техники РФ, доктору технических наук О.О. Мильману. Олег Ошеревич – блестящий профессионал, обладающий стратегическим мышлением, глубокими знаниями и опытом. Его вклад в развитие отечественной энергетики трудно переоценить.

Под руководством О.О. Мильмана созданы и разрабатываются уникальные энергетические установки. К ним относятся парожеткорные холодильные установки для АПЛ, не имеющие аналогов в мире; системы отвода тепла от ядерных энергетических установок с естественной циркуляцией теплоносителя; воздушные конденсаторы для ПГУ и геотермальных электростанций; экологичные энергокомплексы на органическом топливе; высокотемпературные (850...1500 °С) газопаровые турбины; теплоутилизационные энергокомплексы на органическом теплоносителе. Реализуются проекты по совершенствованию сухих охладителей в ООО «Газпром энергохолдинг», разрабатываются установки для корпорации «Росатом», проектируются утилизационные комплексы на базе фреонов.

Параллельно с научной работой О.О. Мильман долгие годы руководил кафедрой общей физики в Калужском государственном университете им. К.Э. Циолковского. В настоящее время он является профессором КГУ им. К.Э. Циолковского и МГТУ им. Н.Э. Баумана (Калужский филиал). Подготовил 2 докторов технических наук и 13 кандидатов технических наук. Член национального комитета РФ по теплообмену, член консультативного совета при губернаторе Калужской области.

Желаем Олегу Ошеревичу здоровья и благополучия. Пусть и в дальнейшем Ваша целеустремленность, жизненная энергия и оптимизм служат процветанию и развитию энергетического комплекса нашего Отечества.



ИННОВАЦИИ В БЕЗУПРЕЧНОМ ИНЖИНИРИНГЕ

www.apus.ru
 +7 (342) 214-00-00
 office@apus.ru

● Более 17 лет успешно решаем задачи обеспечения и мониторинга безопасности опасных производственных объектов.

● Осуществляем проектирование, поставку, монтаж, ввод в эксплуатацию и техническое обслуживание пожарной автоматики любого уровня сложности.

● Обладаем компетенциями в области технического обслуживания зарубежных систем: Minimax, Honeywell, VESDA, Autronica и др.

**г. Пермь,
ул. Аркадия Гайдара, д. 8 "Б",
оф. 505**

- МОБИЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ
НА БАЗЕ ГПД И ГТД МОЩНОСТЬЮ 2...6 МВт;
- МОДУЛЬНЫЕ ГТЭА И ГТЭС МОЩНОСТЬЮ 10...25 МВт



Компания входит в Перечень системообразующих организаций Российской экономики



ГТЭА-12 МВт, 2 шт.,
ЭСН Бованенковского м/р,
ООО «Газпром добыча Надым»



ГТЭА-6 МВт, 2 шт.
ИЧЕДИНСКОЕ м/р, ООО «ИНГК»

www.ingc.ru

ГПА-16 МВт «Иртыш», 6 шт.
ДКС Южно-Русского НГКМ, ОАО «Севнефтегазпром»



ЭГЭС-25П, 2 шт.,
Южно-Сахалинская ТЭЦ



- ГПА «ИРТЫШ» НА БАЗЕ ЦБК И ГТУ
ОТЕЧЕСТВЕННОГО,
И ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА;
- СЕРВИС, ПОСТАВКА ЗИП

СИСТЕМА ПРЕДИКТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ

новый уровень управления
эффективностью работы электростанции

Подключение к экспертно-диагностическому центру «Силовых машин» обеспечивает контроль работы оборудования в режиме

24/7

Автоматизированная система предиктивной диагностики «Силовых машин» включает прогнозный и экспертный блоки, позволяющие на ранних стадиях диагностировать неисправности

Основные функции

- / Мониторинг оборудования
- / Определение неисправностей
- / Прогноз состояния
- / Рекомендации и планирование ремонта
- / Контроль всех объектов

Основные преимущества

- / Решения для всей линейки основного оборудования (котел, турбина, генератор) любой мощности
- / Экспертные знания от производителя
- / Уникальный классификатор дефектов
- / Возможность интеграции сторонних систем
- / Возможность кастомизации функционала под нужды заказчика

Подробнее о системе

