

январь
февраль
2024

Турбины и Дизели

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

№1 (112)



**ГПА-32 «Ладога»
работают на Амурском ГПЗ**

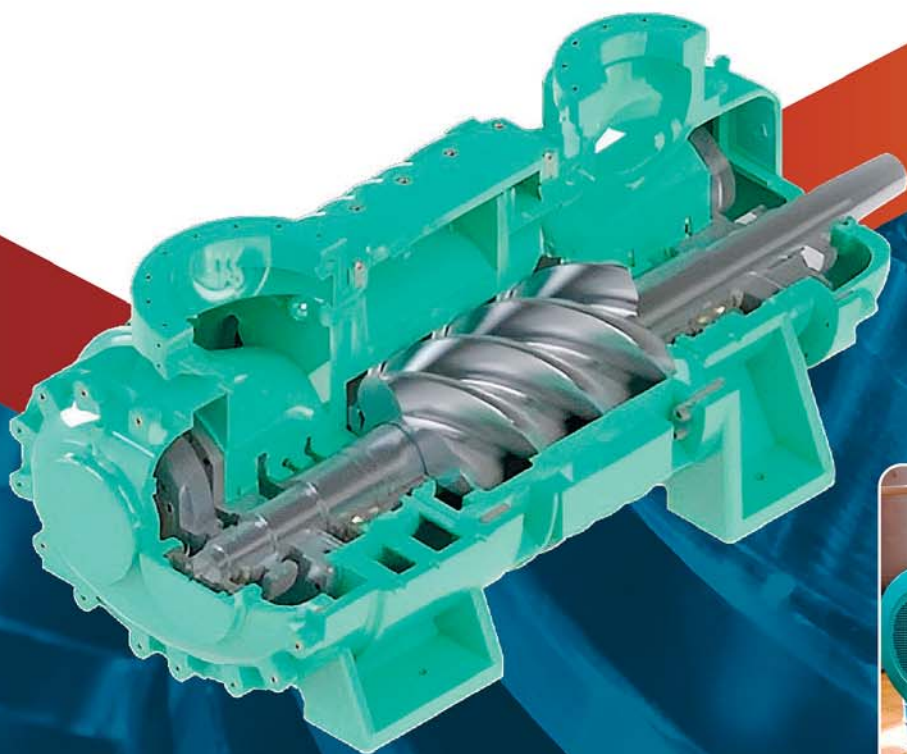


Генерация на базе отечественных газовых турбин. Новый энергетический стандарт – комплексная услуга энергоснабжения

Газоперекачивающие агрегаты ООО «ИНГК» с центробежными компрессорами



Решения на основе возможностей
ГТУ малой мощности, винтовых компрессоров,
оборудования автономной генерации



ООО «Хуасюнь Групп Рус»

123112, РФ, Москва, Пресненская набережная, 12
Башня Федерация Восток, 63 этаж

+7 495 532 00 20 info@huaxun.ru

www.h-xgroup.ru



Повышение эффективности работы КВООУ 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

Главный редактор

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

Редакционная коллегия:

Аронсон Константин Эрленович, д.т.н.,
профессор, главный научный сотрудник
кафедры «Турбины и двигатели»,
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет
им. первого Президента России Б. Н. Ельцина»

Барсков Виктор Валентинович, д.т.н.,
доцент Высшей школы энергетического машиностроения,
и.о. директора Института энергетике, 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»

Гальшев Юрий Витальевич, д.т.н.,
профессор, заведующий кафедрой «Тепловые двигатели»,
ФГАОУ ВО СПбПУ

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 энергетике, 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, Doctor of Engineering Science,
Deputy General Director – Technical Director,
Gazprom energoholding industrial assets LLC

Editorial board:

Aronson Konstantin Erlenovich, Doctor of Engineering Science,
Professor, Chief Researcher
of Turbines and Engines Department,
Ural Federal University named after
the First President of Russia B.N. Yeltsin (UrFU)

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

Galyshev Yury Vitalyevich, Doctor of Engineering Science,
Professor, Head of Thermal Engines Department,
SPbPU

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»

Лифшиц Михаил Валерьевич,
заслуженный машиностроитель РФ,
председатель совета директоров, АО «Уральский турбинный завод»

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»

Радин Юрий Анатольевич, д.т.н.,
главный эксперт, ПАО «Мосэнерго»

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»

Рябчиков Александр Юрьевич, д.т.н.,
старший научный сотрудник, главный научный сотрудник кафедры
«Турбины и двигатели», ФГАОУ ВО «Уральский федеральный
университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина»

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

Сулимов Даниил Дмитриевич,
заслуженный машиностроитель РФ,
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 Gas Turbines Technologies LLC

Lifshits Mikhael Valeryevich,
Honored Machine Builder of the Russian Federation,
Chairman of the Board of Directors, Ural Turbine Works JSC

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)

Radin Yury Anatolyevich, Doctor of Engineering Science,
Chief Expert, Mosenergo PSJC

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

Ryabchikov Alexander Yuryevich, Doctor of Engineering Science,
Senior Researcher, Chief Researcher,
Ural Federal University named after
the First President of Russia B.N. Yeltsin (UrFU)

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

Sulimov Daniil Dmitrievich,
Honored Machine Builder of the Russian Federation,
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 Works JSC

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

Содержание

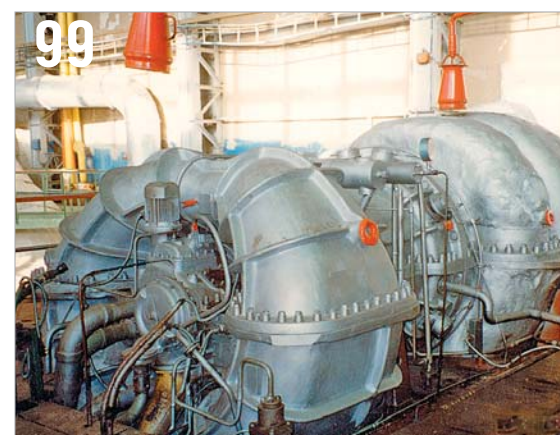
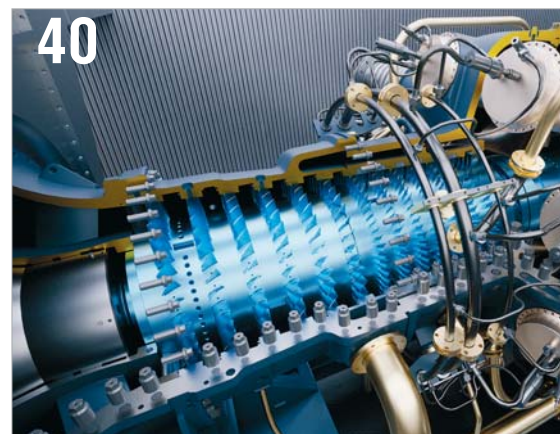
январь-февраль 2024, № 1(112)



Фото на обложке:
ГПА-32 «Ладога» работают на Амурском ГПЗ



- 6** От редакции
Журнал «Турбины и Дизели» – в перечне рецензируемых научных изданий ВАК
А.Ю. Култышев, д.т.н., главный редактор – журнал «Турбины и Дизели»
- 8** Интервью
Паровые турбины «УТЗ» – передовое оборудование XXI века
АО «Уральский турбинный завод»
- 10** Газотурбинные установки
Результаты локализации лопаточного аппарата ТВД и ТНД газотурбинной установки Т32 и предварительная оценка вариантов ее модернизации
*С.С. Мурзин, В.В. Спиринов – АО «НЗЛ»
И.Ю. Кляйнрок (к.т.н.), М.Ю. Егорушков – ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы»*
- 16** Газотурбинные установки
Учет влияния вторичных течений при численном исследовании локальных характеристик осевой компрессорной ступени
И.С. Зубков, В.Л. Блинов (к.т.н.), О.В. Комаров (к.т.н.), К.Д. Аленьевский – ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»
- 22** Газотурбинные установки
Применение многочастотных резонаторов для подавления автоколебаний в малозмиссионных камерах сгорания
*А.С. Кайдаш, В.А. Середенок (к.т.н.), В.В. Зюзьков (к.т.н.), И.В. Назаров – ПАО «Газпром»
Д.В. Скиба (к.т.н.), Т.С. Харисов – ООО «НПФ «Теплофизика»
А.Ю. Култышев, д.т.н. – ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы»*
- 30** Газотурбинные установки
Повышение эффективности работы ГТЗ-160 на оптовом рынке электроэнергии и мощности для условий Затонской ТЭЦ
*В.И. Быличкин, Ю.А. Макаркин – ООО «Пауэр Инжиниринг Технолоджиз»
В.Д. Буров, к.т.н. – ФГБОУ ВО Национальный исследовательский университет «МЭИ»
А.В. Озеров, Д.Р. Салихова – Затонская ТЭЦ, ООО «БГК»*
- 38** Газотурбинные установки
Генерация на базе отечественных газовых турбин. Новый энергетический стандарт – комплексная услуга энергоснабжения
А.Ф. Рамазанов – АО «ГТ Энерго»
- 42** Паротурбинные установки
Анализ видов и последствий отказов при проектировании новых паротурбинных установок
*Е.А. Сидоренко – ПАО «Калужский турбинный завод»
У.О. Будина – АО «Силовые машины»*
- 50** Паротурбинные установки
Совершенствование модельного ряда электромеханических приводов производства АО «Уралэнергоремонт» для энергетического оборудования
*Е.В. Литвинов, А.Г. Михайлов, А.В. Склад – АО «Уралэнергоремонт»
А.В. Турецков, к.т.н. – АО «Уралэнергоремонт», ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»*
- 56** Паротурбинные установки
Титановые сплавы и практика их использования в индустриальном паротурбиностроении
В.В. Травин (к.т.н.), А.И. Зможний, Г.А. Шевелев – ПАО «Калужский турбинный завод»



- 62** Паротурбинные установки
Особенности промышленных паровых турбин четвертого поколения производства Калужского турбинного завода
А.В. Романенко, Н.А. Шуленин, А.А. Волженцов, Р.С. Киселев – ПАО «Калужский турбинный завод»
- 70** Паротурбинные установки
Замена чугунных литых диафрагм давления паровых турбин стальными сварными диафрагмами – жизненная необходимость
В.Л. Мазуровский (к.т.н.), А.Р. Березин – АО «Уралэнергоремонт»
- 74** Эксплуатация, сервис
ООО «ТурбоСервис Рус»: обслуживание и ремонт ГТУ
А.П. Рузавин, М.М. Шевченко, И.С. Шабалин – ООО «ТурбоСервис Рус»
- 78** Эксплуатация, сервис
Масло Taif Rave 46EP для компрессоров Cameron
И.А. Степанков – ООО «С-Техникс»
- 82** Эксплуатация, сервис
Современный взгляд на фильтрацию масла
*В.В. Дьяченко – ООО «Лаборатория надежности»
С.С. Долгополов – ООО «Фильтрационная техническая компания»*
- 88** Двигатели внутреннего сгорания
Анализ методов расчета крутильной податливости коленчатого вала на примере двигателя 4Ч 8,2/7,1 (BA3-21083)
О.В. Абызов (к.т.н.), А.Б. Зайцев (к.т.н.), В.В. Румянцев (к.т.н.), А.А. Сидоров (к.т.н.), А.Ю. Шабанов (к.т.н.) – ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»
- 94** Двигатели внутреннего сгорания
Модульные электростанции для эксплуатации в суровых климатических условиях
*С.Н. Батяев, А.В. Редько – ООО «ВладМодуль»
Н.В. Сребнев, к.т.н. – Морской государственный университет им. адмирала Г. И. Невельского*
- 98** Новые разработки
Термоустойчивые материалы в опорах стационарных газотурбинных установок. Модернизация опор ГТУ Т32
*Н.Ю. Овчаренко – АО НПК «Промышленные технологии»
М.Ю. Егорушков – ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы»
П.Г. Романенков, А.Е. Константинов – ООО «Газпром трансгаз Уфа»*
- 104** Новые разработки
Разработка и апробация принципов локализации энергетического оборудования на отечественном машиностроительном предприятии
*И.Ю. Кляйроок (к.т.н.), А.Ю. Култышев (д.т.н.) – ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы»
В.В. Спирин – АО «НЗЛ»*
- 110** Компрессорные установки
Газоперекачивающие агрегаты ООО «ИНГК» с центробежными компрессорами
О.В. Бычков, С.В. Кудрявцев, С.Ф. Машанов, А.С. Печенкин – ООО «ИНГК»
- 114** Компрессорные установки
Аспекты применимости компрессоров различного назначения для парогазовых установок
О.А. Сиделев, С.Н. Синицын – ООО «Хуасюнь Групп Ру»



Турбины и Дизели

информация с пяти континентов

Издатель ООО «Турбомашинь»

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

Литературный редактор
Зинченко Г.М.

Дизайн и верстка
Капралов А. Д.
Понакушина 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.

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

ISSN 2949-2971

Журнал входит в перечень рецензируемых
научных изданий ВАК №2682 от 19.12.2023 г.

Свободная цена.

Тираж 3000 экземпляров.

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 11.03.2024 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 «Турбины и Дизели» в перечне рецензируемых научных изданий ВАК

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

In brief

Turbines and Diesels journal is on the list of peer-reviewed scientific publications of the Higher Attestation Commission

In this issue the readers can learn more about the features of 4th generation steam turbines produced by Kaluga Turbine Works.

Articles by specialists of Kaluga Turbine Works and Uralenergoremont JSC are devoted to various aspects of the development and manufacture of equipment and its operation.

The variety of topics presented by scientific articles from UrFU and SPbPU will attract your attention. New approaches to design, the use of digital technologies, promising developments – these topical issues are reflected in the authors' articles. We continue to explore new platforms and today we have every reason to assert that the journal is not just a source

of information, but has confidently occupied a niche among professional information exchange platforms. Our readers and subscribers successfully communicate in the Telegram channel, discussing the most relevant topics and the latest news.



Уважаемые читатели, в этом номере журнала мы продолжаем освещать деятельность российских «тяжеловесов» энергомашиностроительной отрасли.

Так, вы можете более подробно ознакомиться с особенностями паровых турбин, производимых Калужским турбинным заводом. Различным аспектам разработки и изготовления оборудования, его эксплуатации посвящены статьи специалистов КТЗ и АО «Уралэнергоремонт».

Разнообразие тематики представленных научных статей из УрФУ, СПбПУ привлечет ваше внимание. Новые подходы к проектированию, применение цифровых технологий, перспективные разработки – эти актуальные вопросы нашли отражение в статьях авторов.

Содержательны и полезны с точки зрения практического применения материалы по газовым турбинам, ДВС, турбинному маслу и т.д. Они представлены компаниями «Газпром», «ИНГК», «Теплофизика» и др.

Публикация интервью ведущих специалистов отрасли становится еще одной традицией издания. В этом номере мы представляем вашему вниманию интересное и содержательное интервью с заслуженным машиностроителем РФ, председателем совета директоров АО «Уральский турбинный завод» членом редакционной коллегии нашего журнала Михаилом Валерьевичем Лифшицем.

Мы продолжаем осваивать новые площадки и сегодня имеем все основания утверждать, что журнал является не просто источником информации, а уверенно занял нишу среди профессиональных площадок обмена информацией. Наши читатели и подписчики успешно общаются в Telegram канале, обсуждая самые актуальные темы и свежие новости.

Особое внимание редакция уделяет подготовке новостей в области разработки нового энергетического оборудования, внедрения новых технологических решений в России а также по всему миру.

Важная новость! Мы рады сообщить вам, что журнал «Турбины и Дизели» вошел в Перечень рецензируемых научных изданий

рекомендованных Высшей аттестационной комиссией Минобрнауки России, в которых могут быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, доктора наук (по состоянию на 19.12.2023 года). Нас можно найти в Перечне ВАК под номером 2682!

В журнале предлагаем размещать статьи по следующим научным специальностям:

- 2.4.5. Энергетические системы и комплексы (технические науки);
- 2.4.6. Теоретическая и прикладная теплотехника (технические науки);
- 2.4.7. Турбомашины и поршневые двигатели (технические науки);
- 2.4.8. Машины и аппараты, процессы холодильной и криогенной техники (технические науки);
- 2.4.9. Ядерные энергетические установки, топливный цикл, радиационная безопасность (технические науки);
- 2.5.10. Гидравлические машины, вакуумная и компрессорная техника, гидро- и пневмосистемы (технические науки).

Такой список научных специальностей расширяет круг тем и сферу интересов наших авторов и читателей.

Уважаемые партнеры, коллеги, друзья! Приглашаем вас к сотрудничеству, будем рады видеть вас среди авторов статей журнала «Турбины и Дизели».

Нашим читателям – признательность за постоянство и интерес к нашему изданию. **Д**



Рис. В цехах Калужского турбинного завода

Продолжается разработка промышленных ГТУ на базе судовых двигателей ПАО «ОДК-Сатурн».

Предприятие разрабатывает энергетический и газоперекачивающий агрегаты на базе двигателя E70/8РД мощностью 8 МВт. Двигатель планируется применять в составе ГТЭС на морских добывающих платформах, в качестве судового турбогенератора, а также на плавучих электростанциях и танкерном флоте.

Газотурбинный двигатель E70/8РД может работать на двух видах топлива, переключаться в автоматическом режиме под нагрузкой с одного вида топлива на другой.

ПАО «ОДК-Сатурн» освоило серийное производство судового газотурбинного двигателя М90ФР, который может быть адаптирован для морских энергетических агрегатов мощностью 16 МВт.

Объединенная двигателестроительная корпорация готова обеспечить потребности нефтегазодобывающих компаний в газовых турбинах, конвертированных из судовых двигателей. По прогнозам ОДК, до 2040 года предприятиям ТЭК потребуется до 100 единиц подобного оборудования суммарной мощностью более 1,5 ГВт.

АО «РУМО» создает новые газомотокомпрессоры.

Предприятие «РУМО» и ПАО «Газпром» планируют возобновить производство газомотокомпрессоров МКС12 и использовать их в составе компрессорных станций российской газотранспортной системы. Ранее «РУМО» выпускало ККС12, которые широко применялись в составе подземных хранилищ природного газа.

Модернизированный ГМК включает двухтактный V-образный двигатель с газотурбинным наддувом, расположенный вертикально, и горизонтальный оппозитный поршневой компрессор, которые смонтированы на фундаментной раме с общим коленчатым валом. Мощность МКС12 составит 2,2 МВт. В настоящее время разработана конструкторская документация на агрегат, получен патент на полезную модель.

АО «РУМО» получило грант федерального Центра поддержки инжиниринга и инноваций в размере 250 млн рублей. Создаваемый ГМК заменит иностранное оборудование, будет осуществлять закачку и хранение газа в подземных хранилищах, утилизацию попутного нефтяного газа.



На энергоблоке №2 Костромской ГРЭС введена паровая турбина К-330-23,5-1Р производства АО «Силовые машины».

ПТУ изготовлена на Ленинградском металлическом заводе («Силовые машины»). Она заменила турбину К-300-240-1, изготовленную ЛМЗ в 1969 году и выработавшую свой ресурс. Модернизация проведена с сохранением существующего фундамента, тепловой схемы и системы регенерации. Для турбины К-330-23,5-1Р вновь спроектированы цилиндры высокого, среднего и низкого (ЦВД, ЦСД и ЦНД) давлений, увеличена номинальная мощность. ПТУ имеет высокие показатели надежности, маневренности и ремонтпригодности.

Новая проточная часть ЦВД состоит из регулирующей ступени и 19 ступеней давления реактивного типа. Такое решение способствует повышению экономичности. В проточной части ЦСД заменены диафрагмы, используются рабочие лопатки с цельнофрезерованными бандажами. Проточная часть ЦНД модернизирована с учетом газодинамических и вибрационных исследований, а также новых конструкторских и технологических решений. Ротор низкого давления выполнен цельнокованым, рабочие лопатки – с высокоэкономичным профилем. Направляющие лопатки ЦНД имеют современные профили. Назначенный срок службы модернизированной турбины – 40 лет.

Договор между АО «Силовые машины» и АО «Интер РАО-Электрогенерация» о модернизации четырех энергоблоков Костромской ГРЭС №№ 8, 4, 2 и 7 был подписан в 2019 году в ходе реализации программы по отбору проектов для реконструкции.

Костромская ГРЭС – одна из самых крупных тепловых электростанций России, имеющая рекордные показатели по экономии условного топлива среди станций своего класса. ГРЭС занимает третье место по установленной мощности (3690 МВт), на ее долю приходится около 1,5 % от общего объема производимой в России электроэнергии (ежегодный отпуск электроэнергии порядка 15 млрд кВт.ч).

K-330-23,5-1P steam turbine manufactured by Power Machines JSC was commissioned at No. 2 power unit of Kostromskaya GRES.

The steam turbine is manufactured by Leningradsky Metallichesky Plant. It replaced K-300-240-1 steam turbine, supplied by LMZ in 1969. The modernization was carried out with maintaining of the existing foundation, thermal circuit and regeneration system. For K-330-23,5-1P turbine high, medium and low pressure cylinders have been newly designed, and the rated power has been increased.



М. В. Лифшиц
заслуженный машиностроитель РФ,
председатель совета директоров
АО «Уральский турбинный завод»

Паровые турбины «УТЗ» – передовое оборудование XXI века

Современные паровые турбины – высокотехнологичное оборудование XXI века. Энергия пара широко применяется во всем мире. Атомная энергетика, парогазовые и геотермальные электростанции, использование сбросного тепла промышленных предприятий, ТЭЦ на станциях по переработке промышленных и бытовых отходов – вот лишь малый перечень секторов активного применения паровых турбин сегодня и завтра.

In brief

UTW steam turbines – advanced equipment of the 21st century

Modern steam turbines are high-tech equipment of the 21st century. Steam energy is widely used all over the world. Nuclear power, combined-cycle and geothermal power plants, the use of waste heat from industrial enterprises, thermal power plants at industrial and household waste recycling stations - these are just a small list of sectors of active use of steam turbines today and tomorrow.

Mikhail Valeryevich Lifshits, Chairman of the Board of Directors of Ural Turbine Works JSC, told us about the achievements and plans of the enterprise, the prospects for the use of steam turbines.

О достижениях и планах Уральского турбинного завода, перспективах применения паровых турбин нам рассказал председатель совета директоров АО «Уральский турбинный завод» – Лифшиц Михаил Валерьевич.

Расскажите, пожалуйста, об итогах года. Какой он был для вас?

Мы выполнили те задачи, которые перед нами стояли. Наши турбины мощностью от 30 до 250 МВт получили 11 электростанций. Реализован годовой план по модернизации производственных мощностей – это коснулось всех подразделений завода. Активно внедряется новое станочное оборудование для обработки роторов, обрабатывающие центры для комплексной работы на лопаточном производстве, 8-метровая карусель, порталный центр с ЧПУ для обработки корпусов турбин. На предприятии строится сборочный стенд для больших конденсационных турбин, создается производство малых высокооборотных турбин, и этим инвестиционные проекты не ограничиваются.

Продолжаем программу цифровизации, автоматизации процессов как проектирования, так и производства. Вместе с повышением производительности труда, для удовлетворения спроса, увеличиваем численность персонала и поддерживаем программу наставничества. Сегодня на заводе трудится более 1800 человек, при этом

средний возраст работающих – 43 года. Мы создаем условия для роста и развития сотрудников в стенах завода, вкладываем силы и средства в талантливых студентов и школьников. Но при этом уделяем внимание и трудовым достижениям тех, кто давно является достойной частью, гордостью нашего трудового коллектива.

Мы живем в изменяющемся мире, и эти изменения несут в себе как риски, так и возможности. Сегодня защищенность рынка от поставщиков из недружественных стран и государственные меры стимулирования отечественного машиностроения – это возможности, а изолированность от конкуренции – это риск.

Отсутствие на рынке основного оборудования внешних игроков обуславливает временный высокий спрос. Не секрет, что рынок квалифицированных специалистов сильно «перегрет», что приводит, в том числе, к не всегда обоснованному росту зарплат. В сочетании с увеличением стоимости материалов и заготовок это сильно повышает себестоимость основного производства. Совокупность этих факторов ставит под угрозу главный показатель «здоровья» любого предприятия – конкурентоспособность и готовность к появлению новых зарубежных игроков у нас и к конкуренции с ними при экспортных поставках. Здесь важны и характеристики выпускаемой продукции, и ценовая маневренность, и способность адаптировать изделия к потребностям каждого конкретного заказчика. Поэтому крайне важно продолжать модернизацию, изучать конкурентную среду на наших традиционных рынках, корректировать свои шаги и планы, внедрять цифровые технологии, разрабатывать новые машины и смотреть за пределы традиционной генерации.

Какие направления развития вы видите?

Распределенная генерация, ESG-повестка и охрана окружающей среды – это вопросы, которые в наше время кажутся забытыми, но они неизбежно вернуться. Понятно, что сегодня период «зеленого хайпа» пошел на спад. Но в среднесрочной перспективе уже взвешенные подходы к рациональному производству



Рис. 1 Сборка паровой турбины на стенде завода

и потреблению энергии вернут свою актуальность вместе с некоторым давлением на традиционную генерацию.

В представлении достаточно большого количества отраслевых и сторонних специалистов паровая турбина находится где-то рядом с паровозом, парходом или, скажем, со среднечадящей угольной электростанцией 1970–80-х годов. Этот образ, прямо скажем, не соотносится с реалиями XXI века.

Давайте не забывать, что паровая турбина – это нечто большее.

Это часть комбинированного парогазового цикла, который некоторые специалисты считают самым эффективным способом производства электроэнергии.

Это гигантское количество турбоприводов, приводимых в движение с помощью утилизации сбросного тепла крупных предприятий.

Это возможность термической переработки промышленных и бытовых отходов. Например, в Швейцарии по всей стране работают около 30 энергоблоков, обеспечивая теплом жилые дома Цюриха, Берна, Люцерна и многих других городов. Сейчас модернизированные под утилизацию отходов ТЭЦ загружены примерно на 70 %, и страна охотно покупает отходы у соседей. Каждый 10-й контейнер с отходами, подлежащими переработке, прибывает из-за рубежа. В итоге швейцарцы получают прибыль от чужих отходов трижды: сначала за их прием, потом за вторсырье, а затем еще и за энергию!

Это экологически чистые малые атомные энергоблоки. Ведь малый блок заменяет любую отработавшую свой ресурс электростанцию, не требуя строительства дополнительной инфраструктуры – соответственно, без нагрузки на окружающую среду.

Это распределенная генерация на местных источниках низкокалорийного топлива, будь то отходы сельхозпредприятия или иловый осадок очистных сооружений. Такой подход очень активно реализуют наши индийские коллеги.

Это геотермальные источники. Наши соседи по Черному морю развивают геотермальную энергетику. В Турции установленная мощность геотермальных станций составляет практически 1,7 ГВт, с потенциалом до 5 ГВт.

Таким образом, все перечисленное – это абсолютно конкурентная территория, требующая усилий специалистов самого широкого диапазона, начиная от конструкторов и заканчивая маркетологами. Это требует новых технологических партнерств, цепочек поставок и сбытовых альянсов.

Вы видите количество задач, которые перед нами стоят. Работы много, и коллективу УТЗ есть куда стремиться. **Д**



Рис. 2 В цехах Уральского турбинного завода

Результаты локализации лопаточного аппарата ТВД и ТНД газотурбинной установки Т32 и предварительная оценка вариантов ее модернизации

С. С. Мурзин¹ – заместитель начальника отдела, s.murzin@reph.ru

В. В. Спири¹ – директор по локализации, v.spirin@reph.ru

И. Ю. Кляйнрок², к.т.н. – начальник управления по развитию производства, i.kleinrock@gehia.ru

М. Ю. Егорушков² – руководитель проектов, m.egorushkov@gehia.ru

¹АО «НЗЛ»

²ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы»

Ключевые слова:

рабочие лопатки,
сопловые аппараты,
ТВД, ТНД,
технология
точного литья,
направленная
кристаллизация,
термобарьерное
покрытие,
оптимизация
проточной части
турбины

Аннотация

Рассмотрены основные мероприятия и результаты локализации лопаточного аппарата турбин высокого и низкого давления газотурбинной установки Т32 производства Невского завода, включая изготовление отливок, механическую обработку и нанесение покрытий. Одновременно с локализацией компонентов ГТУ проведена расчетно-аналитическая работа по обоснованию дальнейшего совершенствования конструкции и повышения характеристик газовой турбины, а также разработаны мероприятия поэтапной модернизации.

Локализация лопаточного аппарата ТВД и ТНД была сложной, трудозатратной задачей, потребовавшей освоения новых технологических переделов, включая поиск потенциальных поставщиков материалов, изделий и услуг на территории России, а также большого объема исследований и испытаний опытных образцов. Поэтому модернизация газовой турбины должна осуществляться с максимальным использованием освоенных технологий, заготовок и материалов, оснастки и инструмента с целью минимизации повторных затрат на освоение новых, технологически сложных изделий.

The results of localization of the blade system of HPT and LPT of T32 gas turbine plant and a preliminary assessment of its modernization options

S. S. Murzin¹ – Deputy Head of Department, s.murzin@reph.ru

V. V. Spirin¹ – Localization Director, v.spirin@reph.ru

I. Yu. Kleinrock², PhD in Engineering – Head of the Production Development Department, i.kleinrock@gehia.ru

M. Yu. Egorushkov² – Project Manager, m.egorushkov@gehia.ru

¹NZL JSC

²Gazprom energoholding industrial assets LLC

Key words:

blades,
nozzle assembly,
HPT, LPT,
precision casting
technology,
directed
crystallization,
thermal barrier
coating,
optimization of flow
path of the turbine

Abstract

The main measures and results of localization of the blade system of high and low pressure turbines of the T32 gas turbine plant produced by the Nevsky Plant, including the manufacture of castings, machining and coating, are considered. Simultaneously with the localization of the GTP components, computational and analytical work was carried out to substantiate further improvement of the design and increase the characteristics of the gas turbine, as well as measures for phased modernization were developed. Taking into account the fact that the localization of the HPT, LPT blade system was a difficult labor-

intensive task that required the development of new technological changes, including the search for potential suppliers of materials, products and services in Russia, as well as a large amount of research and testing of prototypes, the modernization of the gas turbine should be carried out with maximum use of mastered technologies, blank parts and materials, instrumentation and tools, in order to minimize the repeated costs of mastering new technologically complicated products. Mastering of manufacturing of gas turbine hot path elements was one of the priorities of T32 gas turbine localization program.

Освоение технологии изготовления элементов «горячей» части газовых турбин, в частности рабочих и направляющих лопаток, являлось одной из приоритетных задач программы локализации газотурбинной установки Т32 производства Невского завода.

На рис. 1 представлен лопаточный аппарат силовой (свободной) турбины низкого давления (ТНД), локализованный Невским заводом в кооперации с профильными отечественными предприятиями.

Рабочие и направляющие лопатки ТНД изготавливаются из отливок с равноосной структурой металла из жаропрочных сплавов на никелевой основе, получаемых точным литьем по выплавляемым моделям. В связи с этим на предприятии «Газэнергосервис» (завод «Турбодеталь») изготовлена вся необходимая литейная оснастка и отработана литейная технология, включающая в себя следующие мероприятия (рис. 2).

Для изготовления отливок в специальные пресс-формы шприц-машиной подается расплавленный воск. После чего восковую модель лопатки извлекают и помещают охлаждаться в драйере – специальном приспособлении, фиксирующем восковую модель для предотвращения деформации. Направляющие лопатки ТНД имеют охлаждающие отверстия. Для получения в отливке отверстий используются керамические стержни, которые выщелачиваются на заключительном этапе изготовления отливки в специальных автоклавах. Полученные восковые модели изделий собирают в блок вместе с восковой моделью литниковой системы. Робот-манипулятор погружает полученные блоки лопаток в специальную суспензию, а затем в обсыпку в псевдокипящий слой, после чего отправляет в печь на сушку. Процедура повторяется несколько раз до получения оптимальной толщины керамического блока

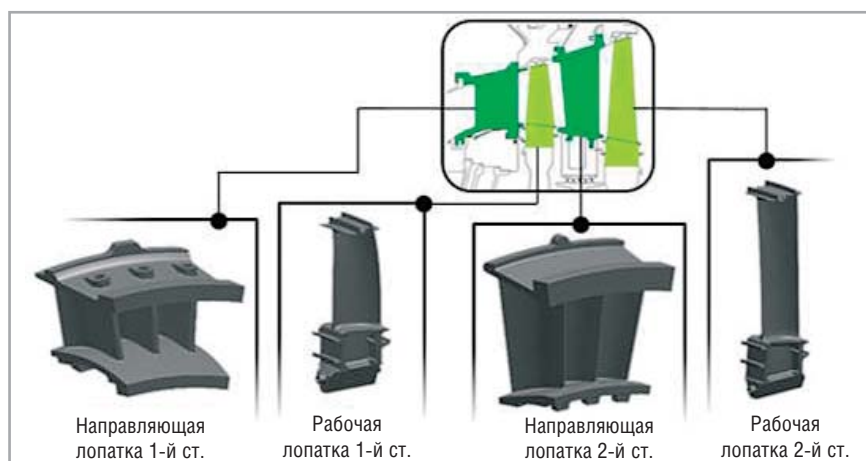


Рис. 1. Рабочие и направляющие лопатки ТНД ГТУ Т32

под заливку металла. Далее в автоклаве с подачей пара происходит вытапливание воска.

Готовые формы для заливки металла поступают на прокатку в печи карусельного типа. Далее раскаленную керамическую форму помещают в вакуумные камеры плавильной установки, в которой происходит плавка металла в вакууме с выдачей в форму. После получения отливок их подвергают 3D-сканированию для контроля геометрии.

Механическая обработка отливок включает в себя профильное глубинное шлифование замка лопатки, подрезку торцов замка на электроэрозионном проволочном станке, фрезерование конуса ножки и зигзага бандажной полки. Выполнение зигзага бандажной полки – одна из самых сложных операций при изготовлении лопаток ТНД. В первую очередь, это связано с допусками, заданными на указанные поверхности. Так, для контактных поверхностей отклонение не должно превышать $\pm 0,02$ мм, для неконтактных поверхностей $\pm 0,04$ мм. Моделирование работы бандажа лопаток с отклонениями подтверждает необходимость столь серьезных требований к точности (рис. 3), так как в противном случае образуется натяг на стыке бандажных полок, приводящий к снижению заявленного ресурса и повреждению лопаток.

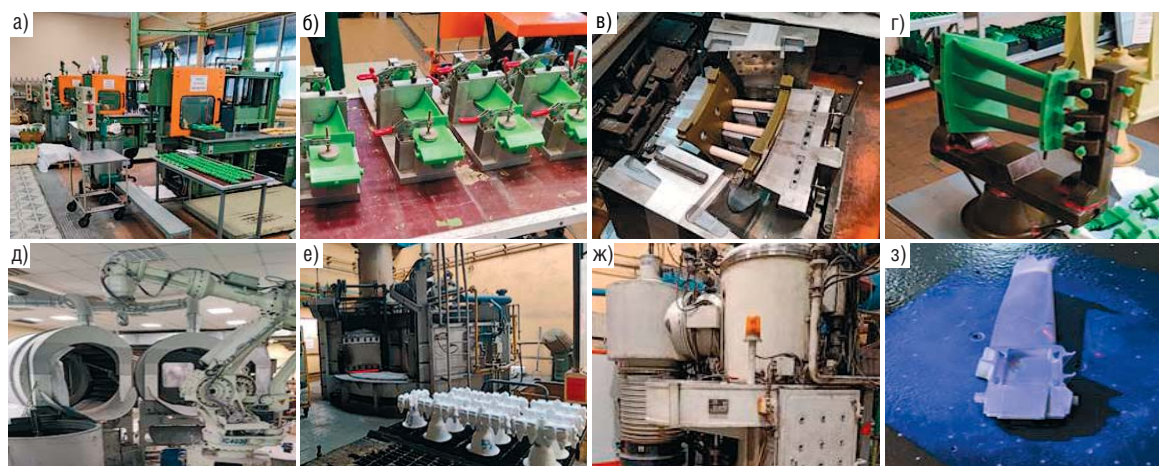
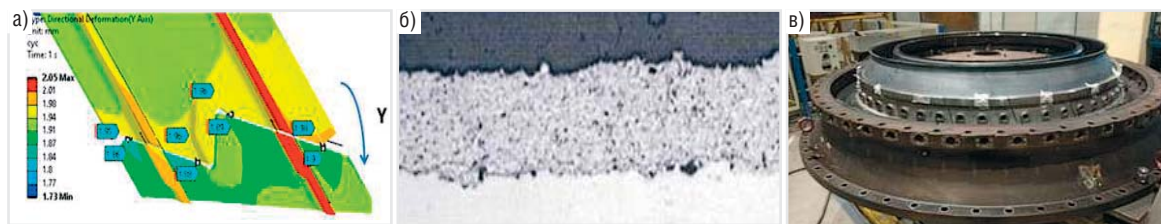


Рис. 2. Изготовление отливок ТНД: а) шприц-машины; б) восковая модель; в) стержни в пресс-форме; г) формы перед заливкой; д) манипулятор и ванна; е) восковая модель и литниковая система; ж) плавильная установка; з) оптическое сканирование

Рис. 3.
Обеспечение натяга
по бандажным полкам:
а) расчетный натяг;
б) износостойкое
покрытие Co-Mo-Cr;
в) контрольная сборка ТНД



Технология нанесения износостойкого покрытия Co-Mo-Cr также отработана на профильном отечественном предприятии. Для объективной оценки качества изготовления опытной партии сопловых лопаток ТНД проведена контрольная сборка, с фактическим контролем зазоров и площадей «горла».

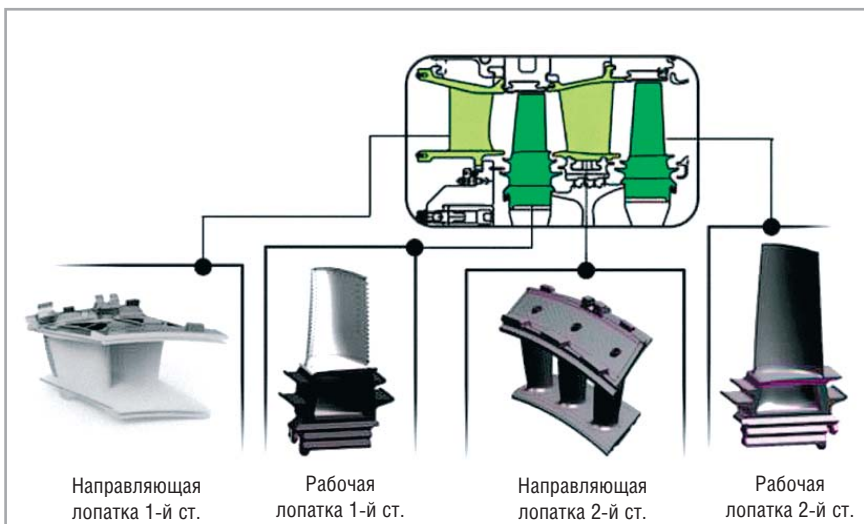
Локализация и освоение технологии изготовления лопаточного аппарата ТВД является более сложной и трудоемкой задачей. ТВД также имеет две ступени с охлаждаемыми сопловыми и рабочими лопатками (рис. 4).

При этом, в отличие от лопаток ТНД, рабочие лопатки 1-й и 2-й ступеней турбины высокого давления ГТУ Т32 изготавливаются по технологии точного литья, с обеспечением направленной структуры материала из жаропрочных сплавов на никелевой основе. Это обусловлено высокой начальной температурой газа перед турбиной и необходимостью обеспечить требуемые ресурс и надежность работы изделия.

Рабочая лопатка первой ступени ТВД – одно из самых технологически сложных изделий газовой турбины. Конструкция лопатки имеет развитую схему охлаждения петлевого типа с профилированными отверстиями на пере и кромках пера для выпуска охлаждающего воздуха (рис. 5).

В качестве подложки под термобарьерное покрытие лопатка имеет платино-алюминиевое покрытие на пере и концевой части, при этом платина наносится методом гальванизации, а алюминий – осаждением из паровой фазы

Рис. 4.
Рабочие и направляющие
лопатки ТВД ГТУ Т32



либо методом алитирования в порошке. Вместе с платиново-алюминиевым покрытием выполнено алитирование внутренних полостей и пера лопатки. Перо лопатки защищено термобарьерным покрытием. На хвостовую часть наносится уплотняющее покрытие. Похожий порядок нанесения покрытий имеет и рабочая лопатка 2-й ступени ТВД с конвективным способом охлаждения (рис. 6).

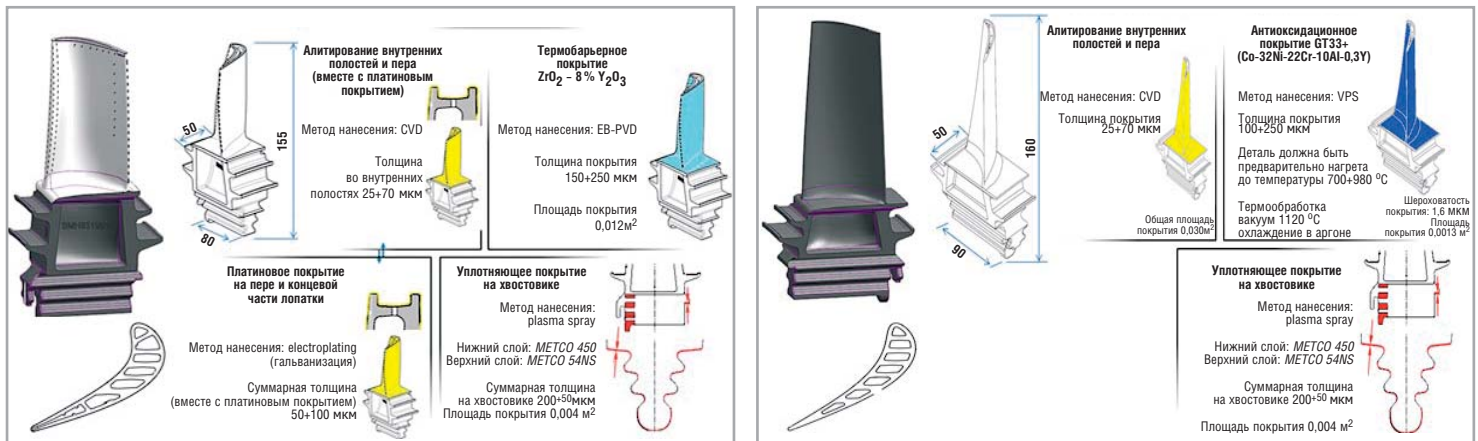
Направляющий аппарат 1-й ступени ТВД выполняется в виде сегментов, состоящих из двух сопловых лопаток (всего 24 сегмента). Лопатки выполнены пустотелыми, с системой охлаждения дефлекторного типа, позволяющей организовать эффективное пленочное охлаждение изделия (рис. 7).

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

В настоящее время определены исполнители по всем технологическим процессам изготовления лопаточного аппарата, изготовлена опытная партия отливок лопаток (рис. 8). Работы по локализации лопаточного аппарата ТВД планируется завершить до конца 2024 года.

Одновременно с локализацией производства компонентов ГТУ проведена расчетно-аналитическая работа по обоснованию дальнейшего совершенствования конструкции и повышения характеристик газовой турбины, а также разработаны мероприятия поэтапной модернизации. Локализация производства лопаточного аппарата ТВД, ТНД была сложной, трудоемкой задачей, потребовавшей от Невского завода освоения новых технологических переделов, включая поиск потенциальных поставщиков материалов, изделий и услуг на территории России, а также большого объема исследований и испытаний опытных образцов. Поэтому модернизация газовой турбины должна осуществляться с максимальным использованием освоенных технологий, заготовок и материалов, оснастки и инструмента с целью минимизации повторных затрат на освоение новых, технологически сложных изделий.

В работах [1, 2] представлены основные направления совершенствования конструкции локализованной газовой турбины Т32



производства Невского завода. В частности, показана возможность повышения степени сжатия осевого компрессора (ОК) с 17,0 до 19,5 за счет добавления двенадцатой (концевой) ступени с полным сохранением габаритов газотурбинной установки и основных элементов компрессора.

В свою очередь, следует учитывать, что рост степени сжатия неизбежно приводит к соответствующему увеличению нагрузки на ТВД и ТНД, что в свою очередь потребует внесения конструктивных изменений в проточную часть турбины с целью согласования ее работы с компрессором. С учетом такого согласования КПД ГТУ Т32, по предварительной оценке, может быть увеличен с 36,0 до 37,0 %.

Одним из вариантов согласования параметров работы компрессора и турбины является оптимизация меридиональных обводов проточной части ТВД и ТНД. Для этого требуется спроектировать новый лопаточный аппарат ТВД под уменьшенный объемный расход газа и увеличенный теплоперепад. Схема новой проточной части ТВД дана на рис. 9. При этом возможны две схемы оптимизации: в периферийной зоне проточной части (вариант а) и/или корневой (вариант б).

Как видно, оптимизация меридиональных обводов потребует проектирования следующих элементов: 1 – НЛ 1-й ступени; 2 – РЛ 1-й ступени; 3 – НЛ 2-й ступени; 4 – РЛ 2-й ступени; 5 – шрауды 1-й ступени; 6 – шрауды 2-й ступени. Это, в свою очередь, потребует повторного освоения технологии изготовления горячей части, проектирования и изготовления специальной литейной оснастки, изготовления и сертификации опытной партии.

В связи с этим на первом этапе предлагается оценить возможность применения наименее затратного варианта согласования работы компрессора и ТВД, ТНД – за счет изменения угла установки сопловых аппаратов (СА) ТНД и соплового аппарата второй ступени

ТВД с сохранением материалов и технологий производства деталей горячих частей, а также заготовок роторных и статорных деталей (рис. 10).

В частности, в работе [3] представлен аналогичный способ повышения мощности и экономичности ГТУ ГТН-16 за счет изменения угла установки лопаток соплового аппарата ТНД. На основании характеристики турбины высокого давления произведены расчеты, основанные на перераспределении работы расширения газа между отсеками турбин высокого и низкого давления путем раскрытия проходного сечения СА ТНД. За счет увеличения располагаемого теплоперепада, приходящегося на ТВД, повышается частота вращения ротора ТВД, точка на характеристиках ступеней ТВД смещается в сторону большего внутреннего КПД, и увеличенная работа сжатия в компрессоре позволяет повысить теплоперепад на всю турбину в целом. Поскольку способ крепления сопловых лопаток ТНД позволяет изменять угол их установки, то технологических сложностей по изменению

Рис. 5.
Рабочая лопатка 1-й ступени ТВД

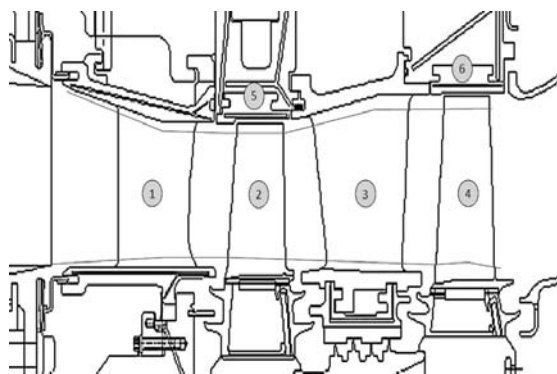
Рис. 6.
Рабочая лопатка 2-й ступени ТВД

Рис. 7.
Сопловые аппараты ТВД

Рис. 8.
Отливки сопловых аппаратов и рабочей лопатки 1-й ступени ТВД



Рис. 9.
Схема проточной части ТВД:
1 - НЛ 1-й ступени;
2 - РЛ 1-й ступени;
3 - НЛ 2-й ступени;
4 - РЛ 2-й ступени;
5 - шрауды 1-й ступени;
6 - шрауды 2-й ступени



проходного сечения соплового аппарата ТНД не предполагается.

С учетом изложенного, в рамках дальнейшего повышения эффективности ГТУ Т32 планируется реализация следующих расчетно-аналитических исследований:

1. Газодинамические расчеты компрессора с дополнительной 12-й ступенью. Прочностные расчеты 12-й ступени компрессора и ее влияние на запасы газодинамической устойчивости компрессора в целом.

2. Вариации газодинамических расчетов проточных частей ТВД и ТНД с выбором углов установки сопловых аппаратов ТВД, ТНД и их пропускной способности для повышения КПД турбин и ГТУ в целом.

3. Увязочные расчеты оптимизированных ТВД, ТНД с 12-ступенчатым компрессором.

4. Разработка мероприятий по снижению вторичных потерь циклового воздуха и оптимизация его отбора на охлаждение компонентов ТВД и ТНД.

Выводы

1. Рассмотрены ключевые этапы и результаты локализации производства лопаточного аппарата ТВД и ТНД ГТУ Т32.

2. Представлены основные варианты оптимизации конструкции турбинной части ГТУ Т32 при повышении степени сжатия осевого компрессора до 19,5.

3. Выполнена постановка задачи для проведения сравнительного анализа вариантов оптимизации проточной части ТВД и ТНД ГТУ Т32.

4. Отмечено, что решение о предпочтительном варианте оптимизации конструкции турбинной части следует принимать с учетом потенциальных затрат на освоение технологии изготовления новых изделий.

5. Сформирован план мероприятий по оценке возможности согласования осевого компрессора и ТНД, ТВД, изменения угла установки сопловых аппаратов. **□**

Список литературы

1. Гилев К. О. Перспективы развития газотурбинной установки Т32 в составе ГПА-32 «Ладога» / К. О. Гилев, И. Ю. Кляйнрок, А. Ю. Култышев, А. В. Скороходов // Турбины и дизели. – 2023 г. – № 1. – С. 4-6.

2. Юн В. К. К вопросу модернизации Т32 с целью повышения эффективности и надежности ГТУ / В. К. Юн, А. В. Скороходов // СПб.: Сборник докладов LXX научно-технической сессии по проблемам газовых турбин. – 2023 г. – 285 с.

3. Прокопец А. О. Повышение эффективности работы приводных стационарных газотурбинных установок в условиях эксплуатации ООО «Газпром трансгаз Югорск»: автореферат...к.т.н. – Екатеринбург. – 2012 г. – 20 с.

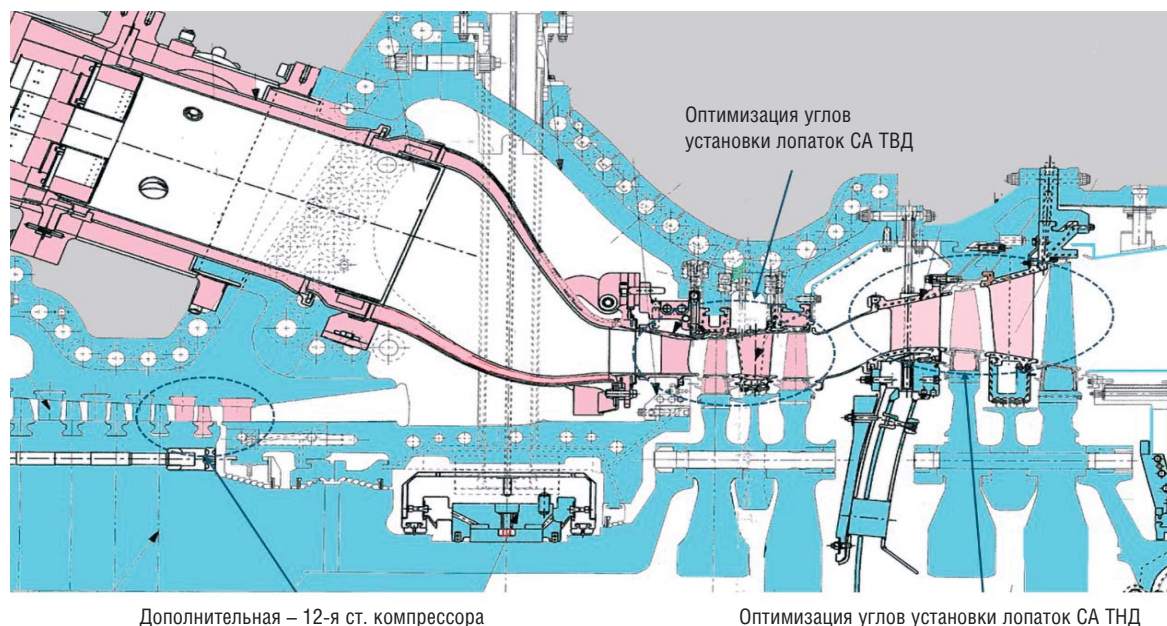


Рис. 10.
Изменение угла установки
сопловых аппаратов ТНД и ТВД

**В АО «Коломенский завод»
работают энергоблоки 1–9ГМГ
мощностью по 900 кВт.**

Энергоблоки предназначены для применения на газопоршневых электростанциях. В сотрудничестве с партнерами предприятие создает установки в контейнерном исполнении. Энергоблок 1-9ГМГ мощностью 900 кВт разработан инжиниринговым центром двигателестроения «ТМХ» на базе газопоршневого двигателя-генератора 9ГМГ газотепловоза. Он предназначен для стационарных и передвижных электростанций, которые могут использоваться в качестве основных и резервных источников энергии.

Первые две установки производства БКЭМ Норд-ГП-900/6,3(10,5)-УХЛ1 введены на Коломенском заводе для обеспечения предприятия электричеством и теплом. Это позволит снизить потребление электроэнергии из внешней сети, а также сократить расходы на нее. Создание новых отечественных газопоршневых электростанций способно внести существенный вклад в развитие независимого российского рынка распределенной генерации.

Газопоршневые двигатель-генераторы Коломенского завода имеют, по сравнению с зарубежными установками, ряд преимуществ. Унификация деталей и узлов 1-9ГМГ (до 80 %) с дизельными двигателями Д49 обеспечивает высокую ремонтпригодность, низкую стоимость обслуживания, а также частоты. Применяется распределенная система подачи топливного газа, которая имеет более высокие показатели приемистости по сравнению с двигателями, использующими внешнюю систему топливоподачи.

**Kolomna Plant JSC has developed power plant
1-9GGMG with a capacity of 900 kW.**

The power plants are designed for use in power plants. In cooperation with partners the company creates the plants in container design. 1-9GGMG power plant was developed by the TMH Engine Engine Engineering Center on the base of a 9GGMG gas engine generator of locomotive. It is designed for stationary and mobile power plants that can be used as primary and backup energy sources.

The first two Nord-GP900/6.3(10.5)-UH1 BKEM plants were introduced at the Kolomna Plant to provide the enterprise with electricity and heat. Their use will reduce the consumption of electricity from the external network, as well as reduce its costs.

**Паровая турбина ПР 30/35 производства КТЗ
доставлена на Северскую ТЭЦ.**

Перед отправкой заказчику прошли стендовые испытания турбины на холостом ходу. В агрегат подается пар, проверяется качество изготовления и сборки, работа ключевых систем. Измеряется уровень вибрации, работа системы регулирования и защиты валоповоротного устройства.

В ходе проведения предварительных испытаний ПТ с помощью ультразвукового и неразрушающего контроля исследованы вспомогательные части турбоагрегата. Проверку на качество прошел также материал корпуса и ротора турбины.

Испытания еще одной турбины ПР 30/35 запланированы на весну следующего года. Турбогенераторы находятся на станции, в течение 2023 года на ТЭЦ было доставлено вспомогательное оборудование турбо-установок.

Модернизацию Северской ТЭЦ в Томской области осуществляет АО «Русатом Инфраструктурные решения». Проект реализуется с целью повышения эффективности и продления срока службы станции, отметившей в этом году 70 лет со дня пуска первого энергоблока.



**Определены обязательства правительства Узбекистана
и компании Cengiz Enerji в проекте новой ПГУ.**

Парогазовая электростанция мощностью 550 МВт будет построена в Джизакской области. Инвестор и проектная компания обязуются привлечь \$500 млн, государство – гарантированно закупать электроэнергию в течение 25 лет, а также поставлять газ и воду.

Инвестором выступает турецкая компания Cengiz Enerji San. VE TIC A.S., проектировщиком – компания Cenergo. Изначально планировалось строительство станции мощностью 450 МВт с КПД 56 %, но инвестор предложил изменить состав оборудования, увеличить мощность до 520 МВт, а КПД до 62 %. ПГУ создается на базе газотурбинной установки 9HA.01 производства GE Vernova.

Станцию планируется ввести в 2025 году. Ожидается, что она будет производить свыше 4 млрд кВт.ч электроэнергии и экономить минимум 700 млн м³ газа в сравнении с паросиловой ТЭЦ.

Министерству водного хозяйства, компаниям UzGasTrade, «Узтрансгаз» и «Национальные электрические сети» поручено подписать контракты на поставку природного газа и технической воды для ПГУ.

Учет влияния вторичных течений при численном исследовании локальных характеристик осевой компрессорной ступени

И. С. Зубков – аспирант, lamqtada@gmail.com
В. Л. Блинов, к.т.н. – доцент, v.l.blinov@urfu.ru
О. В. Комаров, к.т.н. – доцент, заведующий кафедрой, o.v.komarov@urfu.ru
К. Д. Аленьевский – студент, akirill26@rambler.ru
ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Ключевые слова:

газотурбинная установка, осевой компрессор, ступень компрессора, численное моделирование, вычислительная газодинамика (CFD)

Аннотация

Важными достоинствами современных методов численных исследований турбомашин являются удовлетворительная точность, сравнимая с результатами натурных экспериментов, низкая ресурсоемкость и возможность воспроизводить особенности течения в контролируемых условиях. При этом наиболее существенным их недостатком будет зависимость от условий каждой отдельной задачи.

В работе представлен краткий обзор подходов к моделированию турбулентных течений, а также выделены основные особенности и неточности, характерные для RANS-методов. Цель работы – определить влияние подвода

воздуха через осевой зазор перед рабочим колесом ступени компрессора при ее расчете с помощью методов вычислительной газодинамики. В результате численных исследований определено качество моделирования локальных параметров ступени и особенностей течения с учетом подвода воздуха через осевой зазор при трех различных массовых расходах. Обозначены основные особенности построения модели, учитывающей данный подвод воздуха, сформулированы рекомендации о необходимости учета различных конструктивных особенностей компрессоров при численных исследованиях.

Consideration of secondary flows influence in the numerical simulation of the local characteristics of the axial compressor stage

I. S. Zubkov – Postgraduate, lamqtada@gmail.com
V. L. Blinov, PhD in Engineering – Associate Professor, v.l.blinov@urfu.ru
O. V. Komarov, PhD in Engineering – Associate Professor, Head of Department, o.v.komarov@urfu.ru
K. D. Alenevsky – Student, akirill26@rambler.ru
Ural Federal University named after the First President of Russia B.N. Yeltsin

Key words:

gas turbine plant, axial compressor, compressor stage, numerical simulation, computational fluid dynamics (CFD)

Abstract

Important advantages of modern methods of numerical studies of turbomachines are satisfactory accuracy, comparable with the results of field experiments, low resource consumption and the ability to reproduce flow characteristics under controlled conditions. At the same time, their most significant disadvantage will be the dependence on the conditions of each individual task. The paper provides a brief overview of approaches to modeling of turbulent flows, as well as highlights the main features and inaccuracies specific to RANS methods. The aim of the work was to determine the effect of air supply through the

axial gap in front of the impeller of the compressor stage when calculating it using computational gas dynamics methods. As a result of numerical studies, the quality of modeling the local parameters of the stage and the flow characteristics was determined, taking into account the air supply through the axial gap at three different mass flow rates. The main features of constructing a model that takes into account this air supply are outlined, and recommendations are formulated on the need to take into account various design features of compressors when conducting numerical studies.

В настоящее время одним из основных методов получения характеристик работы узлов газотурбинных установок при проектировании выступает численное моделирование. Так, вычислительная газовая динамика (CFD) позволяет получать достоверные сведения о характере и параметрах потока в осевом компрессоре (ОК) ГТУ [1, 2].

Распространены три основных подхода к моделированию течений: метод прямого численного моделирования (Direct Numerical Simulation, DNS), метод моделирования крупных вихрей (Large Eddy Simulation, LES) и метод осредненных по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса (Reynolds Averaged Navier-Stokes, RANS) [3]. Для фундаментальных исследований наибольший интерес представляют первые два подхода, однако их основным недостатком являются большие затраты вычислительных ресурсов. Третий подход нашел широкое применение для решения прикладных инженерных задач.

Применение RANS-методов сопровождается необходимостью использования моделей турбулентности, что обычно рассматривается как одно из допущений любого исследования. Опыт решения задач расчета турбомашин позволяет выделить ряд наиболее распространенных моделей, к которым можно отнести, например, модели $k-\epsilon$ и SST, обеспечивающие как хорошую точность определения интегральных параметров работы компрессоров, так и высокое качество моделирования локальных физических процессов [2, 4].

Помимо этого, существуют и другие неточности при моделировании течений, которые можно разделить на следующие категории:

- численные ошибки – чувствительность модели к размеру элементов сетки и типу разбиения, сходимость расчета;
- ошибки модели – выбор модели турбулентности и ее настроек;
- систематические ошибки – неточности при построении твердотельных моделей, чувствительность расчета к геометрии модели, выбор допущений, позволяющих упростить модель.

Течение потока в осевой компрессорной ступени имеет сложную пространственную структуру, которая зависит как от геометрических особенностей лопаточного аппарата, так и от режима работы компрессора. При исследовании локальной структуры потока большое внимание стоит уделять различным вторичным течениям, оказывающим негативное влияние на уровень потерь энергии в ступени. Так, одним из направлений исследова-

ния вторичных течений в компрессорах является моделирование потока в зазорах.

Например, наибольший интерес с точки зрения эффективности работы ОК и ГТУ представляют радиальные зазоры между рабочим колесом (РК) и статором. В эксплуатации величины этих зазоров будут определять значение КПД компрессора, а при моделировании могут стать источником ошибок, связанных с малыми геометрическими размерами и необходимостью построения мелкой и густой сетки в данной области [5, 6].

Другим примером является оценка влияния зазоров между рабочим колесом и направляющим аппаратом (НА). При проектировании осевые зазоры выбираются с учетом тепловых расширений деталей проточной части. Дополнительно к этому НА оснащаются бандажными полками с лабиринтным уплотнением для снижения перетечек. Однако при эксплуатации из-за сдвигов ротора и износа гребней уплотнений происходит увеличение массового расхода через зазоры. Следствием этого может стать изменение структуры потока вблизи корневого сечения, способное вызвать значительное перераспределение локальных параметров течения по всей высоте канала на входе и выходе венцов, и, в свою очередь, изменение интегральных параметров работы компрессора [4, 6].

Существует достаточно большое количество различных исследований, направленных на оценку влияния радиальных зазоров, в то время как анализ перетечек через осевые зазоры в большинстве работ является одним из промежуточных этапов. Поэтому цель настоящей работы – определение влияния данных перетечек на локальные параметры ступени осевого компрессора и оценка необходимости их моделирования при решении практических инженерных задач.

Материалы и методы

В качестве объекта исследования была выбрана модельная трансзвуковая ступень ОК NASA Stage 37 [7]. Большое количество находящихся в открытом доступе экспериментальных результатов и различных исследовательских работ с использованием данной ступени позволяют получить наиболее полное представление о физических процессах, протекающих в ней.

Общий вид расчетной области представлен на рис. 1. Сеточная модель построена исходя из равенства $y+0=\Delta\delta$, что обеспечило общее число элементов для ротора и статора равное 800 тыс. Величина радиального зазора была принята равной 0,356 мм в соответствии

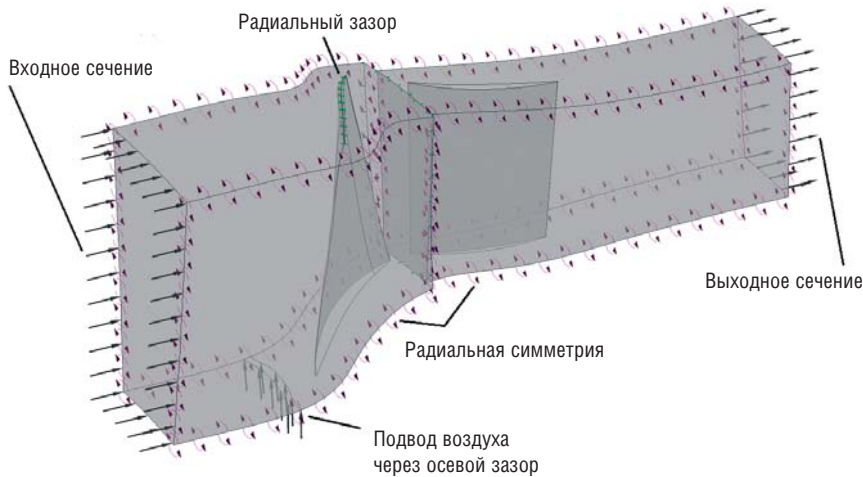


Рис. 1.
Расчетная модель ступени
с граничными условиями

с номинальным значением [5]. Осевой зазор перед РК был задан как входное сечение величиной 0,75 мм [8].

В качестве модели турбулентности была выбрана модель $k-\epsilon$, хорошо зарекомендовавшая себя при решении других задач по расчету осевых компрессоров. Для исследования выбран номинальный режим работы на частоте вращения 17190 об/мин при массовом расходе 20,2 кг/с и степени повышения давления 2,07. Использование расчетного режима работы ступени обеспечило решение задачи в стационарной постановке с применением осевой симметрии по боковым поверхностям доменов.

Граничные условия по входной плоскости были заданы в виде распределений полного давления и температуры [7]; по выходной плоскости – в виде варьируемого статического давления или массового расхода (в зависимости от положения расчетной точки на изодроме); по плоскости осевого зазора – в виде массового расхода. В последнем случае было рассмотрено три величины: 0 % (подвод воз-

духа отсутствует); 0,20 % и 0,30 % от общего расхода через ступень на номинальном режиме работы.

Результаты

В результате проведения серии расчетов было установлено, что учет подвода воздуха перед ротором позволяет уменьшить погрешность при моделировании локальных особенностей течения. Из рис. 2 видно, что учет данной особенности приводит к значительным качественным изменениям не только вблизи корневого сечения (до 20 % относительной высоты лопатки), но и в верхней части канала, сдвигая расчетные кривые ближе к эксперименту. При количественной оценке среднее отклонение для степени повышения давления по всей высоте составляет 2,78; 2,18 и 1,28; для отношения температур – 0,82 %; 0,67 и 0,57 %; для постановок с расходом воздуха через зазор – 0; 0,20 и 0,30 % соответственно.

Увеличение массового расхода через ступень за счет подвода воздуха в осевой зазор перед РК приводит к изменению условий течения: величина работы сжатия в роторе снижается, что проявляется в уменьшении степени повышения давления как локальной по высоте межлопаточного канала РК (рис. 2а), так и интегральной для всей ступени. В свою очередь, изменение давления приводит к уменьшению температуры за рабочим колесом (рис. 2б), что позволяет снизить погрешность при определении адиабатического КПД ступени, приближая его к значениям эксперимента.

При этом изменение локальных параметров происходит по всей высоте канала за счет развития течения из зазора в радиальном направлении, обусловленного вращением ротора (рис. 3). Можно предположить, что такой

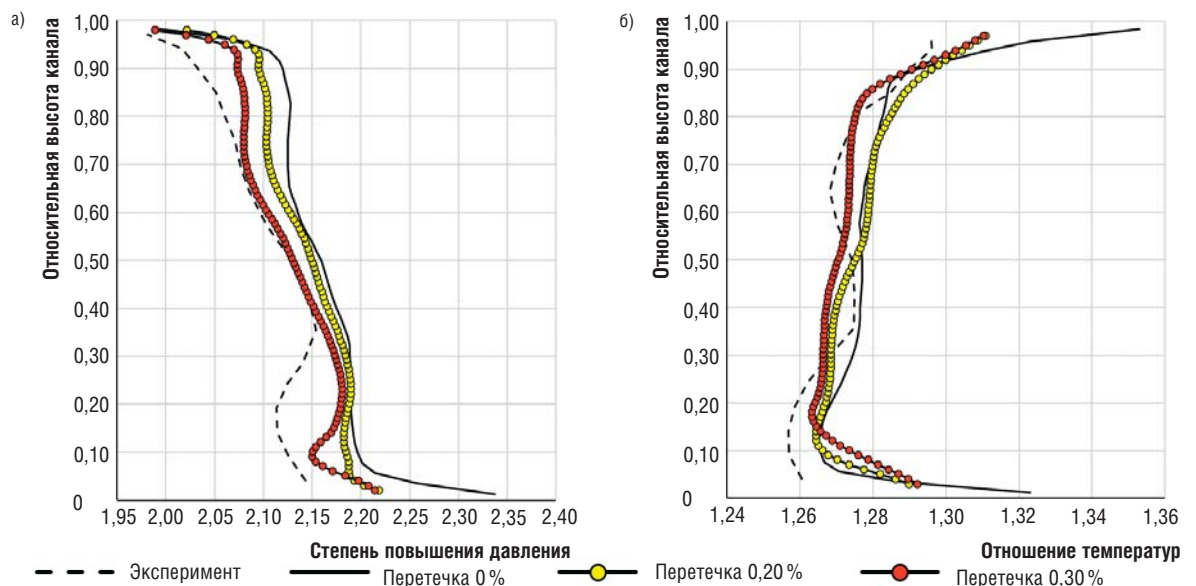


Рис. 2.
Сравнение распределений
параметров за рабочим
колесом:
а) степень повышения
давления;
б) отношение температур

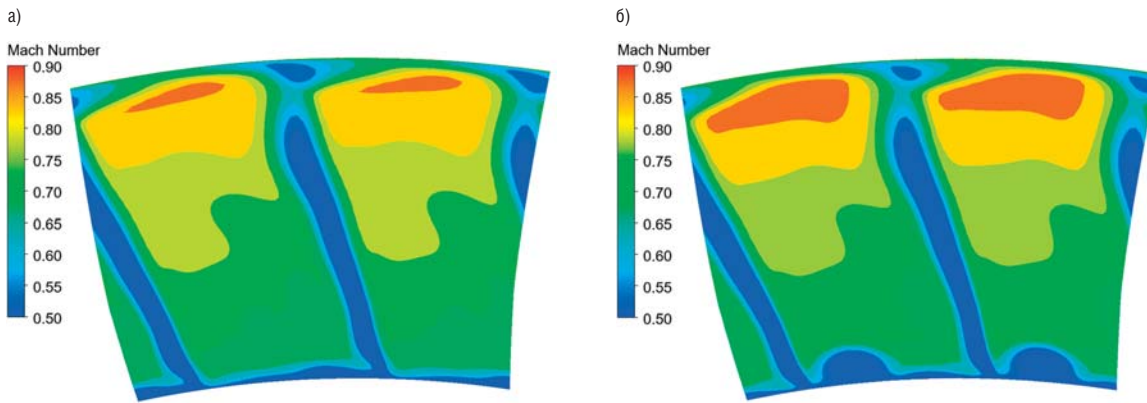


Рис. 3. Сравнение распределений числа Маха в сечении за рабочим колесом: а) расчет без учета подвода воздуха; б) расчет при наличии подвода воздуха 0,30 %

эффект при увеличении расхода через зазор способен привести к росту загромождения межлопаточного канала, изменению режима течения и развитию нестационарных явлений. Данное предположение подтверждается анализом устойчивости расчета. Из рис. 4 видно, что уровень среднеквадратических невязок при расчете с массовым расходом воздуха через зазор 0,30 % возрастает по сравнению с моделью без осевого зазора. При этом расчетному модулю требуется больше итераций для достижения уровня невязок 10⁻⁵.

Заключение

Цель работы – анализ влияния перетечек через осевой зазор на локальные параметры работы ступени осевого компрессора и оценка необходимости моделирования данного подвода воздуха при решении практических инженерных задач. В целом, результаты работы хорошо соотносятся с результатами, полученными другими исследователями не только при рассмотрении ступени NASA Stage 37 [5, 8], но и для многоступенчатых машин [4]. В частности, по результатам работы могут быть сделаны следующие выводы:

1. Учет перетечки через осевой зазор перед ротором привел к изменению параметров работы ступени. Распределение локальных параметров потока позволило установить, что наличие подвода воздуха приводит к изменению структуры течения по всей высоте канала за рабочим колесом и уменьшению степени повышения давления в среднем на 1,28 %, отношения температур – на 0,57 % при массовом расходе через зазор 0,30 %.

2. Связать подобный эффект допустимо с ростом загромождения межлопаточного канала, вызванного развитием течения из зазора в радиальном направлении. Можно предположить, что дальнейшее увеличение массового расхода через осевой зазор приведет к еще большему загромождению канала и, как следствие, к развитию нестационарных явлений. При проведении численных исследований косвенным признаком такого эффекта может выступать ухудшение сходимости расчета.

Применение CFD, в частности RANS-методов, при анализе течения в осевых компрессорах хотя и накладывает ряд ограничений, но позволяет с достаточной точностью моде-

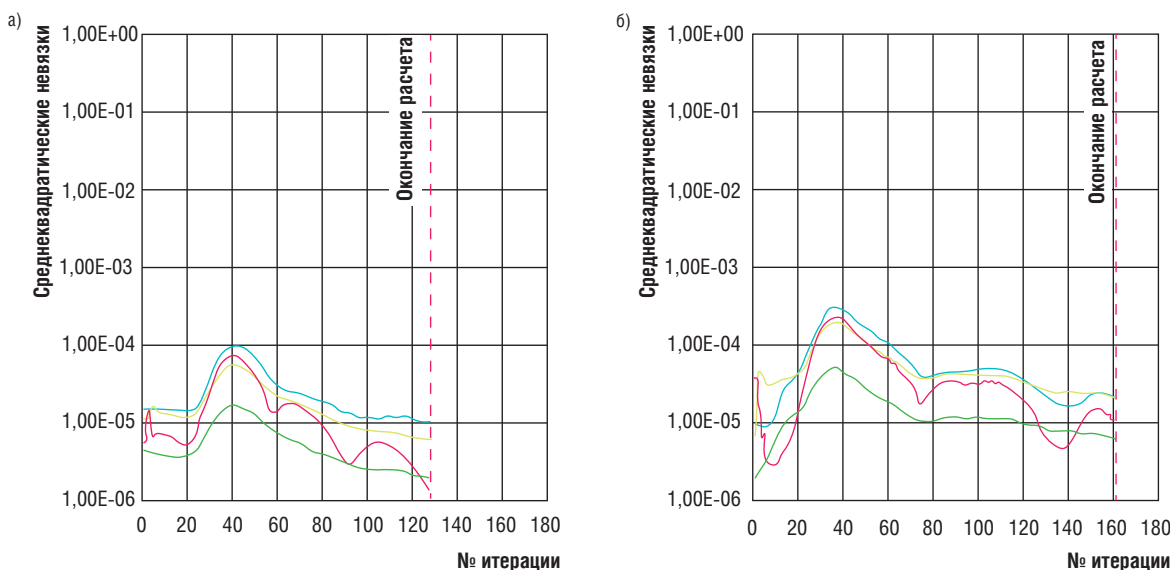


Рис. 4. Сравнение графиков сходимости расчета: а) без учета подвода воздуха; б) при наличии подвода воздуха 0,30 %

лизовать физические явления в их проточной части. Таким образом, учет различных конструктивных особенностей осевых компрессоров при моделировании течения в их проточной части позволяет повысить точность результатов, однако неизбежное усложнение модели приводит к увеличению времени проведения расчетов и ухудшению сходимости. В таком случае важное значение приобретает специфика решаемой задачи, в соответствии с которой будут выбраны определенные допущения модели. **D**

Список литературы

1. Комаров О.В. Опыт разработки и реализации мер по аэродинамическому совершенствованию осевого компрессора стационарной ГТУ / О.В. Комаров, В.А. Седунин, В.Л. Блинов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2014. – № 5-6. – С. 101-111.
2. Блинов В.Л. Верификация расчётной модели трансзвуковой ступени для решения задач учёта влияния эрозионного износа на работу осевого компрессора / В.Л. Блинов, И.С. Зубков // Вестник Самарского университета. Аэрокосмическая техника, технологии и машиностроение. – 2023. – Т. 22. – № 1. – С. 51-62.
3. Reynolds O. On the dynamical theory of incompressible viscous fluids and the determination of the criterion / O. Reynolds // *Philosophical Transactions of the Royal Society*. – 1895. – pp. 123-164.
4. Belamri T. CFD analysis of a 15-stage axial compressor. Part I: methods / T. Belamri, P. Galpin, A. Braune, C. Cornelius // *Proceedings of the ASME Turbo Expo*. – 2005. – GT2005-68261.
5. Denton J.D. Lessons from rotor 37 / J.D. Denton [et al.] // *Journal of Thermal Science*. – 1997. – № 6(1). – 13 p.
6. Cumpsty N.A. Some lessons learned / N.A. Cumpsty // *Journal of Turbomachinery*. – 2010. – № 132. – 041018-1.
7. Reid L. Design and overall performance of four highly loaded, high-speed inlet stages for an advanced high-pressure-ratio core compressor / L. Reid, R.D. Moore. – Lewis Research Center, 1978. – 132 p.
8. Shabbir A. The effect of hub leakage flow on two high speed axial flow compressor rotors / A. Shabbir, M.L. Celestina, J.J. Adamczyk, A.J. Strazisar // *ASME Paper № 97-GT-346*. – 1997. – 14 p.

Поставлены новые ГПА для газопровода «Сила Сибири».

Компания «ОДК Инжиниринг» поставила четыре агрегата ГПА-16 для ООО «Газпром комплектация». Оборудование предназначено для увеличения пропускной способности участка газопровода Ковыкта – Чайнда в Иркутской области.

Агрегаты ГПА-16 изготовлены предприятием «ОДК-Газовые турбины» центробежные компрессоры ЦБК405-1,35/101-5300/16С – Невским заводом («Газпром энергохолдинг индустриальные активы»). Ввод ГПА планируется в текущем году.

Конструкция ЦБК и примененные технические решения обеспечивают эффективную работу станции в экстремальных природных условиях Крайнего Севера. Эксплуатироваться центробежные компрессоры будут компанией «Газпром добыча Иркутск».

Унификация корпуса, а также элементов и узлов сменной проточной части центробежных компрессоров производства Невского завода позволяет применять их с различными видами газотурбинных установок. Особенностью конструкции сменных проточных частей компрессоров является наличие системы сухих газодинамических уплотнений (СГУ), что исключает возможность попадания масла в технологический газ. Применение СГУ позволяет надежно герметизировать проточную часть компрессора, а это, в свою очередь, повышает надежность всей конструкции и эффективность эксплуатации газоперекачивающего агрегата.

Оборудование будет работать на участке Ковыкта – Чайнда в составе компрессорной станции КС-2к, которая входит в состав трассы в районе Ковыктинского ГКМ, расположенного в горно-таежной местности – на Лено-Ангарском плато. Газ будет поступать по газопроводу в магистраль «Сила Сибири».

Газоперекачивающие агрегаты имеют контейнерное исполнение. Они созданы на базе газотурбинных двигателей ПС-90ГП2 производства АО «ОДК-Пермские моторы» (разработка «ОДК-Авиадвигатель»). ГПА соответствуют действующим нормативным документам РФ и ПАО «Газпром».

Ковыктинское месторождение является крупнейшим по запасам газа на Востоке России, поставленное оборудование обеспечивает подачу добываемых ресурсов в магистральный газопровод «Сила Сибири».



На Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 приступили к монтажу газотурбинных установок.

На ТЭЦ-1 (Сахалинэнерго) ведется монтаж двух ГТУ общей мощностью 50 МВт. Это повысит надежность энергоснабжения изолированной энергосистемы острова.

Газотурбинные установки ЭГЭС-25ПА мощностью по 25 МВт изготовлены «ОДК-Авиадвигатель». ГТЭС поставлены в блочном исполнении, что позволит выполнить монтаж в максимально сжатые сроки. Все работы планируется завершить до конца 2024 года.

Два комплекта оборудования для ЭГЭС-25ПА изготовила компания «ИНГК». В состав каждого комплекта входит блок двигателя, вентиляции и воздухоочистки.

Энергоблоки будут эксплуатироваться на открытой площадке, производимая электроэнергия предназначена для покрытия пиковых нагрузок в энергосистеме Сахалина. Топливо – природный газ.

ТЭЦ-1 – крупнейшая электростанция Сахалинской области, ее мощность составляет 455 МВт. Ввод новых ГТУ увеличит резерв высокоманевренной мощности энергосистемы региона.

ГПЭС для предприятия по выращиванию пресноводных рыб построена в Ленинградской области.

В Гатчинском районе выполнены пусконаладочные работы на мини-ТЭС. Установка мощностью 200 кВт на базе двигателя 6M21G4N0/5 (Baudouin Moteurs) и генератора Evotec изготовлена ООО «Газовые машины». Электростанция в открытом исполнении установлена в производственном помещении. Тепловая энергия будет использоваться в технологическом процессе.

Заказчик мини-ТЭС – сельскохозяйственное предприятие «ЕвроЭко».

В Ташкенте построят газопоршневые ТЭС.

ГПУ-ТЭС электрической мощностью 4,6 МВт будут обеспечивать энергией многоквартирные дома, школы, детсады и медицинские учреждения в Иштыханском районе Самаркандской области и Чиланзарском районе г. Ташкента. На станциях планируется использовать энергоблоки TCG 3020 V20 мощностью по 2,3 МВт производства MWM GmbH. Работы проводятся в рамках модернизации котельных и перевода их в мини-ТЭС.

Для строительства когенерационных электростанций между АО «Тепловые электрические станции», Iteknoloji Muhendislik ve Ticaret (Турция) и компанией Imagro (Италия) заключен контракт на поставку под ключ 11 установок TCG 2032B V16 для коммунальных котельных. Реализацию проекта в пяти районах Ташкента будет осуществлять турецкая компания, а в шести – итальянская Imagro.

Gas engine thermal power plants to be built in Tashkent.

CHP stations with an electric capacity of 4.6 MW will provide energy to apartment buildings, schools, kindergartens and medical institutions in the Ishtykhansky district of the Samarkand region and the Chilanazar district of Tashkent.

ООО «ТурбоСервис Рус» выполнило инспекцию газовых турбин на Первомайской ТЭЦ.

Предприятие «ТурбоСервис Рус» (ранее «Зульцер Турбо Сервисес Рус») совместно с ООО «ГЭХ Сервис газовых турбин» завершило инспекцию горячего тракта двух газовых турбин V64.3A на Первомайской ТЭЦ в С.-Петербурге.

Объем работ включал в себя проведение восстановительного ремонта рабочих и направляющих лопаток 1- и 2-й ступеней турбины, теплозащитных экранов и горелочных устройств на производственной площадке предприятия в Екатеринбурге. На ТЭЦ специалисты компании заменили элементы проточной части и горелочных устройств, проверили работу элементов КИПиА, провели дефектацию узлов ГТУ.

При восстановительном ремонте использовались расходные материалы российского производства.

В ходе инспекции было проведено вскрытие компрессора, выполнена выемка направляющего аппарата компрессора на каждом газотурбинном двигателе, заменены несколько ступеней лопаток. Работы были завершены в согласованные сроки.



Применение многочастотных резонаторов для подавления автоколебаний в малоэмиссионных камерах сгорания

А. С. Кайдаш¹ – заместитель начальника департамента, A.Kaydash@adm.gazprom.ru
В. А. Середенок¹, к.т.н. – начальник управления, V.Seredenok@adm.gazprom.ru
В. В. Зюзьков¹, к.т.н. – начальник отдела, V.Zyuzkov@adm.gazprom.ru
И. В. Назаров¹ – начальник отдела, I.Nazarov@adm.gazprom.ru
Д. В. Скиба², к.т.н. – заместитель генерального директора по науке, d.skiba@teplophysics.ru
Т. С. Харисов² – аспирант, ведущий инженер по техн. развитию, kharisov_ts@mail.ru
А. Ю. Култышев³, д.т.н. – заместитель генерального директора – технический директор, al.kultyshhev@gehia.ru

¹ПАО «Газпром»

²ООО «НПФ «Теплофизика»

³ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы»

Ключевые слова:

малоэмиссионная камера сгорания, виброгорение, коэффициент отражения, акустическая проводимость, пассивное подавление колебаний

Аннотация

Представлено новое техническое решение по подавлению неустойчивости горения в камерах сгорания с обедненной предварительной смесью и низким уровнем выбросов NO_x , а также методика расчета для проектирования такой системы. Предложенная схема позволяет уменьшить объем и площадь глушителей, прилегающую к зоне горения камеры сгорания. Это достигается за счет ряда глушителей, имеющих общее соединение с зоной

горения. В отличие от жидкотопливных ракетных систем, в данной работе учтены низкое акустическое сопротивление форсунок (горелок топливно-воздушной смеси) и трехмерная геометрия системы глушителей.

Достигнута хорошая согласованность результатов расчета и измерений на акустическом стенде. Результаты экспериментов с горением показывают, что эта конструкция может уменьшить колебания давления до 6 раз.

Application of multi-frequency resonators to suppress selfoscillations in low-emission combustion chambers

A. S. Kaydash¹ – Deputy Head of Department, A.Kaydash@adm.gazprom.ru
V. A. Seredenok¹, PhD in Engineering – Head of Directorate, V.Seredenok@adm.gazprom.ru
V. V. Zyuzkov¹, PhD in Engineering – Head of Section, V.Zyuzkov@adm.gazprom.ru
I. V. Nazarov¹ – Head of Section, I.Nazarov@adm.gazprom.ru,
D.V. Skiba², PhD in Engineering – Deputy Director General for Science, d.skiba@teplophysics.ru
T. S. Kharisov² – Postgraduate, Lead Technical Development Engineer, kharisov_ts@mail.ru
A. Yu. Kultyshhev³, Doctor of Engineering Science – Deputy General Director – Technical Director, al.kultyshhev@gehia.ru

¹Gazprom PJSC

²Teplophysics Scientific-Production Company LLC

³Gazprom energoholding industrial assets LLC

Key words:

low-emission combustion chamber, vibration combustion, reflection coefficient, acoustic conductivity, passive vibration suppression

Abstract

There are presented a novel technical solution to suppress combustion instability in lean premixed low NO_x emission combustion chambers and a calculation methodic to design such system. Presented scheme allows decreasing attenuators' volume and area which connects with burning zone of combustor. Such result is achieved by means of attenuators row which has common connection with combustion zone. In contrary with

liquid fuel rocket systems in this work the low acoustic impedance of swizzles (fuel air mixture burners) and 3D-geometry of attenuators system are taken into account.

The comparison of calculation results with measurements in acoustic stand shows good agreement. Experimental results with combustion show what this design could decrease pressure oscillation by up to 6 times.

Использование резонаторов для подавления акустических колебаний имеет давнюю историю. Впервые математическую модель резонатора разработал Гельмгольц в 1860 году, впоследствии эта модель была доработана Релеем. Сначала эти устройства применялись для улучшения акустики храмов и концертных залов, но с начала 1950-х годов они стали успешно применяться в воздушно-реактивных двигателях и, главным образом, в форсажных камерах реактивных газотурбинных двигателей. В дальнейшем данные системы применялись для подавления автоколебаний в жидкостных ракетных двигателях.

С начала 2000-х годов НПФ «Теплофизика» применяет четвертьволновые трубки для подавления автоколебаний в малоэмиссионных камерах сгорания. Кроме того, известно, что фирмы General Electric [1], Siemens [2] и другие применяют резонаторы Гельмгольца для подавления автоколебаний в камерах сгорания технологии DLE (низких выбросов).

Теоретические исследования резонаторов Гельмгольца в первые годы развития были связаны с моделью объема и моделью трубы. В этих работах потери акустической энергии в трубе моделировались по одномерной модели развитого акустического пограничного слоя, а потерями акустической энергии в объеме пренебрегали. В работе [3] было показано, что для оптимального подавления пульсаций давления необходимо обеспечивать приведенное акустическое активное сопротивление резонатора Гельмгольца близким к единице. Именно такое сопротивление позволяет добиться полного поглощения волн давления внутри резонатора. Данное соотношение было выведено для камер сгорания жидкостных реактивных двигателей, в которых акустическая проводимость форсунок подачи топлива и окислителя пренебрежимо мала по сравнению с акустической проводимостью резонаторов.

Кроме резонаторов Гельмгольца для подавления автоколебаний можно использовать перфорированные стенки и четвертьволновые трубки. Преимуществом перфорированных стенок является легкость их интеграции с системой охлаждения фронтальной доски камеры сгорания, а недостатком – то, что такая система подавления автоколебаний применима для частот порядка нескольких тысяч герц. Использование четвертьволновых трубок позволяет с помощью одного резонатора подавлять несколько кратных частот, которые соотносятся как 1:3:5:7..., однако акустические характеристики малоэмиссионных камер сгорания таковы, что возбуждаемые в них

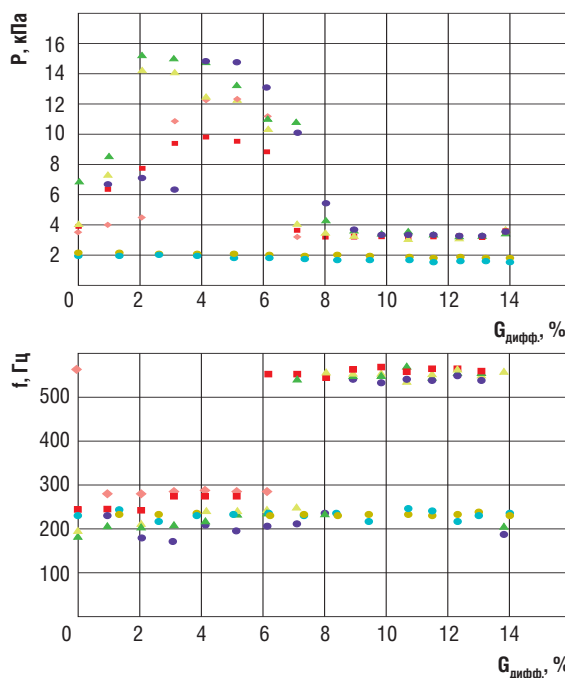


Рис. 1. Амплитуда и частота колебаний в камере сгорания в зависимости от доли расхода диффузионного топлива и среднemasсовой температуры в первичной зоне (температуры пламени $T_{\text{пламени}}$)

С одночастотным резонатором

- ◆ $T_{\text{пламени}}=1720$
- $T_{\text{пламени}}=1650$
- ▲ $T_{\text{пламени}}=1600$
- ▲ $T_{\text{пламени}}=1550$
- $T_{\text{пламени}}=1500$

С двухчастотным резонатором

- $T_{\text{пламени}}=1600$
- $T_{\text{пламени}}=1570$

продольные частоты относятся как 1:2:4... Кроме того, в них возникают частоты, которые связаны с частотой резонатора Гельмгольца, составленного из горелочного устройства и жаровой трубы. При взаимодействии данного резонатора с полостью подвода воздуха в камеру сгорания эта частота расщепляется на две низкочастотные моды колебаний, для подавления которых с помощью четвертьволновых трубок требуется существенно больший габаритный размер.

Для подавления этих двух мод колебания, как правило, используются два обычных резонатора Гельмгольца, однако ограниченная площадь фронтальной доски и необходимость ее охлаждения усложняют установку двух резонаторов. Предметом данной статьи является исследование резонатора, состоящего из двух взаимодействующих резонаторов, а также то, как система подвода воздуха акустически взаимодействует с камерой сгорания.

Практический пример

В ходе испытаний малоэмиссионной камеры сгорания с резонатором Гельмгольца, настроенным на 600 Гц, было установлено, что в данной камере сгорания происходит возбуждение низкочастотных автоколебаний при работе горелочного устройства на режимах с малой подачей диффузионного топлива. Данные результаты представлены на рис. 1.

Для уменьшения амплитуды низкочастотных пульсаций давления был разработан резонатор с поглощением на двух частотах. На этот способ подавления автоколебаний на двух частотах при использовании одного канала, связанного с объемом камеры сгора-

Рис. 2.

Расчетная схема для проекторочного определения потерь акустической энергии по длине резонатора.

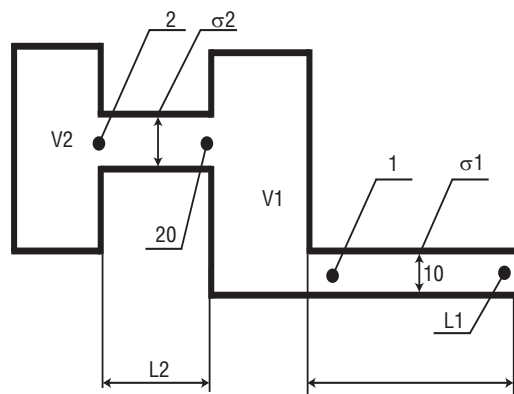
Нумерация сечений:

2 - на входе во второй объем;

20 - на входе во второй канал;

1 - на входе в первый объем;

10 - на входе в первый канал



ния, был получен патент Российской Федерации [4].

Методы расчета данной системы подавления автоколебаний отличаются от общепринятых методов расчета резонаторов Гельмгольца, рассчитанных на одну частоту колебаний и описанных в работе [5], где рассматривается методика расчета двухчастотного резонатора Гельмгольца (результаты его применения также показаны на рис. 1). Применение данного двухчастотного резонатора позволило снизить амплитуду колебаний до 6 раз.

Упрощенная методика подбора параметров двухчастотного резонатора Гельмгольца

Условие неотражения волн давления

Главной задачей проектирования резонатора является подавление волн давления, падающих на фронтальную доску камеры сгорания, для определенного набора частот. В данном случае рассматриваются продольные волны давления в камере сгорания можно разложить на три волны. Две из них движутся в противоположных направлениях со скоростью звука и их амплитуды называется инвариантами Римана, третья, движущаяся со скоростью потока, называется волной энтропии. В упрощенной методике волной энтропии пренебрегается. Тогда инварианты Римана J_+ , J_- выражаются через значения пульсационного давления и скорости по формулам:

$$\begin{aligned} J_+ &= p' + \rho a u' \\ J_- &= p' - \rho a u' \end{aligned} \quad (1)$$

где p' – пульсационное давление; u' – пульсационная скорость.

Положительным направлением оси координат выберем направление из жаровой трубы к фронтальной доске камеры сгорания. Падающая волна в данном случае J_+ , а отраженная от фронтальной доски J_- . Требование неотраже-

ния волн давления на данной частоте от фронтальной доски означает, что отраженная волна равна $J_- = 0$, следовательно, $p' - \rho a u' = 0$. Допустим, что на фронтальной доске расположен только резонатор и пусть его импеданс $Z = \frac{p'}{u'}$, где u'_1 – скорость на выходе из резонатора. Исходя из закона сохранения объемного расхода $u'_1 F_{рез} = u' F_{ж.т.}$, где $F_{рез}$ – площадь сечения на выходе из резонатора; $F_{ж.т.}$ – площадь сечения жаровой трубы. Условие неотражения тогда будет иметь вид

$$p' - \rho a \frac{p' F_{рез}}{Z F_{ж.т.}} = 0, \quad (2)$$

или, при сокращении пульсационного давления

$$\frac{Z F_{ж.т.}}{\rho a F_{рез}} = 1. \quad (3)$$

Величина $\bar{Z} = \frac{Z F_{ж.т.}}{\rho a F_{рез}}$ носит название «приведенный импеданс резонатора», и данное условие полного отражения было изложено в работе [3].

В том случае, когда горелочное устройство на фронтальной доске камеры сгорания само может проводить волны давления, оптимальным для подбора характеристик резонатора является использование комплексной проводимости, а не импеданса.

Допустим, у горелочного устройства и резонатора известны комплексные проводимости $Y_{гор.}$ и $Y_{рез.}$ соответственно. Тогда закон сохранения объемного расхода будет иметь вид

$$u' F_{ж.т.} = p' Y_{рез.} F_{рез.} + p' Y_{гор.} F_{гор.}, \quad (4)$$

где $F_{гор.}$ – площадь выходного сечения горелки.

Условие на акустическую проводимость резонатора тогда будет иметь вид

$$Y_{рез.} = \frac{1}{F_{рез.}} \left(\frac{F_{ж.т.}}{\rho a} - Y_{гор.} F_{гор.} \right) \quad (5)$$

Формула расчета резонанса двухчастотного резонатора Гельмгольца

При моделировании резонаторов сосредоточенными элементами акустическая проводимость резонатора без учета потерь по длине тракта выражается формулой:

$$\rho a Y_{рез.} = - \frac{ia}{\omega L_1} \left(1 - \frac{1}{1 - \omega^2 \left(\frac{1}{\omega_{x1}^2} + \frac{\sigma_2 L_1}{\sigma_1 L_2} \cdot \frac{1}{(\omega_{x2}^2 - \omega^2)} \right)} \right), \quad (6)$$

где ω – круговая частота пульсаций давления; ω_{x1} , ω_{x2} – собственные круговые частоты первого и второго резонатора Гельмгольца по отдельности; L_1 , L_2 – длина их каналов; σ_1 , σ_2 – площадь поперечных сечений каналов.

Если ввести переменную $y = \frac{1}{1 - \text{Re}(\rho a Y_{рез.} \frac{i \omega L_1}{\rho a})}$, то круговые собственные частоты резонатора

в составе камеры сгорания определяются из уравнения

$$\omega_{x1}^2 \cdot \omega_{x2}^2(1-y) - \omega^2 \cdot \left(\omega_{x1}^2(1-y) + \omega_{x2}^2 + \frac{\sigma_2 L_1}{\sigma_1 L_2} \omega_{x1}^2 \right) + \omega^4 = 0. \quad (7)$$

Данное уравнение решается относительно ω_{x1} , ω_{x2} считая $\frac{\sigma_2 L_1}{\sigma_1 L_2}$ заданным.

Согласно теореме Виета, пусть ω_1 , ω_2 две частоты, для которых необходимо обеспечить резонанс, тогда ω_{x1} , ω_{x2} можно определить из уравнения

$$\theta^2 - (\omega_1^2 + \omega_2^2)\theta + \omega_1^2 \cdot \omega_2^2 \left(1 + \frac{\sigma_2 L_1}{\sigma_1 L_2(1-y)} \right) = 0, \quad (8)$$

$$\omega_{x1} = \sqrt{\frac{\theta_1}{(1-y) + \frac{\sigma_2 L_1}{\sigma_1 L_2}}},$$

$$\omega_{x2} = \sqrt{\theta_2},$$

где θ_1 , θ_2 – корни данного уравнения. При этом возможны два набора решений, потому что в качестве θ_1 можно брать любой корень данного уравнения.

Определение действительной составляющей акустической проводимости

Для определения действительной части акустической проводимости необходимо оценить потери акустической энергии от теплопроводности и вязкости на стенках резонатора. Расчетная схема представлена на рис. 2.

В данном случае можно считать, что акустические пограничные слои достаточно тонкие для моделирования их профилей линейными зависимостями. Расчет потерь акустической энергии проводился согласно результатам работ [6, 7]. Для потерь энергии при распространении волны Римана J_+ вдоль канала была получена формула

$$\frac{dJ_+}{dx} = -\frac{J_+}{a} \left(\frac{1}{\delta} \sqrt{\frac{2\omega\mu}{\rho}} \left(1 + \frac{k-1}{\sqrt{Pr}} \right) (1+i) + i\omega \right), \quad (9)$$

где μ – динамическая вязкость; ρ – плотность; a – скорость звука; Pr – число Прандтля; k – показатель адиабаты; δ – гидравлический диаметр канала. Аналогичное уравнение получается для распространения другого инварианта Римана.

В случае большого объема, в котором можно пренебречь течением газа, уравнение для затекания в объем имеет вид

$$\rho u'_2 \sigma_2 = \frac{i\omega p'_2 V_2}{a^2} + \rho(1+i) \frac{k-1}{k} \frac{p'_2}{p_0} \sqrt{\frac{\omega\mu}{2Pr \cdot \rho}} A_2, \quad (10)$$

где V_2 – объем резервуара; A_2 – площадь резервуара; σ_2 – поперечная площадь сечения канала.

Записывая пульсационные скорость и давление через инварианты Римана, можно получить значения скачка инварианта на большом объеме. Начинать расчет системы на потери необходимо со второго резонатора. Задаемся

единичным значением инварианта Римана на входе во второй канал J_{+20} , определяем его потери по длине канала:

$$J_{+2} = J_{+20} \exp \left(-\frac{L_2}{a} \left(\frac{1}{\delta_2} \sqrt{\frac{2\omega\mu}{\rho}} \left(1 + \frac{k-1}{\sqrt{Pr}} \right) (1+i) + i\omega \right) \right). \quad (11)$$

Определяем значение второго инварианта Римана из уравнения:

$$J_{-2} = \frac{(1-K)}{(1+K)} J_{+2},$$

$$K = \frac{1}{a\sigma_2} \left(i\omega V_2 + (1+i)(k-1) \sqrt{\frac{\omega\mu}{2Pr \cdot \rho}} A_2 \right) \quad (12)$$

и определяем потери в инварианте Римана в обратном направлении:

$$J_{-20} = J_{-2} \exp \left(-\frac{L_2}{a} \left(\frac{1}{\delta_2} \sqrt{\frac{2\omega\mu}{\rho}} \left(1 + \frac{k-1}{\sqrt{Pr}} \right) (1+i) + i\omega \right) \right). \quad (13)$$

Определение потерь в первом объеме осуществляется на основе решения системы уравнений относительно J_{+1} и J_{-1} :

$$\rho u'_1 \sigma_1 = \frac{i\omega p'_1 V_1}{a^2} + \rho(1+i) \frac{k-1}{k} \frac{p'_1}{p_0} \sqrt{\frac{\omega\mu}{2Pr \cdot \rho}} A_1 + \frac{J_{+20} - J_{-20} \sigma_2}{2a} \sigma_2$$

$$\rho u'_1 = \frac{J_{+1} - J_{-1}}{2a}, \quad (14)$$

$$p'_1 = \frac{J_{+20} + J_{-20}}{2} = \frac{J_{+1} + J_{-1}}{2}.$$

После определения инвариантов J_{+1} , J_{-1} на срезе объема рассчитываются их значения на входе в резонатор:

$$J_{-10} = J_{-1} \exp \left(-\frac{L_1}{a} \left(\frac{1}{\delta_1} \sqrt{\frac{2\omega\mu}{\rho}} \left(1 + \frac{k-1}{\sqrt{Pr}} \right) (1+i) + i\omega \right) \right),$$

$$J_{+10} = J_{+1} \exp \left(\frac{L_1}{a} \left(\frac{1}{\delta_1} \sqrt{\frac{2\omega\mu}{\rho}} \left(1 + \frac{k-1}{\sqrt{Pr}} \right) (1+i) + i\omega \right) \right). \quad (15)$$

После чего определяем действительную часть акустической проводимости:

$$\rho a Y_{\text{пер.}} = \frac{J_{+10} - J_{-10}}{J_{+10} + J_{-10}}. \quad (16)$$

На рис. 3 представлен энергетический баланс в случае отсутствия резонанса на частоте 415 Гц и в случае наличия резонанса

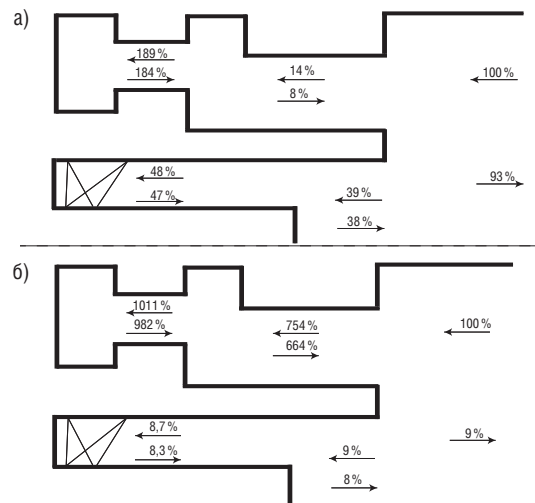


Рис. 3. Баланс акустической энергии в камере сгорания с установленным двухчастотным резонатором: а) при частоте 415 Гц и отсутствии резонанса; б) при частоте 230 Гц и наличии резонанса

Рис. 4.

Конечно-элементная сетка для расчетно-аналитического исследования резонатора:
а) сечение;
б) общий вид

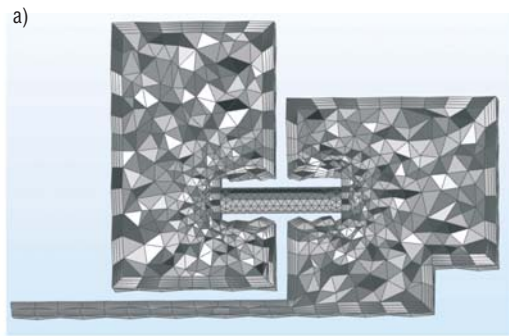
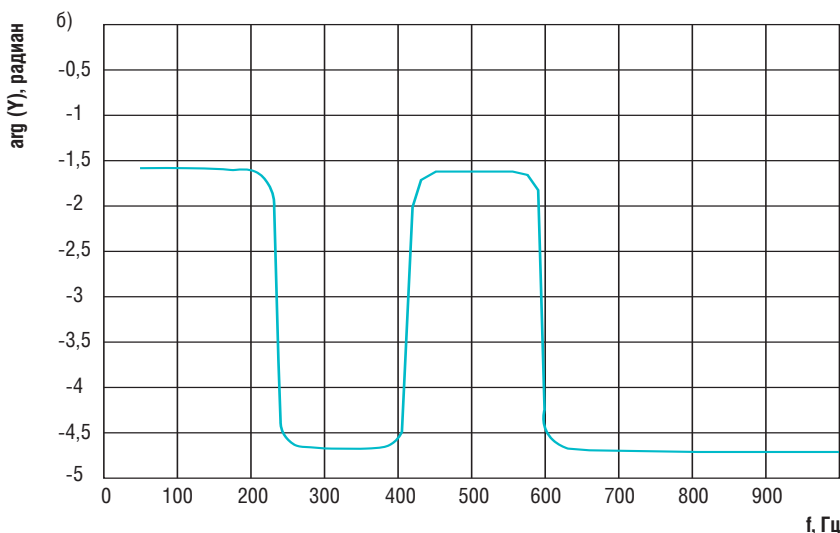
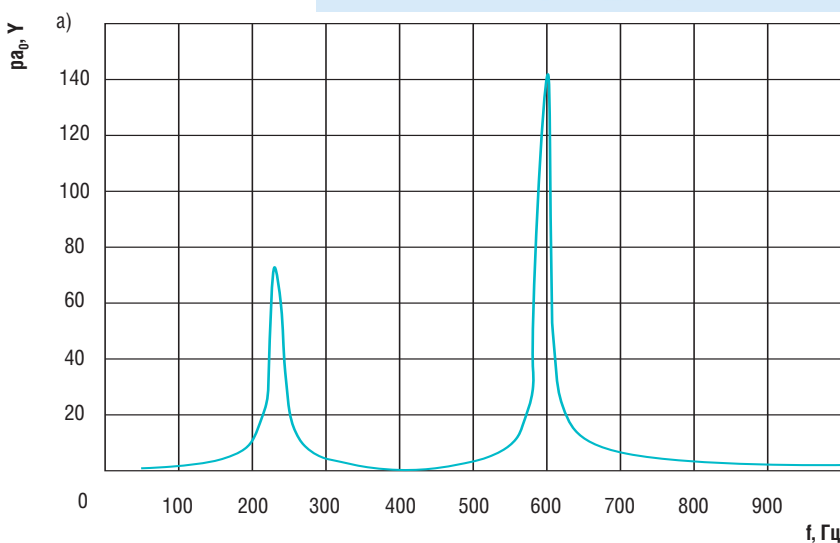


Рис. 5.

Модуль (а) и фаза (б) акустической проводимости Y



нанса для частоты 230 Гц, на рисунке наглядно показано, что относительные потери в резонаторе не так важны, как степень его согласованности с горелочным устройством по импедансу.

Действительно, в случае отсутствия резонанса коэффициент отражения внутри резонатора составляет 57 %, а при наличии резонанса 88 %. Однако при этом индуцированная внутри резонатора энергия на порядок больше энергии падающей волны, что обеспечивает низкий коэффициент отражения у резонатора, работающего совместно с горелочным устройством и фронтальной доской.

Расчет течения в резонаторе на основе трехмерного уравнения линейной акустики

Математическая модель расчета

Для проверки результатов расчета течения внутри акустического резонатора с помощью одномерной модели был проведен расчет течения на основе линейных уравнений Стокса в виде [8]:

$$\frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + \frac{1}{\rho} \nabla p' = \nu \nabla^2 \vec{v},$$

$$\frac{\partial \rho'}{\partial t} = -\rho \nabla \vec{v}, \quad (17)$$

$$\rho c_p \frac{\partial T'}{\partial t} - \frac{\partial p'}{\partial t} = \nabla (\lambda \nabla T'),$$

где p' – пульсационная составляющая давления; ρ – средняя плотность; \vec{v} – пульсационная скорость; c_p – теплоемкость при постоянном давлении; ρ' – пульсационная плотность; ν – кинематическая вязкость; λ – коэффициент теплопроводности.

Для расчета использовались уравнения Стокса, преобразованные из временного в частотный диапазон при воздействии на резонатор переменного одночастотного возбуждения. При этом переменные были обезразмерены следующим образом: $p_1 = p'/p$; $T_1 = T'/T$; $a_0 = \sqrt{kRT}$; $\vec{v}_1 = \vec{v}'/a_0$; k – показатель адиабаты; a_0 – скорость звука при отсутствии колебаний. Производная плотности может быть представлена в виде:

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{1}{p} \frac{\partial p'}{\partial t} - \frac{1}{T} \frac{\partial T'}{\partial t}.$$

Окончательная система уравнений имеет вид:

$$i\omega \vec{v}_1 + \frac{a_0}{k} \nabla p_1 = \nabla (\nu \nabla \vec{v}_1),$$

$$i\omega (p_1 - T_1) = -a_0 \nabla \vec{v}_1, \quad (18)$$

$$i\omega \left(T_1 - \frac{k-1}{k} p_1 \right) = \nabla (\chi \nabla T_1),$$

где i – мнимая единица; ω – частота колебаний; χ – коэффициент температуропроводности.

Граничные условия для резонатора: на твердых стенках условия прилипания к стенке:

$$(\nabla p_1)_n = 0, \vec{v}_1 = 0. \quad (19)$$

На выходной границе, сообщающейся с камерой сгорания, задается фиксированное давление, свободные граничные условия для скорости и плотности:

$$(p_1)_n = 1, (\nabla \vec{v}_1)_n = 0, (\nabla \rho)_n = 0. \quad (20)$$

Данные уравнения решались на сетке, представленной на рис. 4, при изменении частоты колебаний в диапазоне $f = \frac{\omega}{2\pi} = 50..1000$ Гц.

Результаты расчета резонатора методом конечных элементов

В ходе расчетов выбирались длина и площадь резонаторов для обеспечения собственных частот колебаний, соответственно, 250 Гц и 600 Гц. На рис. 5 представлена зависимость модуля и фазы акустической проводимости от частоты колебаний. В модели данная зависимость определялась по формуле

$$\frac{1}{S} \int_S (k \vec{v}_1) \cdot d\vec{S}_n = \frac{k \vec{v} p}{a_0 p'} = \frac{k \vec{v} \rho a_0^2}{a_0 k p'} = \rho a_0 Y_{рез}. \quad (21)$$

Если рассматривать собственные частоты в камере сгорания, рассчитанные по уравнению:

$$\nabla(a_0^2 \nabla p_1) = -\omega^2 p_1, \quad (22)$$

с граничными условиями на твердых стенках:

$$(\nabla p_1)_n = 0. \quad (23)$$

с граничным условием на выходе из резонатора:

$$(p_1)_n = 0. \quad (24)$$

Результаты расчетов на рис. 6, показывают, что первые два собственных значения резонатора соответствуют максимумам модуля импеданса, представленным на рис. 5. Распределения давления при возбуждении колебаниями в камере сгорания соответствуют распределениям давления по расчету собственных частот для продольных колебаний в резонаторе, в то время как однородные по радиусу и окружности высокочастотные колебания в камере сгорания не могут возбудить радиальные и окружные собственные моды резонатора. Однако в случае возбуждения в камере сгорания окружных и радиальных мод, данный резонатор Гельмгольца может использоваться для их подавления. (Обсуждение этого вопроса не является предметом данной статьи.)

Расчет полной картины взаимодействия горелочного устройства, резонатора и камеры сгорания на базе метода конечных элементов требует очень больших вычислительных ресурсов, в связи с чем была разработана упрощенная модель такого взаимодействия в одномерной постановке согласно методике в работе [9]. Волны давления моделируются инвариантами Римана J_+ и J_- , направленными

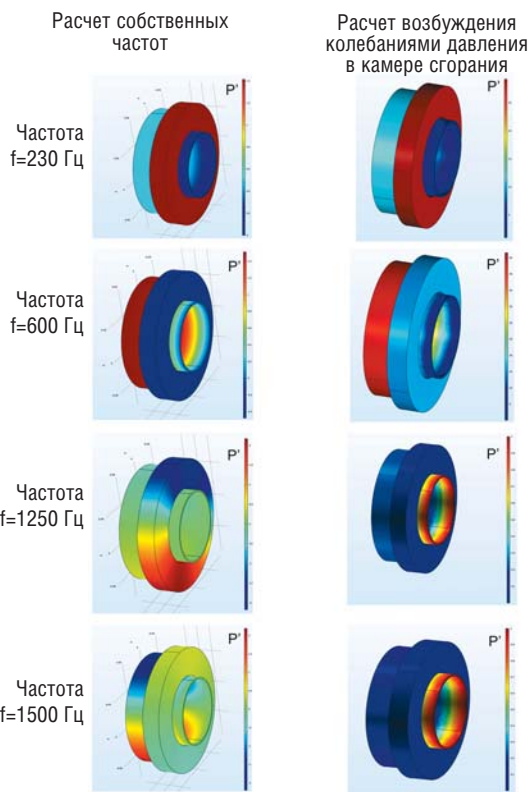


Рис. 6. Сравнение результатов расчета собственных значений частот и расчета при возбуждении резонатора колебаниями в камере сгорания

в сторону соплового аппарата и в сторону подвода воздуха из-за компрессора соответственно. На фронтном устройстве камеры сгорания можно записать соотношения между данными волнами давления исходя из условий сохранения объемного расхода и давления (рис. 7):

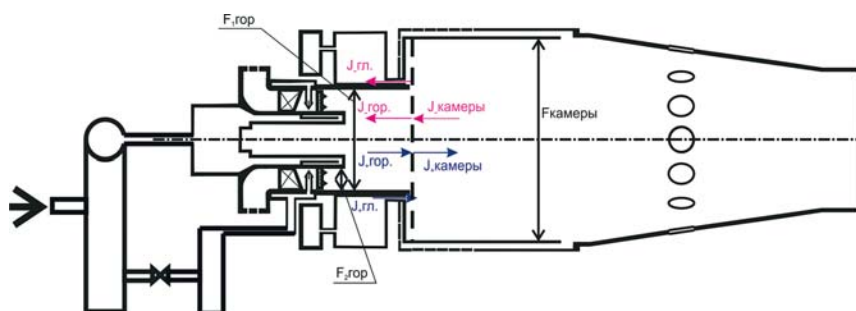
$$(J_{+камеры} - J_{-камеры}) F_{камеры} + (J_{-гор.} - J_{+гор.}) F_{гор.} + (J_{-г.л.} - J_{+г.л.}) F_{г.л.}, \quad (25)$$

$$(J_{+камеры} + J_{-камеры}) = (J_{-гор.} + J_{+гор.}) = (J_{-г.л.} + J_{+г.л.}). \quad (26)$$

Кроме того, в горелке есть два скачка сечения: один – на выходе из горелочного устройства, второй – на хонейкомбе на входе в горелочное устройство. Дальнейшее распространение волн давления после хонейкомба предлагается моделировать в виде бесконечно большого объема.

Результаты расчета коэффициента отражения (рис. 8) показывают, что вблизи 240 Гц и 590 Гц можно получить коэффициент отражения 0,3 и 0,4 соответственно. Это соответствует потерям акустической энергии при

Рис. 7. Расчетная схема для вычисления коэффициента отражения волн давления от фронтной доски



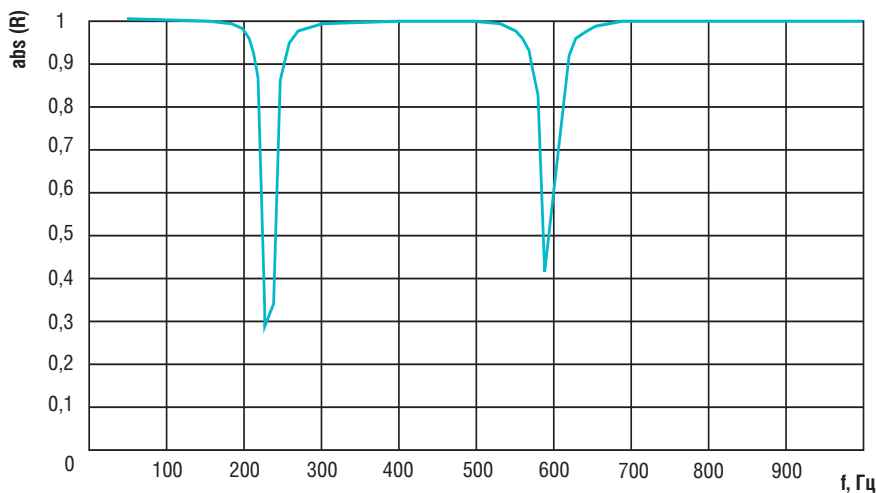


Рис. 8. Результаты расчета коэффициента отражения от фронтального устройства камеры сгорания при установке двухчастотного резонатора

ударе волны давления о фронтное устройство камеры сгорания равным, 91 и 84 %. Проведенные в дальнейшем экспериментальные исследования, представленные на рис. 1, продемонстрировали высокую эффективность применения данного вида подавления акустических колебаний.

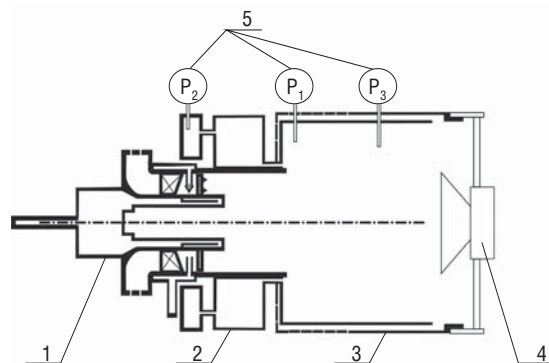
Экспериментальная проверка результатов расчетов

Результаты измерений пульсаций давления в камере сгорания представляют собой только косвенную оценку правильности расчета двухчастотного резонатора для малоэмиссионной камеры сгорания. Для проверки адекватности использованных при проектировании резонатора предположений было проведено измерение передаточных функций данного резонатора при значениях давления и температуры окружающей среды.

Схема экспериментальной установки представлена на рис. 9. Возбуждение колебаний в системе осуществлялось с помощью динамика. Для оценки соответствия результатов расчета по модели с фактическими характеристиками резонатора проводилось измерение двух параметров.

Для оценки акустической энергии, индуцированной в резонаторе, строилась передаточная функция между амплитудой пульсаций давления на фронте жаровой трубы и ампли-

Рис. 9. Схема экспериментальной установки для определения коэффициента отражения и передаточной функции: 1 - горелочное устройство; 2 - резонатор; 3 - жаровая труба; 4 - динамик; 5 - датчики пульсационного давления



тудой пульсаций давления внутри емкости резонатора (между давлениями P_1 и P_2).

Результаты измерения данной передаточной функции (рис. 10) показывают хорошую согласованность между экспериментальными и теоретическими значениями. Плохая согласованность по фазе в области низких амплитуд пульсаций давления может быть связана с потерей точности расчета при сложении большого количества малых значений, однако данное расхождение не влияет на процесс проектирования, в котором необходимо определить коэффициент поглощения резонатора Гельмгольца. Расхождение по частоте максимумов пульсаций давления может быть связано как с погрешностью расчетного кода, так и с неточностью изготовления. При производстве резонаторов Гельмгольца размеры полостей были уточнены, и при проверке жаровых труб, оснащенных резонатором Гельмгольца, проверялись данные акустические характеристики.

Вторым определяемым параметром был коэффициент отражения волн давления от фронтальной доски камеры сгорания. Результаты расчета и измерения данного параметра представлены на рис. 11 – они показывают, что отклонения по первому параметру соответствуют отклонениям по второму. Поэтому было решено использовать для контроля параметров резонатора в ходе проверки характеристик жаровой трубы отношение давления в полости резонатора к давлению на входе в резонатор, как наиболее технологичный способ.

Выводы

Результаты работы показывают, что для подавления пульсаций давления в малоэмиссионных камерах сгорания можно использовать многочастотные резонаторы Гельмгольца, составленные из нескольких последовательных одночастотных резонаторов. Для подбора геометрических размеров данного типа резонаторов можно применять инженерную методику, изложенную в статье. Проверка характеристик резонатора может осуществляться с помощью трехмерного расчета методами линейной акустики.

Разработка данной системы была проведена в 2018 году, в настоящее время прошли опытно-промышленные испытания камеры сгорания ДГ-90 с установленными на ней резонаторами, конструкция которых закреплена патентом Российской Федерации [4]. В настоящее время данный тип конструкции также описан в зарубежной печати, в частности, в работе [10] исследуется этот тип резонатора для

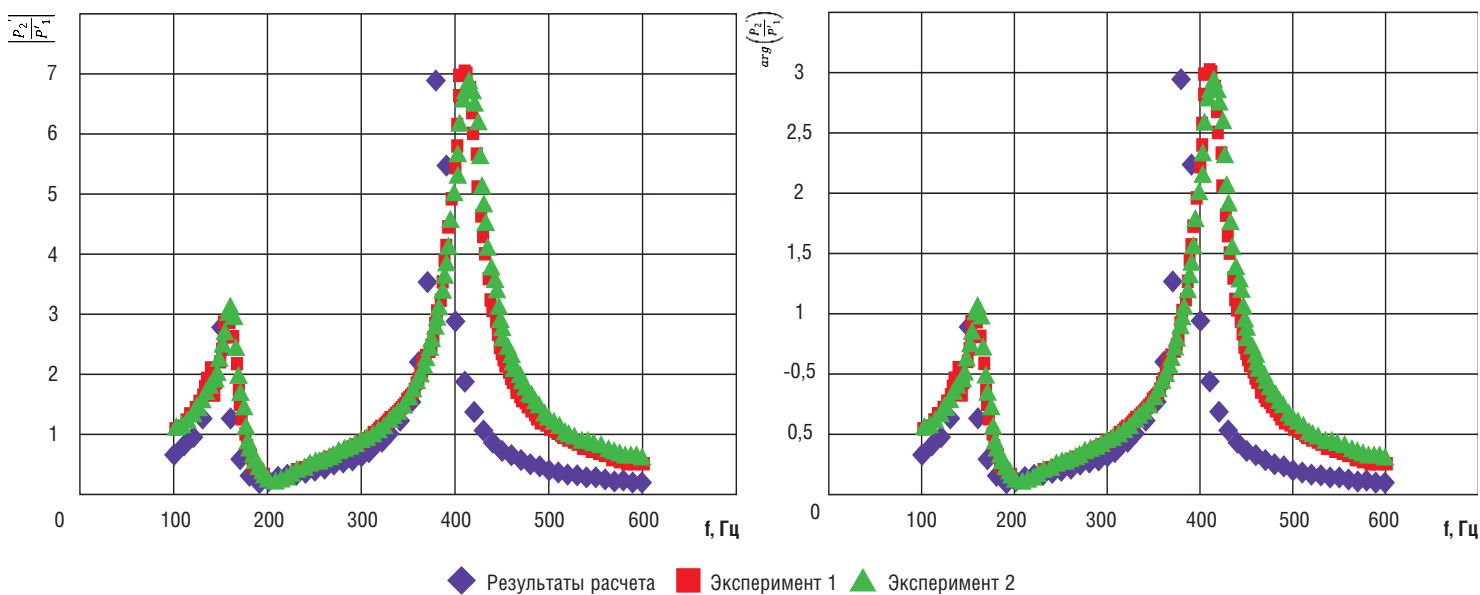


Рис. 10. Результаты измерения передаточной функции между нестационарными давлениями на фронтальной доске и в резонаторе

подавления пульсаций давления в малоэмиссионной камере сгорания. Основным отличием способа применения резонатора в данной статье является использование его на фронтальной доске камеры сгорания. Описана также разработанная инженерная методика подбора характеристик резонатора до проведения многомерных численных расчетов.

Acoustics. – 2019. – № 150. – pp. 14-26.

8. Tijdeman H. On the propagation of sound waves in cylindrical tubes. [Электрон. ресурс] // *Journal of Sound and Vibration*. – 1975. – № 39 (1). – pp. 1-33. – URL: [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0022-460X\(75\)80206-9](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0022-460X(75)80206-9) (дата обращения 23.10.2023).

9. Poinso T. *Theoretical and numerical combustion* / T. Poinso, D. Veynante // Edwards, 2005.

10. Guan D. Aeroacoustic attenuation performance of a helmholtz resonator with a rigid baffle implemented in the presence of a grazing flow [Электрон. ресурс] / D. Guan, D. Zhao, Z. Ren // *International Journal of Aerospace Engineering*. – 2020. – pp. 1-16. – URL: <https://doi.org/https://doi.org/10.1155/2020/1916239> (дата обращения 23.10.2023).

Рис. 11. Результаты измерения коэффициента отражения для атмосферного давления и температуры окружающей среды $t=28\text{ }^{\circ}\text{C}$

Список литературы

1. Patent US2013/0042619 A1. Combustor resonator: filed 18.08.2011; published 21.02.2013. / M. K. Bobba, K. Kim, P. B. Melton, A. C. Ashley.

2. Patent EP 2302302 A1. Helmholtz resonator for a gas turbine combustion chamber: date of filing 23.09.2009; published 30.03.2011. / G. Bulat.

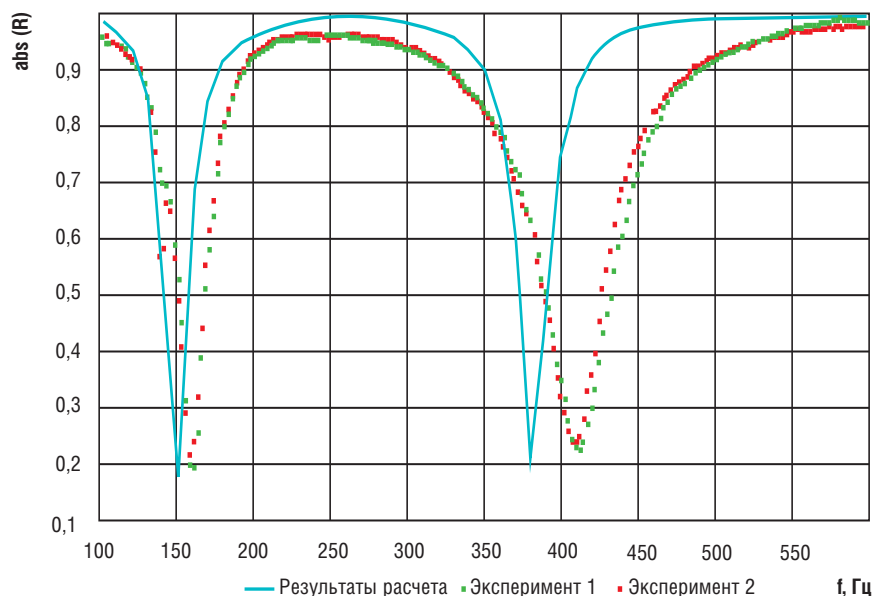
3. Ржевкин С. Курс лекций по теории звука. // Издательство Московского университета, 1960.

4. Патент 2687545, Российская Федерация, МПК F23R3/28. Малоэмиссионная камера сгорания и способ подачи в ней топлива: № 2018130044. Заявл. 17.08.2018; опубл. 14.05.2019 / Р. С. Кашапов, Д. А. Максимов, Д. В. Скиба, Т. С. Харисов.

5. Culick F. *Unsteady Combustion*. NATO Science series E / F. Culick, M. Heitor, J. Whitelaw // Springer, Netherlands. – 2012.

6. Berggren M. Acoustic boundary layers as boundary conditions. [Электрон. ресурс] / M. Berggren, A. Bernland, D. Noreland – URL: <https://doi.org/https://doi.org/10.48550/arXiv.1801.04177> (дата обращения 23.10.2023).

7. Mbailassem F. Sound absorption prediction of linear damped acoustic resonators using a light-weight hybrid model / F. Mbailassem, E. Gourdon, Q. Leclere [et al.] // *Applied*



Повышение эффективности работы ГТЭ–160 на оптовом рынке электроэнергии и мощности для условий Затонской ТЭЦ

В. И. Быличкин¹ – управляющий, info@pe-tech.ru
Ю. А. Макаркин¹ – инженер технического отдела, info@pe-tech.ru
В. Д. Буров², к.т.н. – профессор, кафедра ТЭС, burovvd@mpei.ru
А. В. Озеров³ – директор Затонской ТЭЦ, ztec@bgkrb.ru
Д. Р. Салихова³ – ведущий эксперт ПТО Затонской ТЭЦ, ztec@bgkrb.ru
¹ООО «Пауэр Инжиниринг Технолоджиз»
²ФГБОУ ВО Национальный исследовательский университет «МЭИ»
³Затонская ТЭЦ, ООО «БГК»

Ключевые слова:

газотурбинная установка, энергетические характеристики, комплексное воздухоочистительное устройство, охлаждение воздуха, испарительное охлаждение, повышение эффективности

Аннотация

В работе рассмотрен способ повышения эффективности работы ГТУ за счет охлаждения воздуха на входе в осевой компрессор. Повышение эффективности ГТУ в период стояния высоких температур наружного воздуха позволяет генерирующим компаниям снизить убытки, связанные с недовыработкой электроэнергии и недопоставкой мощности.

Считается, что применение различных систем охлаждения циклового воздуха на входе в осевой компрессор актуально только

для стран с жарким климатом. Однако значительное разнообразие климатических условий на территории РФ позволяет достигать высоких экономических показателей при реализации таких проектов.

В работе рассмотрен пример внедрения испарительной установки на двух действующих энергоблоках ПГУ-220 Затонской ТЭЦ. Описана конструкция установленного оборудования, принцип его работы. Показан эффект от применения такой установки.

Improving the efficiency of the GTE-160 at the wholesale energy and capacity market for the conditions of the Zatonskaya CCGP

V. I. Bylichkin¹ – Managing Director, info@pe-tech.ru
Yu. A. Makarkin¹ – Engineer of Technical Department, info@pe-tech.ru
V. D. Burov², PhD in Engineering – Professor, Department of Thermal Power Plants, burovvd@mpei.ru
A. V. Ozerov³ – Director of Zatonskaya CCGP, ztec@bgkrb.ru
D. R. Salikhova³ – Leading Expert of Production Technology Department, ztec@bgkrb.ru
¹Power Engineering Technologies LLC
²National Research University, Moscow Power Engineering Institute
³Zatonskaya CCGP, Bashkir Generation Company LLC

Key words:

gas turbine plant, energy characteristics, inlet air filter unit, air cooling, evaporative cooling, efficiency improvement

Abstract

The paper considers a way to increase the efficiency of the GTP operation by cooling the air at the inlet to the axial compressor. Improving the efficiency of GTP during the period of high outdoor temperatures allows generating companies to reduce losses associated with under-production of electricity and under-supply of capacity.

It is believed that the use of various cyclic air cooling systems at the entrance to the axial compressor is relevant only for countries with hot

climates. However, a significant variety of climatic conditions on the territory of the Russian Federation allows achieving high economic effects in the implementation of such projects.

In this paper, an example of the introduction of an evaporative plants on two existing PGU-220 power units of the Zatonskaya CCGP. The design of the installed equipment and the principle of its operation are described. The effect of using such plant is shown.

Тепловые электрические станции (ТЭС) будут еще долго оставаться основным генерирующим источником в стране, поэтому эффективность и надежность энергоснабжения потребителей в значительной степени будет определять технический уровень основного оборудования ТЭС [1]. По состоянию на конец 2021 года более 20 % мощности ТЭС России представлено электростанциями с парогазовыми и газотурбинными установками [2]. Ввод парогазовых блоков является перспективным направлением развития энергетики и позволяет повысить коэффициент полезного действия установок до 50 % и более.

Большое влияние на энергетические характеристики ГТУ оказывают климатические условия (температура, относительная влажность и давление наружного воздуха) [3, 4]. Колебание давления наружного воздуха на действующих установках незначительно влияет на работу ГТУ, еще меньшее влияние оказывает влагосодержание рабочего тела. Ощутимое влияние на технико-экономические показатели ГТУ оказывает изменение температуры наружного воздуха. Известно, что при повышении температуры воздуха снижается его плотность, массовый расход воздуха через компрессор, а также электрическая мощность ГТУ и абсолютный коэффициент полезного действия установки. На рис. 1 показано изменение относительной мощности и КПД в зависимости от температуры наружного воздуха для турбин ГТЭ-160 производства АО «Силовые машины» (изготовленной в 2012 году по лицензии компании Siemens).

Для лучшего понимания проблемы приведем пример в цифрах. В табл. 1 показано, как повышение температуры воздуха на входе в компрессор ГТУ с 15 до 30 °С приводит к снижению мощности ГТУ на 9 % – со 160,0 до 145,6 МВт и снижению КПД на 2,94 % (относительных) – с 34,40 до 33,39 % (при постоянстве остальных параметров).

Нормальные условия и номинальные показатели энергетических и приводных ГТУ рассчитываются при следующих внешних условиях: температура наружного воздуха 15 °С, барометрическое давление 101,325 кПа и относительная влажность 60 % [5]. Основные номинальные технические характеристики для газовых турбин ГТЭ-160, установленных на двух энергоблоках Затонской ТЭЦ, приведены в табл. 2.

Диспетчерский график электрических нагрузок составляется исходя из аттестованной (установленной) мощности ГТУ, полученной при нормальных условиях. Повышение

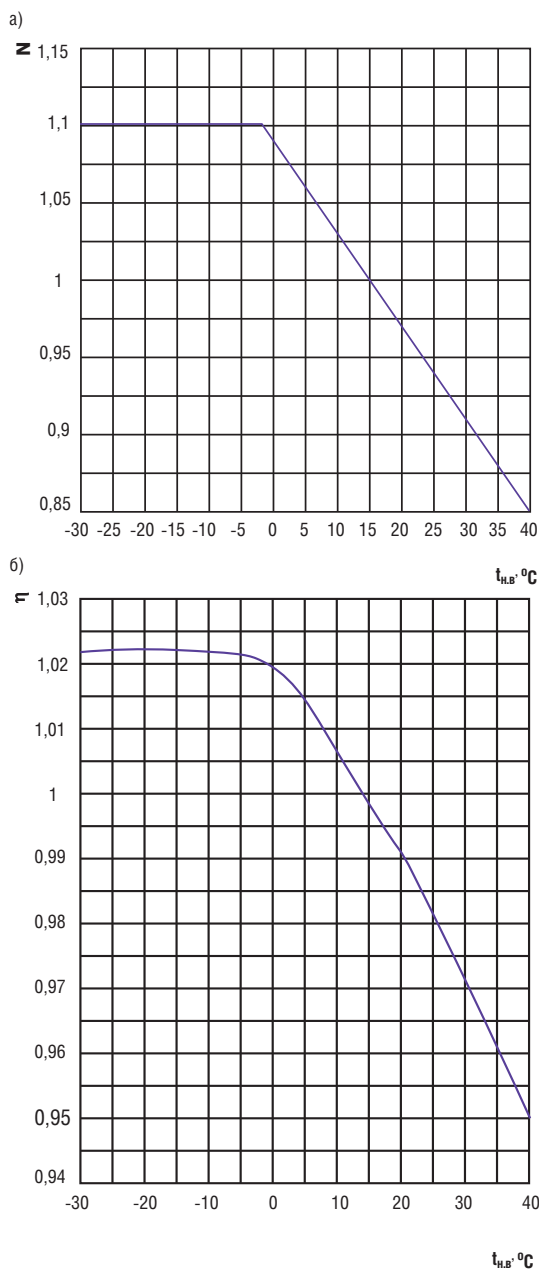


Рис. 1. Зависимость относительной мощности (а) и относительного КПД ГТУ (б) от температуры наружного воздуха

температуры воздуха приводит к снижению мощности ГТУ ниже аттестованного значения (рис. 2), что в свою очередь приводит к снижению маржинальной прибыли от продажи электроэнергии, а также к увеличению штрафов, связанных с недопоставкой мощности на оптовый рынок электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Температура наружного воздуха, °С	Мощность, МВт	КПД, %
15	160,0	34,40
20	155,2	34,08
25	150,4	33,74
30	145,6	33,39

Табл. 1. Влияние температуры наружного воздуха на выходную мощность ГТЭ-160

Наименование параметра	Значение
Мощность на клеммах генератора, МВт	160
КПД на клеммах генератора, %	34,4
Массовый расход газов на выходе, кг/с	513
Температура газов на выходе, °С	541
Частота вращения, Гц	50

Табл. 2.
Основные технические характеристики ГТУ ГТЗ-160

В настоящее время на некоторых объектах продолжает действовать договор о предоставлении мощности (ДПМ), часть объектов реализуется по программам «Конкурентный отбор модернизируемых мощностей» (КОММод) и «Конкурентный отбор мощности новых генерирующих объектов» (КОМ НГО). Для энергообъектов, работающих по таким программам, проблема недопоставки электроэнергии и мощности, связанная с ростом температуры наружного воздуха, наиболее актуальна. Одним из таких объектов является и Затонская ТЭЦ. С учетом высоких температур наружного воздуха в течение 3–5 месяцев экономические потери от снижения располагаемой мощности станции и недовыработки электроэнергии весьма значительны.

Затонская ТЭЦ находится на территории объединенной энергетической системы Урала (ОЭС Урала, г. Уфа). На основе климатического анализа за летний период 2018–20 гг. построен график часового распределения температуры наружного воздуха с мая по сентябрь (рис. 3). На основании статистического анализа установлено, что из 3672 исследуемых часов число часов с температурой наружного воздуха более 15 °С составляет 2150 (59 % времени). Таким образом, целесообразно рассмотреть возможность установки системы охлаждения воздуха на Затонскую ТЭЦ.

Одним из способов повышения эффективности ГТУ является снижение внутренней мощности компрессора. В зимний период эксплуатации при низких значениях температуры

атмосферного воздуха снижается его общий расход на единицу мощности ГТУ и, следовательно, потребляемая компрессором мощность. Таким образом, снижение температуры забираемого из атмосферы воздуха позволяет повысить электрическую мощность ГТУ и электрический КПД установки. Для снижения высоких температур наружного воздуха можно разместить теплообменные поверхности специального холодильного агрегата во входном канале КВОУ (после фильтров) [3, 4, 6, 7, 8].

Известный способ охлаждения циклового воздуха – охлаждение при испарении. В его основе лежит физическое явление охлаждения воздуха за счет испарения капель воды. Испарение жидкости в окружающий воздух происходит за счет скрытой теплоты, необходимое количество которой берется из внешней среды. При испарении воды влажный термометр сравнивается с сухим, полученное значение соответствует потенциалу охлаждения при испарении. Чем больше разница двух температур, тем больше эффект охлаждения. Охлаждение при испарении приводит к увеличению влагосодержания (отношение массы влаги к массе сухого воздуха) и относительной влажности воздуха соответственно (рис. 4). Температура воздуха после системы охлаждения рассчитывается согласно формуле (1):

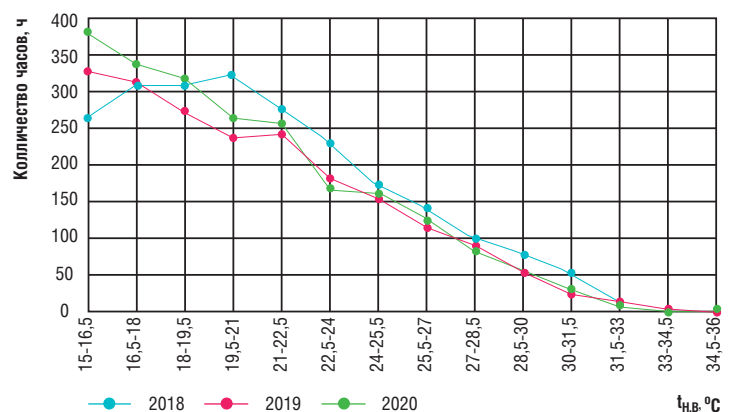
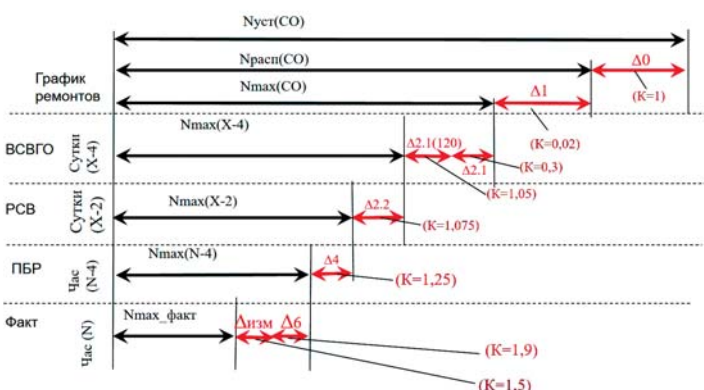
$$T_B = T_A - CE (T_A - T_{\text{влаж}}), \quad (1)$$

где T_A – температура сухого термометра перед системой охлаждения; T_B – температура воздуха после системы охлаждения; $T_{\text{влаж}}$ – температура влажного термометра; CE – эффективность насыщения (КПД испарителя).

На основании физических принципов, описанных выше, работает испарительный охладитель. Данное решение является относительно простым и не требует кардинальных конструктивных изменений. Мощность энерго-

Рис. 2.
Особенности учета ограничений установленной мощности

Рис. 3.
Часовое распределение температуры



блока можно повысить на 5...10 %, используя преимущества систем охлаждения воздуха [3, 4, 6]. Охлаждение воздуха на входе в КВОУ ГТУ широко применяется для повышения КПД и мощности энергоблоков прежде всего в странах с жарким климатом. Данная система обладает рядом как преимуществ, так и недостатков (табл. 3). Принципиальная схема системы охлаждения представлена на рис. 5.

Принцип работы системы заключается в подаче воды на охлаждающий материал (рис. 6), через который проходит поток воздуха. Вода непрерывно подается насосом на материал сверху и под действием силы тяжести стекает по нему. Воздух, проходя через смоченный материал, насыщается влагой и охлаждается. Часть воды испаряется, оставшаяся часть обеспечивает непрерывную промывку охлаждающего материала, неиспарившаяся вода сливается обратно в бак. В процессе испарения содержащиеся в воде минеральные вещества и соли остаются в системе, что приводит к повышению проводимости оборотной воды. Чтобы ограничить повышение уровня проводимости и избежать его повышения до предельного значения, а также во избежание образования твердого осадка на поверхности материала, предусматривается линия подпитки и дренирования.

Системы охлаждения циклового воздуха испарительного типа были реализованы на многих энергообъектах, таких как ТЭЦ-16, ТЭЦ-20, ТЭЦ-26 ПАО «Мосэнерго», Новогорьковская ТЭЦ ПАО «Т Плюс» Исходя из опыта эксплуатации и проведенных испытаний, данная система полностью подтвердила свою эффективность.

Реализация проекта по установке системы охлаждения воздуха испарительного типа на двух ПГУ-220 Затонской ТЭЦ началась в первом квартале 2021 года с разработки технико-экономического обоснования компанией «Пауэр Инжиниринг Технолоджиз». В конце года специалисты ООО «БГК» пришли к выводу, что установка такой системы охлаждения циклового воздуха является инвестиционно привлекательным проектом.

В январе 2022 года ЗАО «Роксор Индастри» начало основные работы по проектированию, строительству и монтажу испарительной установки на двух блоках ПГУ-220 Затонской ТЭЦ. В процессе реализации проекта было принято решение о глубокой локализации системы охлаждения испарительного типа, в результате чего удалось достигнуть степени локализации порядка 70 %. В декабре 2022 года на энергоблоках №1 и №2 были

Преимущества	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> • Низкие капитальные затраты • Низкие затраты на ремонт и обслуживание • Быстрый монтаж • Возможность работать на воде низкого качества • Дополнительная ступень фильтрации • Не оказывает негативное влияние на проточную часть ГТУ 	<ul style="list-style-type: none"> • Глубина охлаждения ограничена температурой мокрого термометра • Дополнительный перепад на входе в КВОУ (<150 Па) • Необходимость демонтажа в зимний сезон

Табл. 3. Преимущества и недостатки системы охлаждения испарительного типа

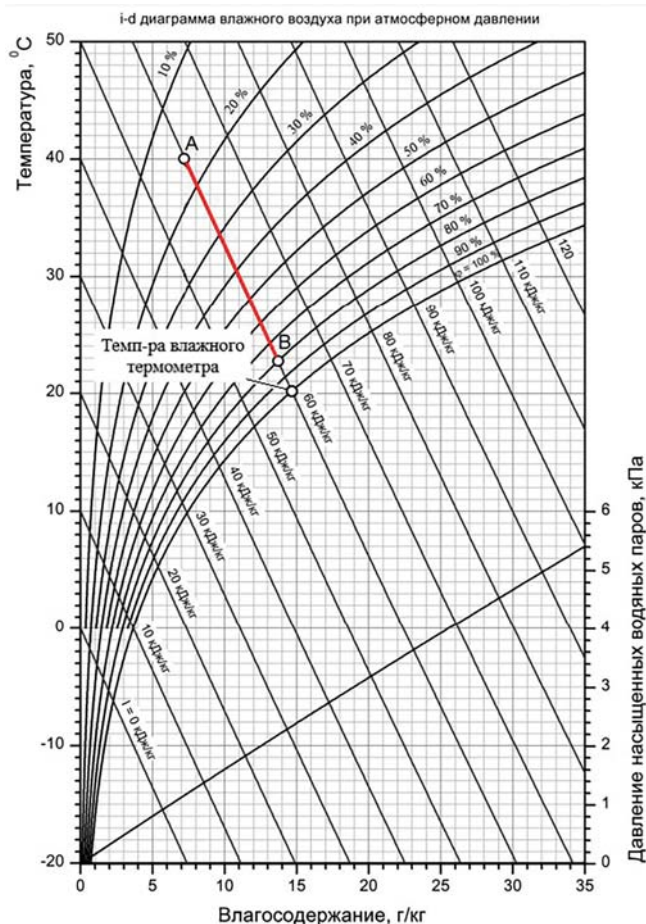


Рис. 4. Процесс охлаждения воздуха при испарении

завершены строительные-монтажные работы. В мае-июне 2023 года, в начале периода высоких температур наружного воздуха, были проведены гарантийные испытания и испарительные установки запущены в эксплуатацию.

Основные технические характеристики испарительной установки (ИУ) КВОУ ПГУ-220 даны в табл. 4.

Показатель	Значение
КПД, %	>90
Расход воздуха, м³/с	395
Перепад давления на материале, Па	<150
Водопотребление, м³/ч	6,5
Интенсивность испарения, макс., м³/ч	11,4
Расход циркуляционной воды, м³/ч	50

Табл. 4. Технические характеристики испарительной установки

Рис. 5.

Принципиальная схема работы системы охлаждения испарительного типа

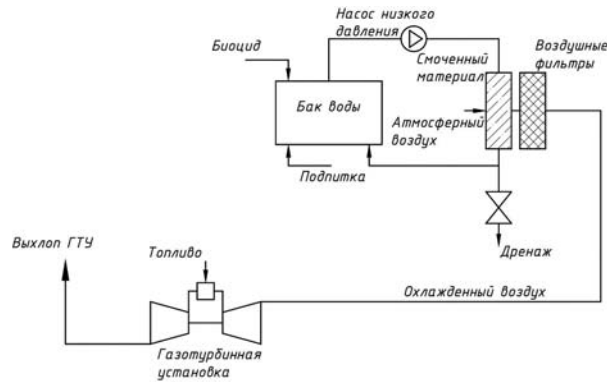


Рис. 6.

Материал испарительного охладителя

В состав испарительной установки, смонтированной на ПГУ-220 Затонской ТЭЦ, входит:

- металлический корпус для размещения модулей из нержавеющей стали;
- модули охладителя из нержавеющей стали;
- испарительный материал и каплеуловители;
- насосная рама с аккумулялирующим баком и трубопроводами;
- система автоматического управления испарительной установкой.

Металлический корпус для размещения модулей охладителя представляет собой металлоконструкцию, установленные на каждой стороне входа воздуха. Корпус состоит из трех ярусов, общий вид корпуса представлен на рис 7. Испарительная установка расположена до системы очистки воздуха и служит как дополнительная ступень фильтрации. Это значительно снижает пылевую нагрузку на первую ступень фильтрации и продлевает срок ее службы. Конструкция, представленная на рисунке, надстраивается на существующую конструкцию КВОУ ГТУ.

На рис. 8а представлен каркас существующей КВОУ без погодозащитных козырьков, на который монтируется металлический корпус испарительной установки. Собранный корпус ИУ, предназначенный для установки модулей охладителя, показан на рис. 8б. Система

охлаждения (рис. 8а, б) включает корпус (1), модули охладителя (2) для испарительного материала ИУ (2), площадку обслуживания (3), смонтированную перед ИУ, погодозащитные козырьки (4).

Общий вид модуля испарительного охладителя и этапы его сборки показаны на рис. 9. В рамы из нержавеющей стали устанавливается материал на основе пропитанных бумажных волокон толщиной 300 мм. Данный вид модуля обеспечивает высокий коэффициент отношения площади поверхности испарения (в м²) на кубический метр элемента и низкий уровень потерь приточного воздуха. Между защитными козырьками и ИУ предусмотрена площадка (1), позволяющая проводить ремонт и обслуживание оборудования. Перед материалом охладительной установки (2) устанавливаются противомоскитные сетки (3) – они используются в летний период эксплуатации блока и необходимы для защиты ИУ от попадания на их поверхности насекомых. В связи с тем что испарительный материал расположен до системы противообледенения, необходимо проводить его демонтаж в зимний период эксплуатации.

Насосная рама оснащена двумя насосами: основным и резервным. Чтобы обеспечить правильную циркуляцию воды, насос и бак

Рис. 7.

Общий вид металлического корпуса для размещения модулей охладителя



Рис. 8.

Вид КВОУ без ИУ (а) и вид готовой надстроенной конструкции (б):
1 – корпус;
2 – модуль охладителя;
3 – площадка обслуживания;
4 – погодозащитные козырьки



для воды монтируются как часть рамной конструкции охладителя. Общая схема контура бака и испарительной установки показана на рис. 10. Для контроля качества воды и управления системой на раме вместе с баком и насосами устанавливаются два датчика уровня, кондуктометр, манометры, шкаф управления.

Автоматическое функционирование осуществляется с помощью системы управления АСУ ТП. Она запускает и отключает насос в зависимости от температуры и влажности окружающего воздуха, а также информирует персонал станции о сбоях посредством подачи сигналов. Помимо этого, данная система отправляет информацию о температуре и влажности воздуха до и после охладителя на систему управления ГТУ.

Значение температуры, при которой производится автоматический слив воды из системы, установлено на уровне 6 °С. При повышении температуры до 10 °С и более начинается подача воды в систему. Если все значения температуры соответствуют условиям функционирования охладителя, производится запуск водяного насоса и на испарительный материал подается достаточное количество воды.

В мае–июне 2023 года на двух блоках ПГУ-220 прошли испытания по оценке эффективности работы установки. Цель испытаний – подтвердить гарантированные эксплуатационные показатели испарительной установки охлаждения циклового воздуха ГТУ блоков №1 и №2. В результате были составлены графики переходных процессов при эксплуатации ИУ охлаждения циклового воздуха.

График снижения температуры воздуха за ИУ относительно температуры окружающего воздуха, изменение относительной влажности наружного воздуха за период измерений, а также прирост мощности на блоке №1 представлены на рис. 11а.

Во время испытаний охладительной установки на блоке №1 была зафиксирована максимальная температура окружающего воздуха 26,22 °С, влажность воздуха составляла 33,96 %. В данных условиях использование ИУ дало прирост мощности ГТУ на 8,99 МВт. Температура и влажность на входе в компрессор после ИУ составили, соответственно, 16,06 °С и 98,54 %.

График снижения температуры воздуха за ИУ относительно температуры окружающего воздуха, изменение относительной влажности наружного воздуха за период измерений, а также прирост мощности, обусловленный работой ИУ, на блоке №2 представлены на рис. 11б.

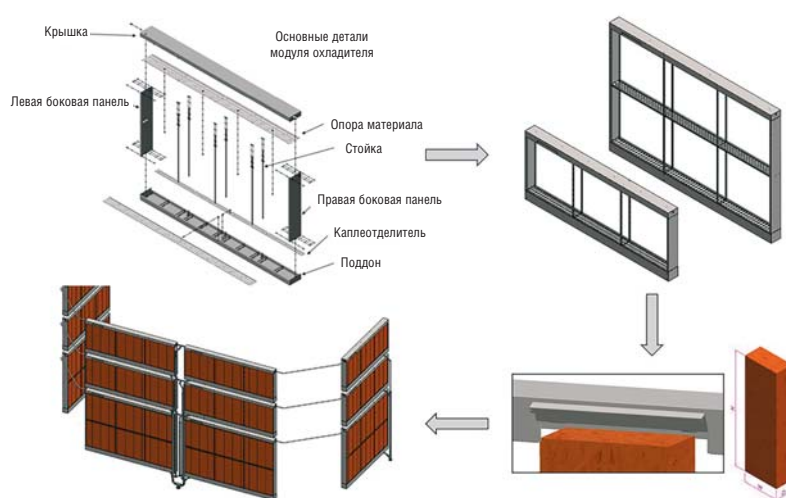


Рис. 9. Комплект испарительного охладителя

Во время испытаний охладительной установки на блоке №2 была зафиксирована максимальная температура окружающего воздуха 31,54 °С, влажность воздуха составляла 21,99 %. В данных условиях использование ИУ дало прирост мощности ГТУ на 12,99 МВт. Температура и влажность на входе в компрессор после ИУ составили, соответственно, 16,71 °С и 95,24 %.

При снижении температуры циклового воздуха на входе в осевой компрессор ГТУ мощность энергоблока увеличивается. В то же время при снижении относительной влажности наружного воздуха повышается охлаждающая способность ИУ. Из рис. 11 видно, что чем выше температура наружного воздуха и чем ниже его относительная влажность, тем эффективнее работает испарительный охладитель и, соответственно, больше прирост мощности. Точки минимального прироста мощности на обоих графиках соответствуют минимальной температуре и максимальной влажности за период исследования – это обусловлено тем, что глубина охлаждения ограничена температурой мокрого термометра.

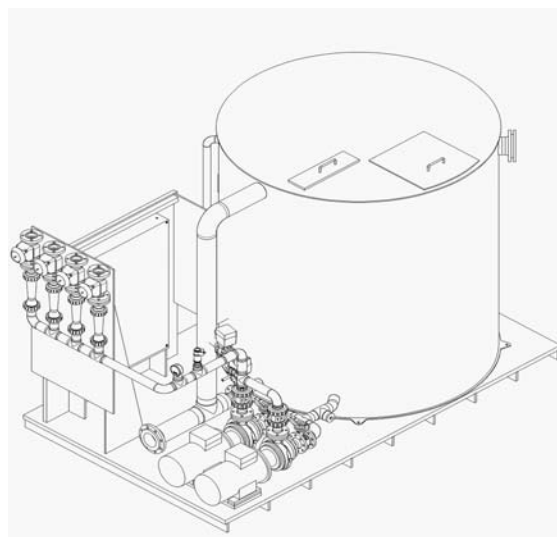


Рис. 10. Модель бака испарительной установки

Выводы

1. Система охлаждения испарительного типа – относительно простое и дешевое решение для увеличения располагаемой мощности ГТУ в период высоких температур, позволяющее увеличить прибыль или уменьшить величину штрафов, связанных с недовыработкой электроэнергии.

2. В ходе проектирования и строительства установки достигнута степень локализации проекта порядка 70 %.

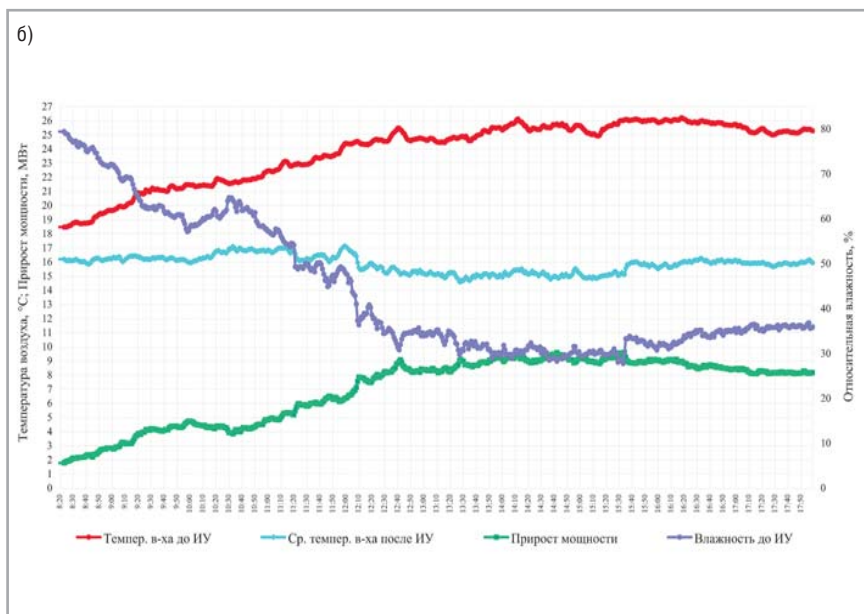
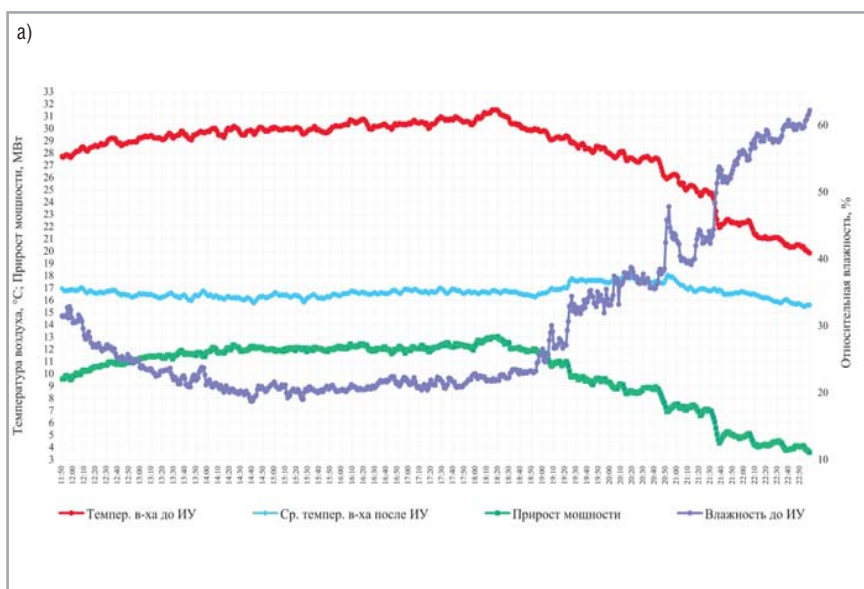
3. Результаты испытаний подтвердили, что охладительная установка обеспечивает заявленную глубину охлаждения циклового воздуха, а перепад давлений на ИУ не превышает перепад давления в 150 Па на обоих блоках. В процессе эксплуатации охладительная установка не допускает капельного уноса воды из установки в проточную часть ГТУ.

4. Система охлаждения испарительного типа является достаточно маневренной и обеспечивает номинальное охлаждение воздуха при любых режимах работы ГТУ. Охладительная установка достигает номинальных показателей охлаждения, с момента ее включения, примерно за 30 минут.

5. В ходе гарантийных испытаний удалось получить значительный прирост мощности на обоих блоках Затонской ТЭЦ. На энергоблоке №1 удалось достигнуть максимального прироста мощности ГТУ в 9,62 МВт, в среднем он составлял 6,96 МВт. На блоке №2 достигнут максимальный прирост мощности ГТУ в 13,04 МВт – в среднем он составлял 10,16 МВт.

Таким образом, охладитель воздуха испарительного типа является достаточно эффективным и относительно простым средством, позволяющим сокращать температурные ограничения мощности ГТУ, а также достигать высокого экономического эффекта для электростанций. **□**

Рис. 11.
График изменения температуры до и после ИУ, влажности воздуха до ИУ и прироста мощности на блоке №1 (а); на блоке №2 (б)



Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период 2035 г. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р.

2. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2021 году [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2021/ups_rep2020.pdf (дата обращения: 16.06.2022).

3. Цанев С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов // Издательство МЭИ. – 2002.

4. Цанев С. В. [и др.] Газотурбинные энергетические установки // М.: Издательский дом МЭИ. – 2011.

5. ГОСТ Р 55798-2013 (ИСО 2314: 2009/ISO 2314: 2009) – 2015.

6. Шахин Н., Акул Х. Системы охлаждения воздуха на входе в газотурбинные установки // Турбины и дизели. – 2011. – № 2. – С. 8-11.

7. Шахин Н., Акул Х. Системы охлаждения воздуха на входе газотурбинных установок // Турбины и дизели. – 2011. – № 3. – С. 10-12.

8. Анисимов С. Н. Повышение производительности ГТУ при высоких температурах наружного воздуха / С. Н. Анисимов, Д. Е. Круговых, Д. С. Молодкин // Турбины и дизели. – 2013. – № 6. – С. 34-39.



Правительство Германии предоставит субсидии собственникам ГТЭС для перевода на водород.

С помощью инвестиций в размере €17 млрд планируется ускорить внедрение экологичных источников энергии. Инициатива направлена на поддержку строительства и эксплуатации четырех парогазовых установок общей мощностью 10 ГВт. Субсидии будут покрывать капитальные и эксплуатационные расходы при создании электростанций.

Водород рассматривается как ключевой элемент для достижения углеродной нейтральности и минимизации последствий загрязнения окружающей среды. Предоставляя субсидии собственникам электростанций, Германия стремится стимулировать разработки нового оборудования и технологий, повысить энергетическую безопасность и сократить выбросы парниковых газов в долгосрочной перспективе.

В соответствии с планами правительства, все ГТЭС (и новые, и существующие) должны быть переведены на 100 %-й водород в период 2035–2040 гг.

В Смоленской области построят ГПЭС для предприятия по производству трубопроводной арматуры.

Специалисты компании «Ролт» выполняют проектные работы, изготовят и поставят оборудование, а также проведут пусконаладочные работы на электростанции собственных нужд на производственной площадке предприятия «Пензатяжпромарматура», расположенной в Смоленской области.

Станция контейнерного исполнения будет включать две газопоршневые установки G3516B электрической мощностью по 1150 кВт, тепловой – по 1400 кВт. В агрегатах применяются двигатели G3516B компании Caterpillar.

В Темрюкском районе Краснодарского края введена ГПЭС.

Газопоршневая электростанция ПСМ Baudouin-1000, созданная на базе двигателя 16M33G6N0/5 (Baudouin) и генератора EvoTec напряжением 400 В, работает на винодельческом предприятии «Фанагория». Электрическая мощность установки составляет 1 000 кВт, тепловая – 1020 кВт.

На станции установлена водогрейная система утилизации тепла и камера подготовки воздуха для дополнительной очистки и регуляции воздухообмена. При разработке системы охлаждения инженеры компании «ПСМ» учли условия работы ГПЭС в жарком климате: при температуре до +50 °С. Станция имеет низкий уровень шума – для этого установлен критический глушитель (30...45 дБА) и камера шумоглушения на выпускном окне.

Энергоблок контейнерного исполнения работает в базовом режиме, без синхронизации с сетью. Топливо – природный газ.

Агропромышленная фирма «Фанагория» – одно из крупнейших винодельческих предприятий России полного цикла: здесь выращивают и перерабатывают виноград, выпускают вина, коньяки, виноградную водку.

Компания «ИНГК» изготавливает компрессорные установки для Ильского НПЗ.

На предприятии изготавливаются две компрессорные установки – ЦК-1201 и ЦК-1301 для ООО «КНГК-ИНПЗ». В состав ЦК-1201 мощностью 2 МВт входит многоступенчатый центробежный компрессор ВСН356 (Hitachi Industrial), асинхронный электродвигатель ВМ+630 SC4/6 НВВ (Hoffmann Technics) и мультипликаторы ЦКР-1201. Оборудование установлено на общей раме с интегрированными трубопроводами, регулирующей и предохранительной арматурой, КИП и вспомогательными системами.

ЦК-1301 мощностью 6 МВт включает многоступенчатый центробежный компрессор ВСН809 (Hitachi Industrial) и паровую турбину ЦКМ-1301 (Shin Nippon Machinery). Оборудование также смонтировано на общей раме. Трубопроводы, регулирующая и предохранительная арматура, КИП и вспомогательные системы интегрированы.

Ильский нефтеперерабатывающий завод в Краснодарском крае – это современный производственный комплекс в ЮФО.





Генерация на базе отечественных газовых турбин. Новый энергетический стандарт – комплексная услуга энергоснабжения

А. Ф. Рамазанов – АО «ГТ Энерго»

Поддержка собственных технологических решений для энергетического комплекса нашей страны играет важную роль в обеспечении безопасности и бесперебойном энергоснабжении объектов различных отраслей экономики, а также в поддержании конкурентоспособности России на мировом рынке.

In brief

Power generation on the base of domestic gas turbines

The support of own technological solutions for the energy complex of our country plays an important role in ensuring the safety and uninterrupted energy supply to facilities in various sectors of the economy, as well as in maintaining Russia's competitiveness in the global market. GT Energy offers comprehensive solutions for the construction of gas turbine power stations under turnkey contracts, including its own financing.



Современные вызовы для энергетического сектора

Энергетический сектор в Российской Федерации является ключевым звеном экономического развития нашей страны, ее национальной безопасности и конкурентоспособности на мировом энергетическом рынке.

В Энергетической стратегии РФ-2035 центральной идеей является переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию комплекса. При этом новая роль ТЭК в экономике страны будет состоять в переходе от «локомотива развития» к «стимулирующей инфраструктуре», обеспечивающей создание условий для развития российской экономики, включая ее диверсификацию, рост технологического уровня, минимизацию инфраструктурных ограничений.

В связи с этим в промышленных отраслях и муниципальном секторе возрастает потребность в собственных источниках генерации. Современные экономические вызовы диктуют выбор в пользу развития отечественных технологий и качественного сервиса на рынке распределенного производства энергии.

Рынок собственной генерации

Сегодня на рынке представлено множество решений для создания автономной генерации – газотурбинные, газопоршневые, дизельные энергоблоки и др. Но не все они способны обеспечить надежную выдачу мощности в общую сеть: часть установок не удовлетворяет требованиям к работе с энергосетью, в том числе к воздействию коротких замыканий во внешней сети, не рассчитаны на аварийные режимы и отключаются собственными защитами. В случае если у потребителя нет резерва по мощности от энергосистемы, он рискует остаться без электроснабжения.

При выборе оптимального решения для автономной генерации всегда нужно подходить к проекту комплексно, учитывая стоимость оборудования и создания энергоблока, стоимость производства электрической и тепловой энергии, затраты на эксплуатацию и сервис, сроки строительства и окупаемость вложений, управление энергетическим хозяйством.

Рынок распределенной генерации растет с каждым годом, количество его участников увеличивается, и многие проблемы становятся очевидными. Так, например, газопорш-

новые установки при работе с выдачей мощности в сеть могут создавать возмущения в ней, существуют также проблемы с расходными материалами – всё это увеличивает срок возврата инвестиций. При необходимости потребления большого объема тепла потребуются дополнительные капитальные затраты на строительство котельной. Все эти моменты необходимо учитывать и просчитывать, причем на долгосрочную перспективу, на протяжении всего жизненного цикла проекта.

Авиапроизводные турбины, используемые в энергетике, обладают недостаточным (100...120 тыс. часов) ресурсом. При этом их капитальный ремонт проводится на заводе-изготовителе, в результате возникают дополнительные затраты на логистику, время ремонта увеличивается. А если это турбина зарубежного производства, то вопросы ремонта в сегодняшних условиях значительно усложняются. Таким образом, все эти моменты требуют тщательного рассмотрения как при создании новых станций, так и при модернизации оборудования на действующих энергоблоках.

АО «ГТ Энерго» – отечественный разработчик решений для ТЭК

«ГТ Энерго» – генерирующая компания, отечественный разработчик технологических решений для энергетического сектора РФ. В настоящее время у компании 18 современных газотурбинных станций (ГТЭС), управление ведется тремя региональными сервисными центрами «ГТ Энерго», расположенными в Центральном, Южном и Уральском регионах. Инжиниринговые центры обеспечивают техническую поддержку объектов. ГТЭС производства «ГТ Энерго» более двадцати лет успешно работают на энергетическом рынке, в том числе на оптовом (ОРЭМ) и розничном (РРЭМ) рынке электроэнергии и мощности, часть станций работает на крупного монопотребителя.

В последнее десятилетие идет трансформация рынка генерации. Интенсивное развитие основных отраслей промышленности и инфраструктуры в совокупности с появлением новых технологических решений привели к возросшей потребности в надежных энергоисточниках. Собственная генерация рассматривается участниками рынка как возможность обеспечить локальное, эффективное и доступное энергоснабжение. Однако отрасль столкнулась с комплексом сдерживающих факторов, включая изменяющиеся законодательные нормы и техническую сложность интеграции

в существующую сетевую инфраструктуру. Сегодня, в связи с экономическими санкциями в сфере ТЭК, введенными после 2022 года, добавились новые ограничения. В сложившихся условиях на развитие отрасли одновременно влияет ряд негативных факторов:


- технологическая и финансовая блокада;
- разрыв технологических цепочек производства и поставок для энергетического машиностроения;
- недостаток отечественных решений и разработок;
- наличие станций с высоким износом оборудования, которые требуют капитальных ремонтов или замены;
- необходимость в отечественных надежных по всей компонентной базе технологических решениях для комбинированного производства энергии.

Эти актуальные проблемы и задачи, возникшие как перед отраслью, так и перед государством, необходимо решать для выхода ТЭК на путь устойчивого развития.

Комплексная услуга энергоснабжения

АО «ГТ Энерго» видит возможное решение при сложившихся обстоятельствах в комплексном подходе к энергообеспечению.

Основной принцип компании «ГТ Энерго» – внедрение собственных разработок и интегрированных решений, отвечающих запросам рынка, а также последовательное повышение качества предоставляемых услуг. Компания предлагает не отдельную поставку газотурбинного оборудования, а комплексные решения по строительству ГТЭС под ключ,

 *Рис. 1.*
Газотурбинный энергоблок ГТ-009МЭ.
Применение теплоизоляции позволяет повысить эффективность цикла



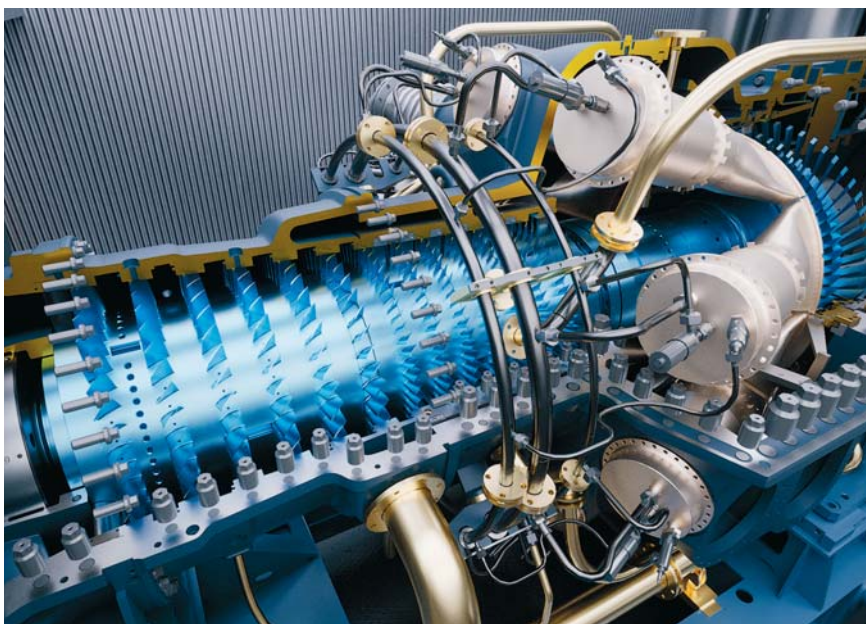


Рис. 2.
3D-модель двигателя
ГТ-009МЭ

в том числе за счет собственного финансирования, с последующим долгосрочным надежным энергоснабжением потребителей.

Условия предоставления комплексной услуги:

- долгосрочный контракт – 20 лет;
- гарантированный объем потребления энергоресурсов;
- природный газ или ПНГ в качестве топлива;
- режим работы – автономный / параллельно с энергосистемой.

Основные преимущества комплексного решения компании «ГТ Энерго»:

- применение отечественных технологий;
- локальная ремонтпригодность и повышенный ресурс (200 тыс. часов);

- высокая надежность (наработка с 2003 года более 1,9 млн часов);
- большой опыт эксплуатации (44 энергоблока в работе);
- полная автоматизация на базе АСУ ТП собственной разработки;
- возможность автономной эксплуатации в любых климатических условиях.

Современные решения для распределенной генерации

Компания «ГТ Энерго» прошла значительный путь от разработки и строительства традиционных станций первого поколения до внедрения новейших технологий и создания компактных решений – станций четвертого поколения.

Энергоблок «ГТ Энерго» четвертого поколения в новой модификации ГТ-009GT – комплексная энергетическая установка, предназначенная для производства электрической и тепловой энергии в режиме когенерации. В новой компоновке энергоблока используются лучшие технические решения, применяемые на энергоблоках предыдущих поколений – 009, 009М и 009МЭ.

Энергоблок ГТ-009GT может применяться для энергообеспечения предприятий различных отраслей промышленности, нефтегазовой отрасли, для теплоснабжения городской инфраструктуры и т.д. Номинальная мощность ГТ-009GT составляет 9 МВт электрической энергии и 11 Гкал/ч тепловой в варианте для электростанции когенерационного цикла.



Рис. 3.
Компоновочные решения АО «ГТ Энерго» обеспечивают полный доступ ко всем элементам энергоблока для выполнения регламентного обслуживания, в том числе капитального ремонта

Энергетическая газовая турбина АО «ГТ Энерго»

Ключевым элементом энергоблока ГТ-009GT является стационарная газовая турбина ГТ-009М(МЭ) собственной разработки. Одно-вальный двигатель выполнен по регенеративному циклу, с утилизацией тепла уходящих газов для подогрева циклового воздуха после компрессора и его последующей подачи в камеру сгорания. Ротор турбины устанавливается на магнитные подшипники. Турбина, выполненная в виде отдельного блока, устанавливается на своих опорах отдельно от турбогенератора.

Газовая турбина ГТ-009М(МЭ) имеет увеличенный ресурс – 200 тыс. часов и полную локальную ремонтпригодность. Весь комплекс обслуживания и ремонта данного двигателя проводится непосредственно на станции, без вывоза оборудования на завод-изготовитель. Это существенное преимущество и отличие от аналогичных доступных решений на рынке. Стоит отметить, что разработанное для энергетики решение является полностью отечественным.

Передовые технические решения

В энергоблоке ГТ-009GT реализована современная технология АО «ГТ Энерго» – система магнитного подвеса (СМП). Вращение ротора турбины, подвешенного в магнитном поле, осуществляется в состоянии левитации, без механического контакта вращающихся и неподвижных частей агрегата. Данная система успешно внедрена, применяется с 2008 года и показала высокую надежность и эффективность, в том числе за счет снижения эксплуатационных издержек по замене огнестойкого масла при традиционном решении с масляными подшипниками.

Важной частью практически на любом производственном объекте является автоматизированная система управления технологическими процессами. АСУ ТП, используемая на объектах АО «ГТ Энерго», включая важнейшую ее часть – систему автоматического управления газотурбинным двигателем (САУ ГТ), является полностью собственной разработкой компании.

Сервис и эксплуатация

Компания «ГТ Энерго» обеспечивает весь комплекс услуг по техническому сопровождению и обслуживанию, ремонту, эксплуатации и управлению газотурбинными электростанциями. Сервис и ремонт, в том числе капитальный, проводится непосредственно



на объекте, без вывоза оборудования на завод-изготовитель.

При разработке и реализации проектов, а также в процессе эксплуатации предоставляется широкий комплекс услуг:

- комплексное инженерное проектирование и внедрение;
- контроль качества;
- проектирование, интеграция, монтаж и ввод в эксплуатацию систем управления;
- пусконаладочные работы;
- сопровождение в эксплуатации;
- предоставление комплексной гарантии;
- капитальный ремонт турбин;
- изготовление и поставка запасных частей;
- аварийное техническое обслуживание.

Перспективное развитие

Развитие энергетического сектора России является ключевым фактором устойчивого развития страны, способствует формированию условий для развития российской экономики. Поддержка собственных технологических решений энергетического комплекса страны играет важную роль в обеспечении безопасности и бесперебойном энергообеспечении объектов, поддержании конкурентоспособности России.

В целях развития национальной энергетики и экономики компания «ГТ Энерго» предлагает важное дополнение к существующим инфраструктурным системам, гарантируя надежность, эффективность и непрерывность энергоснабжения, а также соблюдение экологических стандартов. Передовые решения компании открывают новые возможности для укрепления позиций российского энергетического комплекса и дают новый импульс для решения текущих и будущих вызовов. **Д**

Рис. 4.

Щелковская ГТ-ТЭЦ
(г. Щелково, Московская обл.)

Анализ видов и последствий отказов при проектировании новых паротурбинных установок

Е. А. Сидоренко¹ – начальник сектора надежности, sidorenko_ea@paoktz.ru

У. О. Будина² – руководитель группы надежности, Budina_UO@power-m.ru

¹ПАО «Калужский турбинный завод»

²АО «Силовые машины»

Ключевые слова:

FMEA, АВПКО, анализ видов и последствий отказов, надежность, паровые турбины, качество, отказы, неисправности, риски, проектирование, снижение ущерба

Аннотация

FMEA (англ. Failure Mode and Effect Analysis; рус. АВПКО – Анализ видов и последствий отказов) является инструментом повышения качества проектирования и снижения издержек в эксплуатации. Это достигается благодаря составлению перечня и дальнейшему анализу неисправностей, способных привести к отказу изделия в эксплуатации. При этом учитываются различные причины возникновения отказов, а их последствия рассматриваются на нескольких уровнях разукрупнения изделия. При выявлении недопустимых отказов принимаются меры по их предотвращению или снижению тяжести последствий еще на этапе проектирования.

Порядок проведения FMEA описан в отечественной нормативной документации, как минимум, с 1995 года, однако нельзя сказать, что методология широко распространена на предприятиях энергомашиностроения. На Калужском турбинном заводе и в АО «Силовые машины» внедряется система управления надежностью, цель которой – обеспечить требуемый уровень надежности выпускаемой продукции и её дальнейшее повышение с охватом процессов на всех стадиях разработки и изготовления. В связи с этим процедура FMEA вносится в систему менеджмента качества Калужского турбинного завода как один из инструментов управления качеством выпускаемых изделий на стадии разработки.

Failure mode and effect analysis in the design of new steam turbine plants

E. A. Sidorenko¹ – Head of the Reliability Sector, sidorenko_ea@paoktz.ru

U. O. Budina² – Head of the Reliability Group, Budina_UO@power-m.ru

¹Kaluga Turbine Works PJSC

²Power Machines JSC

Key words:

FMEA, AVPCO, analysis of types and effect of failures, reliability, steam turbines, quality, failures, malfunctions, risks, design, damage reduction

Abstract

FMEA (from English – Failure Mode and Effect Analysis; Russian AVPCO – Analysis of the Types and Consequences of Failures) is a tool to improve the quality of design and reduce operating costs. This is achieved through the compilation of a list and further analysis of malfunctions that can lead to the failure of the product in operation. At the same time, various causes of failures are taken into account, and their consequences are considered at several levels of product unbundling. When unacceptable failures are identified, measures are taken to prevent them or reduce the severity of the consequences even at the design stage.

The FMEA procedure has been described in domestic regulatory documentation since at least 1995, but it cannot be said that the methodology is widely used in power engineering enterprises. Kaluga Turbine Works PJSC and Power Machines JSC are implementing a reliability management system aimed at ensuring the required level of reliability of their products and further improving it, covering processes at all stages of development and manufacture. In this regard, the FMEA procedure is being introduced into the quality management system of Kaluga Turbine Works PJSC as one of the tools for quality management of manufactured products at the development stage.

По мере развития технологий машиностроения требования к характеристикам изделий становятся выше, но, как правило, экономичность, производительность и другие показатели качества оборудования относительно предыдущих поколений становятся всё ниже. В то же время затраты на достижение требуемых показателей не уменьшаются, а, напротив, увеличиваются, поскольку исчерпывается предел возможностей существующих конструкционных материалов и техпроцессов. В связи с этим представляется оптимальным дальнейшее развитие качества продукции через повышение показателей надежности изделий. На стадии разработки изделия этой цели можно достичь, в частности, путем проведения FMEA (Failure Mode and Effect Analysis; русск. АВПКО – Анализ видов и последствий отказов).

Изначально методология FMEA разрабатывалась в 1950–60-х годах для нужд морского флота США [1]. Затем, после успешного (по всей видимости) апробирования, она использовалась NASA в лунной программе Apollo [2]. В 1970-х годах FMEA внедрялся в атомную отрасль [3], тяжелое машиностроение [4] и разработку программного обеспечения [5]. К концу XX века эта методика широко применяется во многих производственных отраслях, включая нефтехимию, энергетику и медицину [6].

Разделы технических заданий на проектирование новых паротурбинных установок, формулирующие требования по надежности и безопасности, становятся более обширными и значимыми, поэтому применение FMEA в инициативном порядке, по решению разработчика (при отсутствии требований технического задания), является перспективным.

Цель работы

В статье показаны особенности применения FMEA как инструмента повышения качества и надежности для новых паротурбинных установок на основании опыта ПАО «Калужский турбинный завод», дано описание преимуществ, недостатков и особенностей методики.

Организация и проведение FMEA сложных изделий машиностроения в полном объеме является масштабным процессом, трудоемкость которого может исчисляться тысячами нормо-часов, вовлекая конструкторские, технологические, производственные и эксплуатационные службы предприятия, а также службы качества. В случае если эта методология внедряется «с нуля» и системы управления

надежностью и менеджмента качества предприятия еще не содержат процедуры FMEA, то использование материалов данной статьи может упростить процесс по подбору нормативной документации для анализа. Также это может помочь в выработке алгоритма работы подразделений надежности со смежными подразделениями, методологически сопровождаемыми FMEA.

Алгоритм FMEA

Процедура FMEA в общем виде выглядит следующим образом:

1. Изделие разбивается на системы и элементы.
2. Определяются возможные виды отказов элементов и возможные причины отказов.
3. Указываются последствия отказов на уровне элементов и систем, в которые они входят, и на уровне изделия в целом.
4. Производится оценка рисков, определяемых возможными отказами.
5. В случае выявления неприемлемых рисков разрабатываются меры по их снижению.

Результатом анализа является разработка предупреждающих и корректирующих мероприятий, которые позволяют предотвратить потенциальные затраты на исправление дефектов.

Выбор изделия для FMEA

В качестве пилотного проекта по внедрению FMEA была выбрана проектируемая в настоящее время на Калужском турбинном заводе паротурбинная установка для атомного ледокола проекта 10510 «Лидер» ПТУ-74 (рис. 1). От других изделий аналогичной мощности ПТУ-74 принципиально отличается высокой степенью новизны конструктивных решений.

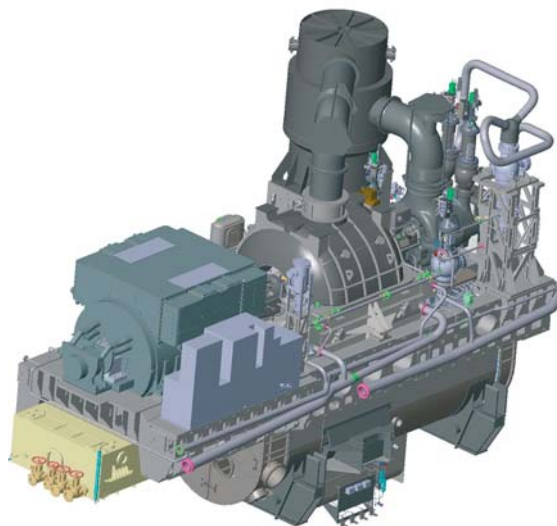


Рис. 1.
Общий вид модели ГТГ-37
(составная часть ПТУ-74)

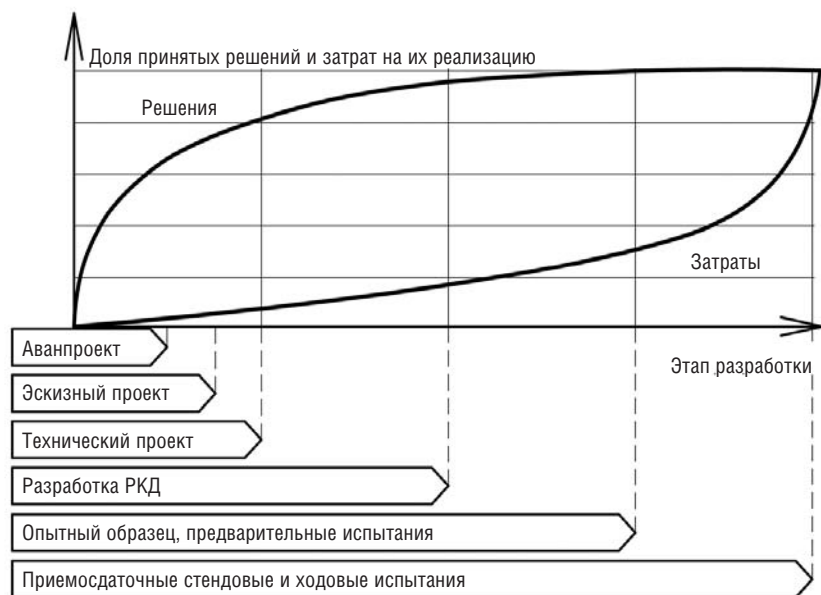


Рис. 2.
Зависимость стоимости принятия решения от этапа разработки

Основными особенностями и требованиями к ПТУ-74, обуславливающими дальнейшие возможные риски, являются:

- двухцилиндровая компоновка с промежуточным сепаратором пара, применение системы регулирования с гидростанцией высокого давления;
- присутствие в эксплуатации кренов, дифферентов и перегрузок. Широкий диапазон параметров охлаждающей воды и режимов работы;
- высокие требования по долговечности и безотказности в сочетании с относительно невысокими параметрами пара и, как следствие, высокой влажностью на последних ступенях турбины низкого давления. Время непрерывной работы порядка трех лет.

Таким образом, основные риски, которые предстояло подробно рассмотреть при проведении FMEA, следующие:

- возможные виды отказов, вызванных нарушениями связей между турбинами высокого и низкого давления и сепаратором;
- возможные виды отказов покупного оборудования системы регулирования (без рассмотрения их причин) и их влияние на ПТУ;

Табл. 1.
Относительные преимущества нормативной документации, регламентирующей процедуру FMEA

ГОСТ 27.310-95	ГОСТ Р 27.303-2021
<ul style="list-style-type: none"> • Меньший объем (23 и 89 страниц соответственно) • Изначально был разработан на русском языке, не является переводом с иностранного, что упрощает понимание • Содержит описание концептуального подхода и общих рекомендаций, которые легко адаптировать под разные виды техники и задачи 	<ul style="list-style-type: none"> • Более полное описание требуемых для проведения анализа ресурсов • Более полное описание процессов планирования, выполнения и отчетности • Возможность применения разных инструментов для оценки критичности отказов • Наличие примеров

- возможные виды отказов, обусловленных динамикой судна;
- влияние широких диапазонов работы и окружающей среды на безотказность;
- риски необеспечения требуемых показателей надежности по безотказности и долговечности, прежде всего эрозионный износ лопаточного аппарата.

Почему FMEA?

FMEA не является единственным методом анализа надежности, который можно применить для новой паротурбинной установки, однако среди прочих необходимо отметить следующие его преимущества:

- возможность использовать результаты других методов анализа надежности при идентификации рисков и оценке их критичности. Например, анализа опыта эксплуатации аналогов/прототипов, расчетно-аналитического обоснования надежности, структурного анализа и др.;
- возможность приступить к анализу на ранних этапах проектирования, когда разработаны только принципиальные схемы изделия и его СЧ (тепловые, гидравлические, регулирования), облик (габаритный чертеж) и некоторые прочностные и газодинамические расчеты, что выгодно, поскольку стоимость принятия решения на начальных этапах разработки гораздо ниже, чем в дальнейшем (рис. 2);
- относительно небольшой порог вхождения в процесс анализа и, как следствие, возможность вовлечения в процесс большого числа специалистов различной направленности.

Исходя из вышесказанного, FMEA ПТУ-74 был выбран как пилотный проект для внедрения инструмента управления надежностью проектируемых изделий на КТЗ.

Нормативная документация

Проведение FMEA в настоящее время определяется двумя государственными стандартами: ГОСТ 27.310-95 и ГОСТ Р 27.303-2021. Первый стандарт устанавливает порядок проведения и общие методические принципы, второй – приводит описание планирования, выполнения, документирования и поддержки применения метода анализа. Их относительные преимущества представлены в табл. 1.

При внедрении методологии FMEA «с нуля» целесообразно начать с изучения ГОСТ 27.310-95 в связи с его относительно небольшим объемом и более простой структурой. В процессе выполнения пробного анализа можно обращаться к положениям

ГОСТ Р 27.303-2021, чтобы находить там более подробные разъяснения по возникающим вопросам.

Этапы АВПКО

Процесс проведения АВПКО состоит из этапов планирования, выполнения и подготовки отчетных документов (документирования). Зачастую при описании процедуры АВПКО в руководствах по его проведению и учебных презентациях этап планирования освещается незначительно, хотя он не менее важен, чем непосредственно само проведение анализа. На этапе планирования определяется в том числе: а) вид применяемой методики и FMEA; б) декомпозиция изделия и определение границ анализа (разбивка изделия).

Применяемые методы FMEA

Существуют три метода проведения FMEA: функциональный (сверху-вниз), структурный (снизу-вверх) и комбинированный. Подробнее с этими методами можно ознакомиться в соответствующей нормативной документации. В табл. 2 приведены их основные достоинства и недостатки, определенные в ходе проведения FMEA ПТУ-74.

Для ПТУ-74 был выбран структурный метод проведения FMEA для рассмотрения всей совокупности возможных отказов и дальнейшей фиксации полученных наработок для последующих анализов.

Разбивка изделия и определение границ анализа

Разбивка ПТУ-74 для FMEA основывалась на наличии необходимых исходных данных и степени новизны узлов и условий их эксплуатации. Далее некоторого базового уровня разукрупнения производить разбивку изделия нецелесообразно, так как трудоемкость FMEA при введении каждого следующего уровня увеличивается кратно.

Для описания разбивки была разработана структурная схема паротурбинной установки для FMEA (далее ССИ). Она создана на основе тепловых и балансовых схем, схем масло-снабжения и регулирования, чертежей увязки и сборочных чертежей агрегатов. Для удобства в структурную схему было введено кодирование элементов. Фрагмент ССИ для АВПКО ПТУ-74 приведен на рис. 3.

Определение видов отказов

Виды отказов при АВПКО ПТУ-74 определялись как, исходя из выполняемых функций, так и через изменения состояния СЧ конструкции.

Функциональные виды отказов рассматривались, если элемент состоял из некоторого числа деталей или узлов и выполнял функции, формулируемые в явном виде: например, электронасос, регулирующий клапан, автоматический затвор и т.д.

Конструктивные виды отказов рассматривались, если элемент состоял из одной или нескольких деталей, либо сборочных единиц и не имел самостоятельной, законченной функции: например, рабочая лопатка, паровое диафрагменное уплотнение и т.д.

Все идентифицированные виды отказов заносились в таблицы в соответствии с ССИ. После этого определялись их последствия на нескольких уровнях. Описание последствий отказов и неисправностей раскрывало следующие возможные негативные воздействия на изделие в целом:

- влияние на работоспособность;
- степень снижения эффективности работы;
- влияние на безопасность;
- переход в предельное состояние;
- изменение свойств;
- смешение и утечка сред;
- потребность в проведении технического обслуживания или ремонта;
- совместные (зависимые) отказы.

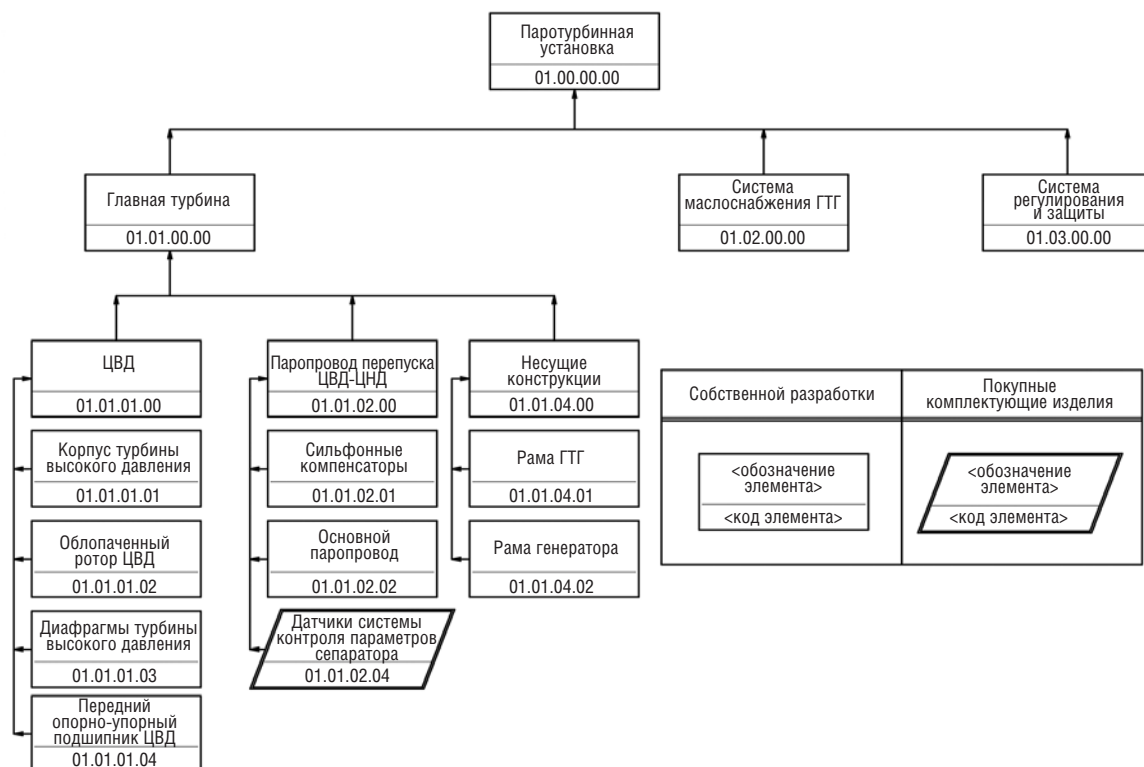
Средства обнаружения и предотвращения отказов

После определения последствий отказов при выполнении FMEA ПТУ-74 указывались средства обнаружения, которые позволяют определить факт возникновения причины

Табл. 2. Методы проведения FMEA

Метод	Достоинства и недостатки
Функциональный («сверху-вниз»)	<p>Достоинства:</p> <ul style="list-style-type: none"> • фокус на наиболее важных требованиях и функциях изделия; • применим на ранних стадиях разработки, когда известны только требования на изделие в целом; • хорошо подходит для исследования конкретных видов и последствий отказов и отказов на уровне изделия; • относительно небольшие трудозатраты, если анализ сконцентрирован на конкретных элементах или функциях изделия <p>Недостатки:</p> <ul style="list-style-type: none"> • не идентифицируются все возможные виды отказов и неисправностей изделия; • требуется определить (и обосновать), на каких уровнях разукрупнения будет проводиться анализ, исходя из того, что продолжение анализа на более низких уровнях разукрупнения изделия не даст или почти не даст полезной информации для достижения целей анализа
Структурный («снизу-вверх»)	<p>Достоинства:</p> <ul style="list-style-type: none"> • подходит для новых типов конструкций, когда влияние отказов и неисправностей СЧ на работоспособность изделия в целом неизвестно; • уверенность в том, что все возможные виды отказов всех СЧ изделия рассмотрены; • не требуется отдельно определять виды отказов и неисправностей для изделия в целом, поскольку отказ или неисправность на уровне изделия будет определяться последствиями отказов и неисправностей СЧ нижней структуры <p>Недостаток:</p> <ul style="list-style-type: none"> • объем и трудоемкость выполнения анализа могут быть значительными

Рис. 3.
Фрагмент структурной схемы
ПТУ-74 для FMEA



отказа /неисправности либо непосредственно наступления отказа /неисправности. Это, например, датчики вибрации, температуры, давления, срабатывание защит, визуальный контроль с использованием эндоскопа при техобслуживании, ультразвуковой, рентгенографический контроль и пр.

После определения средств обнаружения отказа или неисправности следовала процедура определения уже имеющихся, предусмотренных проектом ПТУ-74 средств предотвращения отказов. То есть учитывались особенности конструкции объекта и мероприятия, проводимые на всех стадиях жизненного цикла объекта, способные предотвратить или снизить вероятность возникновения вида отказа, изменить его влияние: например, проведение расчетов, применение специальных материалов, экспериментальная отработка и др.

Применяемые методы оценки критичности и шкалы

Для каждого рассматриваемого отказа или неисправности оценивалась его критичность. Критичность – комплексный показатель, включающий оценку вероятности наступления отказа и возможные последствия, а также обнаруживаемость (вероятность быть обнаруженным до попадания к заказчику или до проявления негативного влияния неисправности).

Существует несколько методов определения критичности отказа (неисправности):

матрица критичности, график критичности, приоритетное число риска (ПЧР). Содержание перечисленных методов раскрывается в ГОСТ 27.303-2021. Для ПТУ-74 применялся метод ПЧР в силу простоты его адаптации и использования для различных типов изделий. Метод оценки критичности отказа по ПЧР заключается в том, что по соответствующим шкалам ранжирования баллов S, O и D (Severity, Observivity и Dependability) оцениваются, соответственно, возможный ущерб и последствия отказа, вероятность возникновения и вероятность того, что причина отказа может быть выявлена и устранена до попадания к заказчику. ПЧР вычисляется по формуле

$$ПЧР = S \cdot O \cdot D. \quad (1)$$

Если критичность отказа превышает граничное значение, установленное планом (ПЧР < ПЧР_{гр}), то отказ должен быть отнесен к категории критических.

В случае ПТУ-74, в категорию критических попадали отказы, приводящие к разрушению изделия, аварии, повреждению машзала, в котором оно установлено, и вероятные хотя бы один раз за срок службы ПТУ. Также отнесены отказы, влекущие проведение ремонтно-восстановительных работ продолжительностью более трех месяцев, возможные на протяжении срока службы изделия и наблюдавшиеся при эксплуатации аналогов (прототипов).

Шкалы баллов S, O и D, приведенные в приложениях ГОСТ 27.310-95 и ГОСТ 27.303-2021, могут быть применены и адаптированы для всех типов изделий промышленности. Поэтому при проведении ФМЕА ПТУ-74 были разработаны специализированные шкалы оценок ущерба, вероятности возникновения и обнаруживаемости с учетом специфики оборудования и для простоты однозначного определения баллов. В частности, ущерб рассматривался с учетом следующих факторов: влияние на работоспособность ПТУ-74 в целом и на работу турбогенераторов; влияние на жизнь и здоровье персонала; сложность ремонта ПТУ.

Корректирующие мероприятия

По выявленным критичным отказам разрабатывались корректирующие мероприятия по снижению риска. При этом учитывался ряд факторов, таких как стоимость проведения мероприятий, ограничение сроков выполнения проекта и возможность его реализации.

Примеры предложенных мероприятий: ранее не проводившиеся виды расчетов нагруженности и перемещений агрегатов ПТУ-74, оценки эрозионного износа лопаточного аппарата, применение новой системы сепарации влаги из проточной части, модификация конструкции опорно-упорного подшипника.

Отчетность по итогам АВПКО

После того как все таблицы АВПКО заполнены и согласованы, разрабатывается отчет. Он составляется в соответствии со структурой, рекомендуемой ГОСТ 27.310-95. В отчете должны быть приведены выявленные критические отказы и критичные элементы изделия, даны рекомендации по снижению вероятности возникновения и тяжести последствий критичных отказов.

Результаты и их анализ

В общей сложности на КТЗ было проведено два вида АВПКО: пробный для редуктора ГТЭ-65.1 (с минимальным уровнем разукрупнения и рассмотрения) и пилотный для ПТУ-74, на котором проведена апробация всех процедур АВПКО.

По результатам ФМЕА ГТЭ-65.1 было выявлено три критических риска и разработано шесть корректирующих мероприятий, затрагивающих стендовую обработку опытного образца, расчет зубчатого зацепления, средства диагностирования, карты технологического контроля.

По результатам ФМЕА ПТУ-74 было выявлено 13 критических рисков и разработано 24 корректирующих мероприятия, относящихся

к расчетам, конструктивному исполнению, материалам, а также к стендовой обработке.

Исходя из опыта коллег других конструкторских бюро, АО «Силовые машины» среди корректирующих мероприятий также предлагает дополнительные контрольные операции в периоды проведения ТО и ППР.

Заключение

Из полученного опыта КТЗ по проведению ФМЕА для новых проектов были выявлены следующие преимущества применения данного анализа:

- обобщение и классификация имеющихся представлений о независимых отказах составных частей изделия и средствах их диагностирования в одном документе;
- фокусирование на рассмотрении критичных элементов и их «поведении» в эксплуатации, оценка достаточности принятых мер и средств для предотвращения отказов;
- получение исходных данных для других документов и методов анализа надежности (установление критериев отказов и предельных состояний, расчет надежности, перечень элементов, лимитирующих долговечность изделия).

Также были отмечены недостатки:

- высокая трудоемкость анализа, если рассматривать сложное изделие целиком, без введения допущений и ограничений по уровню глубины анализа;
- для успешного проведения АВПКО как минимум один человек, участвующий в анализе (ответственный за АВПКО), должен разбираться во всех аспектах проектирования, изготовления и эксплуатации рассматриваемого изделия;
- в силу своей особенности применение АВПКО имеет ограничения для идентификации сложных взаимозависимых процессов и, по сути, только систематизирует уже имеющуюся разрозненную информацию.

Таким образом, АВПКО целесообразно проводить для проектов, потенциально имеющих критические риски, которые могут быть обусловлены следующими факторами:

- разработка изделия нового типа;
- применение новых (ранее не использующихся) конструктивных решений в критических узлах изделия;
- измененные условия эксплуатации при применении стандартных конструктивных решений;
- повышенные требования к показателям надежности (в частности, по автономности и межсервисному интервалу) или безопасности;

- неудовлетворительные результаты изготовления и эксплуатации аналогов и прототипов.

Соответственно, в таком случае нужно обосновать полноту заложенных в проект технических решений. Для каждого конкретного проекта необходимо отдельно устанавливать цели АВПКО, глубину рассмотрения изделия, составные части, подлежащие рассмотрению.

Исходя из опыта пилотного АВПКО ПТУ-74, для проведения АВПКО необходимо назначить ответственного специалиста, который будет наделен полномочиями привлекать к работе сотрудников других подразделений. Он будет осуществлять методическую поддержку и обобщать результаты работы группы. На время проведения анализа ответственный будет освобожден от других видов работ, что обеспечит его максимальную вовлеченность в анализ. С этой целью следует рассматривать сотрудника подразделения надежности (при наличии такого в структуре организации). Формат «мозгового штурма» не прижился ввиду его низкой эффективности, что подтверждается соответствующими исследованиями [7]. **D**

Список литературы

1. McDermott R. E. *The Basics of FMEA* / R. E. McDermott [et al.] // Productivity Press, New York, 2009.
2. North American Aviation, Space and Information System Division, *SID-62-203-R-1, Apollo Reliability Program Plan*, 15 May 1963.
3. Tashjian B. M. *The Failure Modes and Effects Analysis as a Design Tool for Nuclear Safety Systems* / B. M. Tashjian // IEEE PES Summer Meeting & Energy Resources Conference, 1974.
4. Onodera K. *Reliability Assessment for Heavy Machinery by HI-FMECA Method* / K. Onodera [et al.] // Annual Reliability and Maintainability Symposium, 1977.
5. Reifer D. J. *Software Failure Modes and Effects Analysis* / D. J. Reifer // IEEE Transactions on Reliability. – 1979. – V. 28, № 3. – pp. 247-249.
6. Ainscough M., Yazdani B. *Concurrent Engineering within British Industry* / M. Ainscough, B. Yazdani // Concurrent Engineering. – 2000. – V. 8, № 2. – pp. 2-11.
7. Lamm H., Trommsdorff G. *Group versus individual performance on tasks requiring ideational proficiency (brainstorming): A review (PDF)* / H. Lamm, G. Trommsdorff // European Journal of Social Psychology. – 1973. – № 3 (4). – pp. 361-388. DOI:10.1002/ejsp.2420030402.

Завод «Уралтурбо» освоил выпуск новой продукции.

Завод «Уралтурбо», входящий в Группу «Газпром энергохолдинг индустриальные активы», освоил серийное производство рабочей лопатки 4-й ступени турбины двигателя ДЖ59. Продукция изготавливается по заказу ПАО «Тюменские моторостроители».

Для изготовления данных лопаток на предприятии разработаны специальные технологические процессы. В частности, при обработке «кармана» лопатки используются электроэрозионные станки для предварительного прожига с последующим чистовым фрезерованием. Обработка зубчатого хвостовика производится на шлифовальном станке с применением специального алмазного ролика. Термическая обработка турбинных лопаток проводится в вакуумной печи, позволяющей осуществлять процесс в глубоком вакууме.

Освоение производства данных лопаток выполнено в рамках развития внутригрупповой кооперации предприятий «Газпром энергохолдинг индустриальные активы».



Введена в эксплуатацию мини-ТЭС на обувной фабрике в Костроме.

Когенерационная электростанция мощностью 500 кВт производства ООО «Газовые машины» (г. Ярославль) работает в базовом режиме на костромской фабрике по производству обуви «Артак».

Энергоблок КамАЗ-Вейчай 500 создан на базе двигателя 12M33G4N0/5 компании Moteurs Vaudouin. Ранее на фабрику предприятием «Газовые машины» был поставлен под ключ энергоблок АП 400С на базе двигателя E2842 LE 322 (MAN).

Специалисты ярославского завода установили второй контейнер и выполнили шефмонтаж в условиях ограниченного пространства для сокращения расходов заказчика при подключении к внешним сетям. Мини-ТЭС полностью обеспечивает предприятие электрической энергией.

Компания «ИНГК» изготовит ГПА для Юрубчено-Тохомского месторождения.

ООО «ИНГК» выполнит разработку и поставку шести газоперекачивающих агрегатов ГПА-25-01 для работы в составе дожимной компрессорной станции УКПГ на Юрубчено-Тохомском месторождении. Ввод оборудования запланирован на 2024 год. Заказчик проекта – Восточно-Сибирская нефтегазовая компания (ПАО «Роснефть»).

В составе агрегатов ангарного исполнения будут применены газотурбинные установки ГТУ-25П (АО «Пермские моторы») и нагнетатели природного газа (производства НПО «Искра»). Ранее предприятием для сжатия и закачки попутного нефтяного газа в пласт на месторождении были изготовлены и введены 12 полнокомплектных КС на базе оппозитного поршневого компрессора Ariel KBU/6 с приводом от двигателя Caterpillar G3616LE мощностью 3,5 МВт.

Одна из основных сложностей данного проекта – состав ПНГ, добываемого на месторождении. Попутный газ содержит большое количество сероводорода и требует применения соответствующих технических и технологических решений.

Особенностью проекта являются также и климатические условия месторождения, где температура опускается ниже $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ при сильной снеговой и ветровой нагрузке. Сейсмичность района составляет 6 баллов. Месторождение отличается сложным геологическим строением и значительно удалено от транспортной инфраструктуры и линий электропередачи.

Ввод в эксплуатацию второй очереди газовой программы позволит ежегодно производить еще 5 млрд m^3 газа. Согласно проекту разработки месторождения, ПНГ планируется использовать для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления, а также для обеспечения генерации электроэнергии. Реализация запланированных мероприятий газовой программы позволит довести уровень использования ПНГ до 95 %.

INGK company will produce gas pumping units for the Yurubcheno-Tokhomskoye field.

INGK LLC will develop and supply 6 GPA-25-01 gas pumping units for operation as part of the UKPG booster compressor station at the Yurubcheno-Tokhomskoye field. The equipment is scheduled to be commissioned in 2024. The customer of the project is the East Siberian Oil and Gas Company (Rosneft PJSC).

Увеличена мощность ТЭС на полигоне ТБО Wuhan в Китае.

Компания Wuhan Environmental Investment and Development Co. ввела в эксплуатацию шесть энергоблоков JMC 320 (INNIO) на полигоне ТБО в г. Вухане. Основным топливом для двигателей является свалочный газ.

Агрегатирование ГПУ, а также поставку оборудования для очистки топливного газа и снижения содержания NO_x в выхлопных газах выполнила компания Guangzhou China Electromechanical Industrial Development – дистрибьютор INNIO в Китае. Она также будет осуществлять обслуживание и ремонт оборудования в процессе эксплуатации.

Ранее, в 2020 году, на станцию были поставлены 8 энергоблоков JMC 320, введенные в эксплуатацию в апреле 2021 г. В настоящее время в составе ГПЭС работают 14 установок JMC 320 общей мощностью 14,9 МВт. Производимая электроэнергия используется для технологических нужд полигона, ее излишки передаются в сеть.

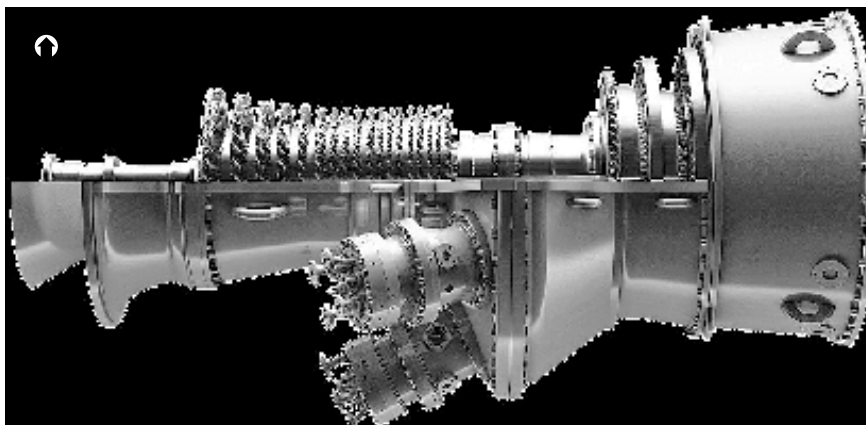


GE Vernova и IHI Corporation разработают камеру сгорания ГТУ для работы на аммиаке.

Компании разработают двухступенчатую камеру сгорания для ГТУ 6F.03, 7F и 9F (GE Vernova), которая будет работать на 100 %-м аммиаке. Все испытания камер сгорания будут проводиться на испытательных стендах IHI Corporation.

Камера сгорания будет использоваться также для модернизации электростанций без замены существующих турбин, работающих на традиционных видах топлива. Ранее, в рамках договора о взаимопонимании, компаниями была разработана и внедрена газовая турбина мощностью 2 МВт, работающая на 100 %-м аммиаке.

Представить новую камеру сгорания планируется в 2030 году. Опытно-промышленная эксплуатация пилотного образца будет проводиться на модернизированной ГТУ GE 9F, работающей на электростанции Sakra компании Sembcorp (Сингапур). Проект реализуется в рамках трехстороннего соглашения между GE Vernova, IHI и Sembcorp.



Совершенствование модельного ряда электромеханических приводов производства АО «Уралэнергоремонт» для энергетического оборудования

Е. В. Литвинов¹ – директор по качеству, litvinov@uer.ru
А. Г. Михайлов¹ – главный конструктор, mihailov_ag@uer.ru
А. В. Скляр¹ – инженер по ремонту ПГТО, skliar60@mail.ru
А. В. Турецков^{1,2}, к.т.н. – зам. главного конструктора, turetskov@uer.ru
¹АО «Уралэнергоремонт»
²ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Ключевые слова:

электромеханический
привод,
система
регулирования,
отбор пара,
турбина,
компрессор

Аннотация

В статье представлены текущие результаты работы АО «Уралэнергоремонт» по проектированию и внедрению современных электромеханических приводов (ЭМП), предназначенных для энергетического оборудования. Описаны преимущества применения ЭМП на турбоустановках в сравнении с классическим гидроприводом. Приведена классификация ЭМП по их типу с описанием конструкции и основных технических характеристик, показаны области их применений.

На примере разработанного проекта перспективной электромеханической системы регулирования и защиты (ЭМСРиЗ) паровой турбины показано, что уже сейчас на базе ЭМП производства АО «Уралэнергоремонт» можно реализовать полностью безмасляную систему автоматического регулирования и защиты. Применение ЭМП открывает целый спектр возможностей по совершенствованию турбоустановок в части компоновочных решений, пожаробезопасности и уровня автоматизации.

Improvement of the model range of electromechanical actuators manufactured by Uralenergoremont JSC for power equipment

E. V. Litvinov¹ – Director of Quality, litvinov@uer.ru
A. G. Mikhaylov¹ – Chief Designer, mihailov_ag@uer.ru
A. V. Sklyar¹ – Repair Engineer, skliar60@mail.ru
A. V. Turetskov^{1,2}, PhD in Engineering – Deputy Chief Designer, turetskov@uer.ru
¹Uralenergoremont JSC
²Ural Federal University named after the First President of Russia B.N. Yeltsin

Key words:

electromechanical
actuator,
control system,
steam extraction,
turbine,
compressor

Abstract

The article presents current results of the Uralenergoremont JSC work in the field of modern electromechanical actuators (EMA) intended for power equipment. The advantages of using EMA on turbine plants in comparison with a classic hydraulic actuators are described. The classification of EMA according to their type is given with description of the design and main technical characteristics, and the areas of their applications are shown. By the example of

the promising steam turbine electro-mechanical control system project it is shown that it is already possible to implement a completely oil-free control and protection system based on the EMA produced by Uralenergoremont JSC.

The use of EMA opens up a whole range of possibilities for improving turbine units in terms of layout solutions, fire safety and automation level.

Идея применения электромеханических приводов (ЭМП) для управления органами парораспределения турбин всегда была особенно привлекательной и перспективной, но в силу разных причин долгое время находила свое отражение лишь на турбинах малой мощности [1].

Главные преимущества ЭМП в сравнении с классическим гидроприводом:

1. Высокая пожаробезопасность, которая обеспечивается практически полным отсутствием горючих смазочных материалов в конструкции ЭМП. Это качество имеет особое значение при оснащении клапанов турбины индивидуальными приводами с их установкой непосредственно на паровой клапан, корпус которого прогревается практически до температуры свежего пара.

2. Компактность ЭМП существенно упрощает компоновку турбоустановки, так как позволяет устанавливать приводы непосредственно на регулирующий орган без использования собственных опор.

3. В стационарных режимах работы ПТУ, составляющих более 90 % времени эксплуатации, ЭМП демонстрируют высокую энергоэффективность, так как энергия затрачивается только на контроль состояния и удержание электромагнитной муфты (ЭММ) в замкнутом положении (для ЭМП, оснащенных ЭММ).

Несмотря на очевидные преимущества использования ЭМП для энергетического оборудования, их распространение было ограничено ввиду особых требований к приводному оборудованию систем парораспределения турбин, главное из которых – сочетание высоких перестановочных усилий и быстродействия. Прямое выполнение данного требования приводит к неоправданно высокой электрической мощности устройства и, соответственно, к усложнению схемы питания, АВР, удорожанию пускового оборудования и т. д., что делает нецелесообразным применение ЭМП. Однако современный уровень развития техники позволяет успешно осуществлять регулирование с помощью ЭМП.

АО «Уралэнергоремонт» более 15 лет развивало данное направление [2, 4] и на сегодня имеет целую линейку ЭМП, состоящую из трех типов приводов, предназначенных для управления различными регулирующими и защитными органами турбин (табл. 1).

ЭМП тип I

Развитие направления электромеханических САР в АО «Уралэнергоремонт» началось

с разработки ЭМП первого типа. С 2013 года они используются в конструкции клапанов БЗР (БЗК) (блок защитно-регулирующий; блок защитного клапана) при организации дополнительного отбора пара от турбин с целью повышения эффективности турбоустановок при замещении пара от редуционно-охлаждающих установок (РОУ). Применение БЗР (БЗК) позволило, по сравнению со штатной конструкцией громоздкого гидравлического блока защитно-регулирующих клапанов, в 3-4 раза снизить массу клапанов, установить их непосредственно на паропроводе отбора без дополнительных опор, что чрезвычайно важно в условиях тесной компоновки турбоустановки. При этом БЗР (БЗК) так же, как и штатные гидравлические узлы, могут быстро отключать паропровод отбора по сигналам защиты турбоустановки или при сбросе нагрузки.

В конструкции ЭМП первого типа сочетаются функции электрического и механического (пружинного) приводов. Элементом, позволяющим осуществить такую комбинацию, является электромагнитная муфта. При этом механический (пружинный привод) непосредственно соединен с регулирующим органом, а электропривод – через ЭММ. В качестве электропривода в конструкции используется широко распространенный на ТЭЦ механизм – МЭОФ (механизм электрический, однооборотный, фланцевый). По сигналу защиты турбоустановки ЭМП закрывает приводимый паровой клапан за время не более 0,6 с. Для смягчения удара клапана о седло в конструкции ЭМП применяется демпфер.

На сегодня ЭМП первого типа применяются для осуществления регулирования и защиты при сочетании следующих факторов:

- относительно невысокие перестановочные усилия (до 6 тонн);
- высокая инерционность объекта регулирования;

Табл.

Классификация ЭМП, созданных в АО «Уралэнергоремонт»

Тип ЭМП	Конструкция ЭМП	Назначение	Диапазон усилий, т	Стадия производства
I	На базе реечной передачи, аварийное закрытие от пружины при размыкании электромагнитной муфты	<ul style="list-style-type: none"> • Стопорный клапан • Клапаны дополнительного отбора • Стопорный и регулирующий клапаны питательного турбонасоса (ПТН) • Двухседельные клапаны низкого давления 	до 6	Более 50 внедрений
II	На базе шариковинтовой передачи	<ul style="list-style-type: none"> • Регулирующие клапаны турбины • Поворотная регулирующая диафрагма • Привод отсечного золотника 	6...15	Изготовление опытного образца на усилии 6 т
III	На базе стандартного прямоходного мотор-редуктора, аварийное закрытие от пружины при размыкании электромагнитной защёлки	<ul style="list-style-type: none"> • Обратные клапаны на отборах пара 	≈ 1	Выполнен рабочий проект

Рис. 1.
ЭМП тип I стопорного клапана
турбины К-19 (НЗЛ),
ТЭЦ АО «Евраз НТМК»

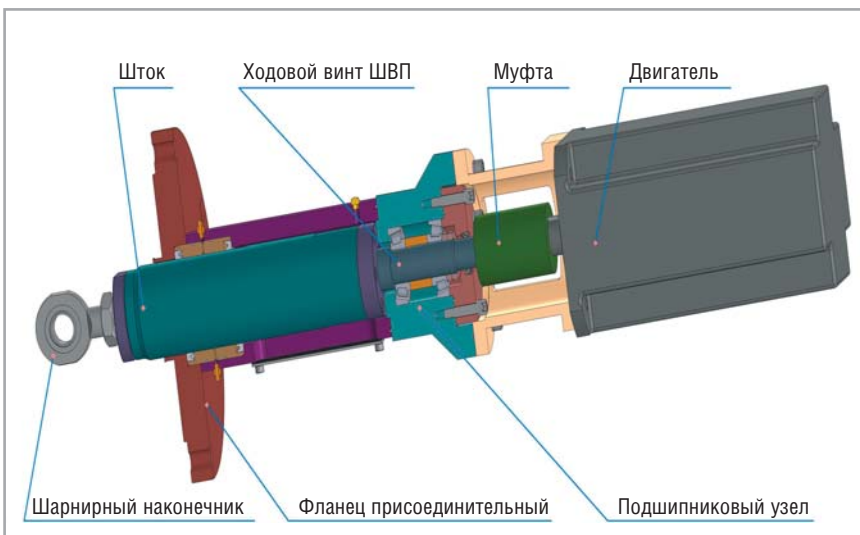


- невысокие требования к времени хода (до 60 секунд);
- выполнение функции энергонезависимого аварийного закрытия при пропадании питания.

На базе конструкции ЭМП первого типа выполняются приводы для управления не только дополнительным отбором пара, но также и теми парораспределительными органами, требования к управлению которыми характеризуют перечисленные выше факторы. Например, данные ЭМП можно применять для управления стопорными клапанами, поскольку они обычно выполняются разгруженными (т.е. требуют небольших перестановочных усилий для их взведения) и требуют высокой скорости хода только по сигналу защиты турбоустановки. Кроме того, благодаря высокой инерционности объекта регулирования они могут успешно использоваться для управления приводными турбинами питательных турбонасосов (ПТН), при этом динамика ЭМП первого типа не уступает штатным гидравлическим приводам ПТН.

По состоянию на 2023 год предприятие «Уралэнергоремонт» изготовило более пятидесяти ЭМП (в том числе в ряде совместных

Рис. 2.
Модель ЭМП тип II



проектов с Уральским турбинным заводом) для управления:

- клапанами дополнительного отбора пара турбин серий Т-100, Т-185, ПТ-140, Р-100;
- стопорно-регулирующими двухседельными клапанами контура низкого давления турбины ПТ-60-130 в составе ПГУ-210 Новгородской ТЭЦ;
- стопорными и регулирующими клапанами ПТН турбин на сверхкритические параметры.

В 2022 году на турбине К-19-30 (производства НЗЛ) ТЭЦ АО «Евраз НТМК» был установлен привод стопорного клапана (рис. 1), выполненный на базе ЭМП первого типа. Конструкция привода позволяет установить его на место штатного гидравлического автоматвора.

ЭМП тип II

Данный тип привода предназначен для осуществления управления с высокой динамикой. Результаты исследований показывают возможность применения ЭМП для привода регулирующих клапанов высокого и среднего давления турбин, а также поворотных регулирующих диафрагм. Быстродействующий электропривод обеспечивает устойчивое поддержание частоты вращения турбины на холостом ходу, участие турбины в первичном регулировании частоты сети при работе под нагрузкой, при сбросе электрической нагрузки позволяет удержать турбину на холостом ходу.

Помимо применения ЭМП второго типа для турбоагрегатов на ТЭЦ, их планируется использовать при модернизации САР компрессорных машин с паротурбинным приводом (турбокомпрессорных агрегатов – ТКА) на металлургических предприятиях. С этой целью АО «Уралэнергоремонт» в настоящее время разрабатывает собственную серийную систему автоматического управления ТКА, включая систему антипомпажного регулирования и противопомпажной защиты.

ЭМП позволяет снизить нечувствительность регулирования частоты вращения ТКА до минимальной, что крайне важно для особо точного управления режимами около границы помпажа (на пологой части характеристики компрессора). Таким образом, модернизация САР ТКА с установкой ЭМП позволит уменьшить запас до помпажа, тем самым расширив диапазон режимов компрессора, сократить потери сжатого воздуха через антипомпажный клапан в атмосферу и, в конечном итоге, повысить эффективность работы ТКА.

Сейчас в изготовлении находится опытный образец ЭМП второго типа на усилие 6 т (рис. 2). Основное назначение данного ЭМП

– привод регулирующих органов турбин малой мощности производства Калужского турбинного завода. В ближайшее время планируется изготовить опытные образцы на усилие 10 т и 16 т для управления поворотными регулируемыми диафрагмами теплофикационных турбин средней и большой мощности.

Конструкция ЭМП второго типа выполнена на базе серийных промышленных шариковинтовых передач (ШВП) и электрических серводвигателей. За счет высокой точности изготовления ШВП, высокой точности позиционирования вала серводвигателя и применения безлюфтовой соединительной муфты удастся достичь разрешения в 0,1 мм при позиционировании ЭМП. Время хода ЭМП составляет не более 0,7 с.

Учитывая непрерывный режим работы привода данного типа, специалистами АО «Уралэнергоремонт» были более тщательно проработаны вопросы, связанные с ресурсом, защитой от негативных факторов окружающей среды, а также с техническим обслуживанием и ремонтпригодностью ЭМП. Для подтверждения характеристик привода проектируется специальный испытательный стенд.

ЭМП тип III

Третий тип ЭМП предназначен для управления обратными клапанами, установленными на отборах пара из турбины (рис. 3). В настоящее время разработана и находится в стадии оформления патента конструкция ЭМП для привода заслонок (обратных клапанов) на производственном и теплофикационном отборах турбины ПТ-29/30-2,9/1,0.

В приводе используется принцип, сочетающий в одном механизме функции относительно медленно действующего точного автоматического или ручного управления заслонкой посредством механизма типа МЭП и функции быстродействующего аварийного управления посредством пружинного привода без применения масла в качестве рабочей жидкости.

Электромеханическая САР паровой турбины ПТ-29/30-2,9/1,0

АО «Уралэнергоремонт» разработало проект полностью безмасляной электромеханической системы регулирования и защиты (ЭМСРиЗ) паровой турбины ПТ-29/30-2,9/1,0 (КТЗ) на ТЭЦ «Евраз НТМК» с применением индивидуальных ЭМП всех парораспределительных органов (рис. 4).

Проект реконструкции гидравлической системы регулирования выполнен с целью перевода ее в электромеханическую для повышения качественных характеристик турбины

при всех эксплуатационных режимах и надежности при работе в аварийных режимах (сброс нагрузки с отключением генератора от сети, аварийный останов), а также для снижения эксплуатационных затрат на гидравлическую часть системы регулирования и защиты.

С этой целью система регулирования с гидродинамическим регулятором частоты вращения и гидравлическими регуляторами давления пара в производственном и отопительном отборах, а также система защиты турбины от разгона с механическим регулятором безопасности и гидравлическими реле заменяются электромеханической системой регулирования и защиты с электронными регуляторами, реализованными в электрической части системы регулирования и защиты (ЭЧСРиЗ).

Исполнительными органами ЭЧСРиЗ являются ЭМП, установленные на крышке блока переднего подшипника и по сторонам цилиндра. Штоки приводов соединены рычагами с регулируемыми органами турбины – регулируемыми клапанами и поворотными регулируемыми диафрагмами части среднего и низкого давления.

При реконструкции в системе регулирования полностью демонтируются существующие механогидравлические узлы: блок регулирования, сервомоторы регулирующих клапанов и поворотных регулирующих диафрагм, механогидравлические приводы стопорных клапанов и обратных клапанов, а также сопутствующие узлы.

Для реконструкции привода регулирующих клапанов на место демонтированного блока регулирования устанавливается сварная крышка, которая служит опорой для ЭМП второго типа (рис. 5). Открытие и закрытие регулирующих клапанов осуществляется за



Рис. 3.
ЭМП тип III

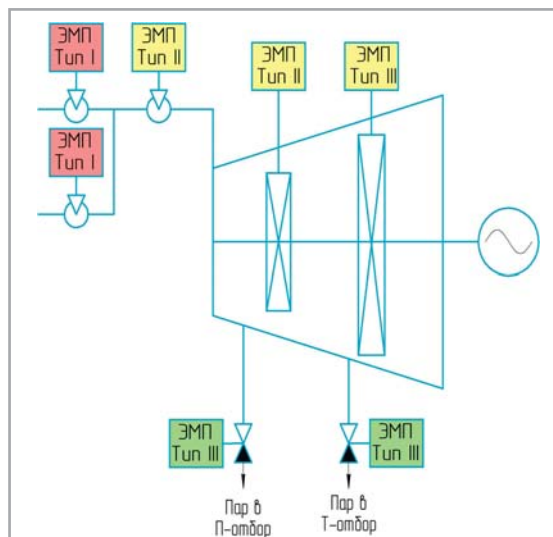


Рис. 4.
Схема турбоагрегата ПТ-29/30-2,9/1,0 после реконструкции САР с переводом ее в электромеханическую

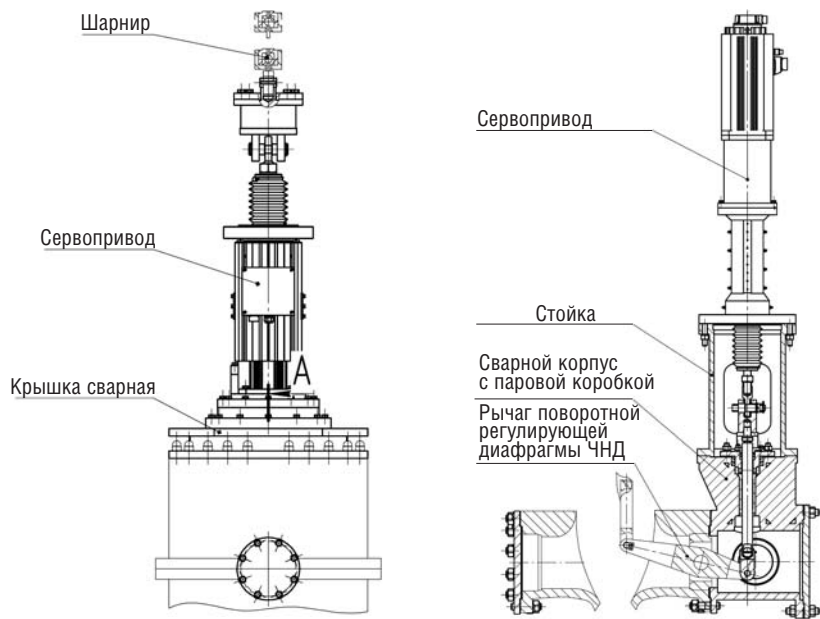


Рис. 5.
Эскиз ЭМП тип II для привода регулирующих клапанов турбины ПТ-29/30-2,9/1,0

Рис. 6.
Эскиз ЭМП тип II для привода поворотной регулирующей диафрагмы турбины ПТ-29/30-2,9/1,0

счет перемещения штока ЭМП на рабочий ход 130 мм по сигналу от ЭЧСРиЗ. В случае аварийного останова или сброса электрической нагрузки скорость перемещения штока привода позволяет закрыть клапаны за время не более 0,7 с. При этом в объеме реконструкции рекомендуется выполнять ремонт узлов парораспределения, в частности, рычажной связи от привода до регулирующих клапанов. Это позволяет ликвидировать люфты в шарнирных соединениях парораспределения, которые неизбежно появляются в процессе эксплуатации, и получить максимальный эффект от установки ЭМП.

Для реконструкции приводов регулирующих диафрагм на место демонтированных штатных сервомоторов устанавливаются свар-

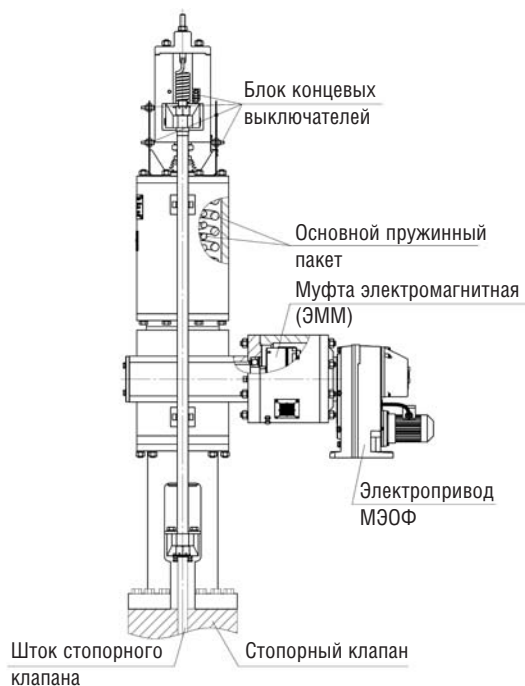


Рис. 7.
Эскиз ЭМП тип I для стопорного клапана турбины ПТ-29/30 2,9/1,0

ные корпуса с паровыми коробками, которые служат опорами для ЭМП второго типа. Шток ЭМП соединяется с рычагом диафрагмы посредством промежуточного штока, расположенного в паровой коробке и уплотняемого сальником (рис. 6).

Открытие и закрытие диафрагм осуществляется за счет перемещения штоков ЭМП на рабочий ход 100 мм по сигналам от ЭЧСРиЗ. В случае аварийного останова или сброса электрической нагрузки скорость перемещения штока ЭМП позволяет закрыть диафрагму за время не более 0,7 с.

Для реконструкции приводов стопорных клапанов на место демонтированных штатных гидравлических приводов устанавливаются ЭМП первого типа (рис. 7). В случае аварийного останова они закрывают стопорные клапаны за время не более 0,3 с. При этом ЭМП, как и штатные приводы, обеспечивают запирающие протечки пара по штоку в открытом положении клапана и позволяют выполнять их ежедневное дистанционное расхаживание.

Для реконструкции обратных клапанов, установленных на трубопроводах производственного и теплофикационного отбора, на место демонтированных штатных гидравлических приводов быстрозапорных клапанов КЗ-400 и КЗ-600 устанавливаются ЭМП третьего типа (рис. 8).

Конструкция привода включает прямоходный электропривод (МЭП), взводящий установленную в ЭМП пружину, и механическую защелку, удерживающую пружину в рабочем положении клапана. Шток МЭП после взведения пружины возвращается на нижний упор. Для принудительного закрытия обратного клапана механическая защелка выводится из зацепления при помощи нормально замкнутой электромеханической муфты, которая размыкается при подаче напряжения по сигналу от ЭЧСРиЗ и позволяет пружине быстро переместить рычаг клапана в сторону закрытия. Сигналом на срабатывание защитного устройства является отключение турбогенератора от сети или закрытие стопорного клапана острого пара.

Выводы

Современный уровень развития техники позволяет создавать ЭМП для различных задач регулирования и защиты турбин. Номенклатура ЭМП производства АО «Уралэнергоремонт» позволяет реализовать полностью электромеханическую систему регулирования и защиты на турбинах малой мощности и частично – на турбинах средней и большой мощности. Уровень локализации их производства соответствует требованиям 719 ПП РФ. Кроме того, примене-

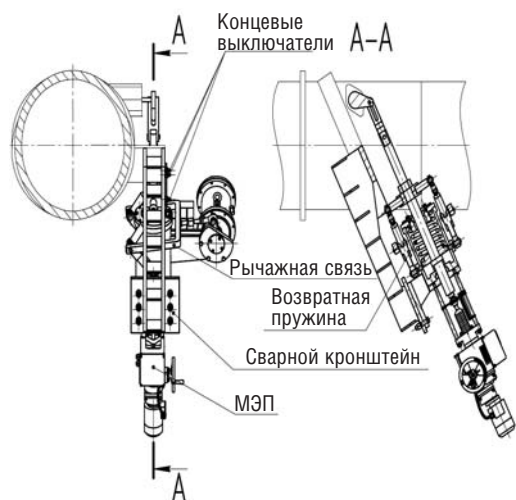


Рис. 8.

ЭМП тип III для привода обратных клапанов турбины ПТ-29/30-2,9/1,0

ние ЭМП открывает целый спектр возможностей по совершенствованию турбоустановок в части компоновочных решений, повышению их пожаробезопасности и уровня автоматизации. Спрос на приводы от наших заказчиков и партнеров, среди которых «Уральский турбинный завод», компании «Мосэнерго», «Евраз», «Т Плюс», «ЛУКОЙЛ», подтверждают актуальность применения ЭМП для энергетического оборудования. **Д**

Список литературы

1. Калашников А. А. Применение электрического привода клапанов в системах регулирования и защиты турбоагрегатов / А. А. Калашников // Теплоэнергетика. – 1988. – № 4. – С. 14-18.

2. Пат. № 2450128 Рос. Федерация, МПК F01D 17/20 (2006.01). Электромеханическая система регулирования и защиты паровой турбины: № 2010148918: заявл. 29.11.2010 : опубл. 10.05.2012 / С.Н. Иванов, В.В. Лебедев, Э.Ф. Голубев, В.С. Жуков; заявитель ОАО «Уралэнергоремонт» – 11 с.

3. Литвинов Е. В. Безмасляные электромеханические системы регулирования и защиты паровых турбин / Е. В. Литвинов, А. Э. Голубев, В. В. Лебедев, В. Б. Новоселов // Сборник докладов 8 Всероссийской конференции «Реконструкция энергетики-2016» (7-8 июня, г. Москва). Москва. – 2016. – С. 89-92.

4. Новоселов В. Б. Повышение эффективности работы электростанций путём организации дополнительных отборов пара от паровых турбин / В. Б. Новоселов, Ю. М. Бродов, Е. В. Литвинов, В. В. Лебедев, А. Г. Михайлов. – DOI: 10.30724/1998-9903-2018-20-1-2-90-99 // Проблемы энергетики. – 2018. – Т. 20. – № 1-2. – С. 15-20.



На Амурском ГПЗ работают газоперекачивающие агрегаты ГПА-32 «Ладога».

На газоперекачивающих агрегатах ГПА-32 «Ладога» первой и второй технологических линий Амурского газоперерабатывающего завода выполнены пусконаладочные работы. Участие в них принимали сотрудники компании-заказчика «Газпром переработка Благовещенск», специалисты генерального подрядчика строительства – АО «НИПИгаз», а также представители Невского завода – изготовителя газоперекачивающих агрегатов.

ГПА-32 «Ладога» – является ключевым оборудованием дожимных компрессорных станций Амурского ГПЗ. ДКС предназначены для сжатия товарного газа с целью его дальнейшей подачи в газопровод «Сила Сибири». Всего на Амурском ГПЗ будет построено шесть ДКС – по числу технологических линий завода. На третьей производственной линии пусконаладочные работы закончены и ведутся на четвертой линии. Ввод всех производственных линий в эксплуатацию планируется до конца 2025 года.

Заказчик и эксплуатирующая организация – ООО «Газпром переработка Благовещенск». Управление строительством осуществляет АО «НИПИгаз».

Амурский ГПЗ – одно из крупнейших в мире предприятий по переработке природного газа мощностью 42 млрд м³ /год. Здесь будет ежегодно выпускаться 2,4 млн тонн этана, 1,5 млн тонн СУГ, 200 тыс. тонн пентан-гексановой фракции, 60 млн м³ гелия.



Титановые сплавы и практика их использования в промышленном паротурбиностроении

В. В. Травин, к.т.н. – начальник конструкторского бюро, travin_vv@paoktz.ru

А. И. Зможный – инженер, zmoznyi_ai@paoktz.ru

Г. А. Шевелев – инженер, shevelev_ga@paoktz.ru

ПАО «Калужский турбинный завод»

Ключевые слова:

энергетическое машиностроение, титановые сплавы, служебные свойства, прочность, пластичность, свариваемость, ползучесть, износостойкость, силовая конструкция, оптимизация

Аннотация

Титановые сплавы активно внедряются в транспортное энергетическое машиностроение, в частности, в создание паротурбинных установок нового поколения. Они используются в таких высоконагруженных деталях и узлах, как лопатки, диски, корпусные конструкции, насосное оборудование, теплообменные системы. Благодаря многолетнему сотрудничеству ПАО «Калужский турбинный завод» и НИЦ «Курчатовский институт» – ЦНИИ КМ «Прометей» созданы и внедрены в производство титановые сплавы псевдо-альфа класса. Их преимуществами являются высокая удельная прочность, термическая стабильность, низкая плотность, пониженный уровень температурных напряжений, высокая

коррозионная стойкость в рабочих средах паротурбинных установок.

Сплавы псевдо-альфа класса хорошо обрабатываются режущим инструментом и свариваются. Проблемные их свойства – сложный характер процессов ползучести, низкий коэффициент внутреннего трения, низкие антифрикционные свойства, химическая активность при высоких температурах, высокая стоимость. Практическое внедрение титановых материалов предполагает максимальное использование существующих преимуществ и нивелирование негативных факторов. В статье отражены основные положения, практика и проблемы использования титановых сплавов в данной сфере.

Titanium alloys and the practice of their use in industrial steam turbine engineering

V. V. Travin, PhD in Engineering – Head of the Design Bureau, travin_vv@paoktz.ru

A. I. Zmozhny – Engineer, zmoznyi_ai@paoktz.ru

G. A. Shevelev – Engineer, shevelev_ga@paoktz.ru

Kaluga Turbine Works PJSC

Key words:

power-machine building, titanium alloys, service properties, strength, plasticity, welding workability, creep, wear resistance, load-bearing unit, optimization

Abstract

Modern tendency of titanium alloys implementation in transport power machine building consists in particular in new generation steam turbine unit's creation.

Titanium alloys are used in such highforced details and assemblies, as blades, disks, casing constructions, pumping equipment, heat exchanging systems. Thanks to long standing cooperation Kaluga Turbine Works PJSC and Kurchatov SRC – KM Prometey it were created and used in practice pseudo-alpha titanium alloys. They have provided the technical requirements complex.

High specific strength, high strength, thermic stability, lower thermal stress level, very high corrosion stability in steam turbine unit's

working medium are the great advantages of this alloys. Pseudo-alpha titanium alloys possess a satisfactory workability by cutting and a good welding workability.

Such properties, as difficult creeping processes character, low coefficient of internal friction, very low surface antifricion quality, chemical activity with high temperature, fabrication cost are problem and negative properties. For practical application of titanium materials it needs maximum using their advantages and overcoming their negative factors.

Basic propositions, practice and problems of titanium alloys usege in the sphere are presented in this article.

Создание судовых паротурбинных установок (ПТУ) нового поколения стимулирует использование титановых сплавов в ответственных элементах паровых турбин и смежного оборудования: лопатках, дисках рабочих колес, валопроводах, корпусах, многоцелевых силовых конструкциях, насосном оборудовании, системах регулирования, теплообменниках. Практически все компоненты тепловой схемы современной ПТУ могут быть изготовлены из титановых сплавов различных классов и марок. Сотрудничество ПАО «Калужский турбинный завод» и НИЦ «Курчатовский институт» – ЦНИИ КМ «Прометей» способствовало получению и внедрению в практику высокопрочных свариваемых титановых сплавов псевдо-альфа класса, отвечающих специфике условий эксплуатации транспортного энергооборудования [1].

Широкая номенклатура деталей и узлов паротурбинной установки, в которых целесообразно использовать титановые сплавы, обусловила и широкий круг требуемых материалов и полуфабрикатов: листовой прокат, прутки (катаный и кованный), поковки, цельнокатаные кольца, трубы (от холоднодеформированных до горячекатаных), отливки. Разнообразие конструкций, схем их нагружения и закрепления, а следовательно, и напряженно-деформированных состояний, определило требования к свойствам материалов. Одним из важнейших свойств является обеспечение достаточной прочности при сохранении высоких показателей пластичности и трещиностойкости, в том числе в условиях сложного напряженного состояния.

С этой целью была разработана технология получения заготовок с регламентированной, однородной по объему глобулярно-пластинчатой (переходного типа) или пластинчатой структурой в зависимости от назначения заготовки, то есть условий эксплуатации элементов конструкции, для которых они предназначены. Например, прочность турбинных лопаток определяется сопротивлением их материала переменным газодинамическим нагрузкам на фоне растяжения центробежными силами при наличии конструктивных концентраторов напряжений. Для их изготовления целесообразно использовать катаный прутки с мелкозернистой структурой переходного типа.

Вместе с тем, для резьбовых крепежных деталей определяющими показателями работоспособности являются сопротивление ползучести, релаксационная стойкость и длительная прочность при рабочих температурах.

Таким требованиям в наибольшей степени отвечает материал прутка пластинчатой структуры. При этом при конструировании следует учитывать, что крупнозернистая пластинчатая структура обладает меньшими резервами пластичности, большей чувствительностью к концентраторам, меньшей циклической выносливостью. В любом применении решающим показателем соответствия выбора конкретной марки титанового сплава является конструкционная прочность детали при заданных силовых и температурных воздействиях.

Основным стабилизатором альфа-фазы рассматриваемого класса сплавов, а следовательно, и основным элементом-упрочнителем является алюминий. Состав сплавов марок «5В» и «37», предназначенных для использования в энергомашиностроении, имеет увеличенное содержание алюминия и узкий диапазон его разброса. Эти сплавы имеют достаточно высокую температуру полиморфного превращения – 1020...1050 °С, что способствует повышению жаропрочности. Кроме того, увеличенное содержание алюминия расширяет зону двухфазного состояния в область высоких температур и, соответственно, расширяет эффективный температурный интервал деформации в (альфа+бета) области при одинаковом предварительном нагреве. Это способствует получению требуемой благоприятной структуры в заготовках различного вида. Вместе с тем, высокое (свыше 6,8 %) легирование алюминием ведет к потере эксплуатационных свойств, в том числе коррозионно-механических, а также к ухудшению свариваемости.

По своей природе титановые сплавы в составе деталей и узлов ПТУ могут проявлять свойства как способствующие такому применению, так и осложняющие его.

Для транспортных паротурбинных установок решающим преимуществом применения титановых сплавов является высокая удельная прочность при рабочих температурах в сочетании с высокой термостабильностью. Кроме того, за счет повышения прочностных показателей и сохранения высокой пластичности в условиях объемного напряженно-деформированного состояния [2] сплавы в составе конструкции способны адаптироваться к внешним силовым воздействиям, в том числе в зонах концентрации напряжений [3].

Хорошая свариваемость высокопрочных псевдо-альфа титановых сплавов [4] способствует реализации сложных геометрических форм узлов паровых турбин и вспомогательного оборудования из ограниченного набора поковок, раскатных колес, проката.

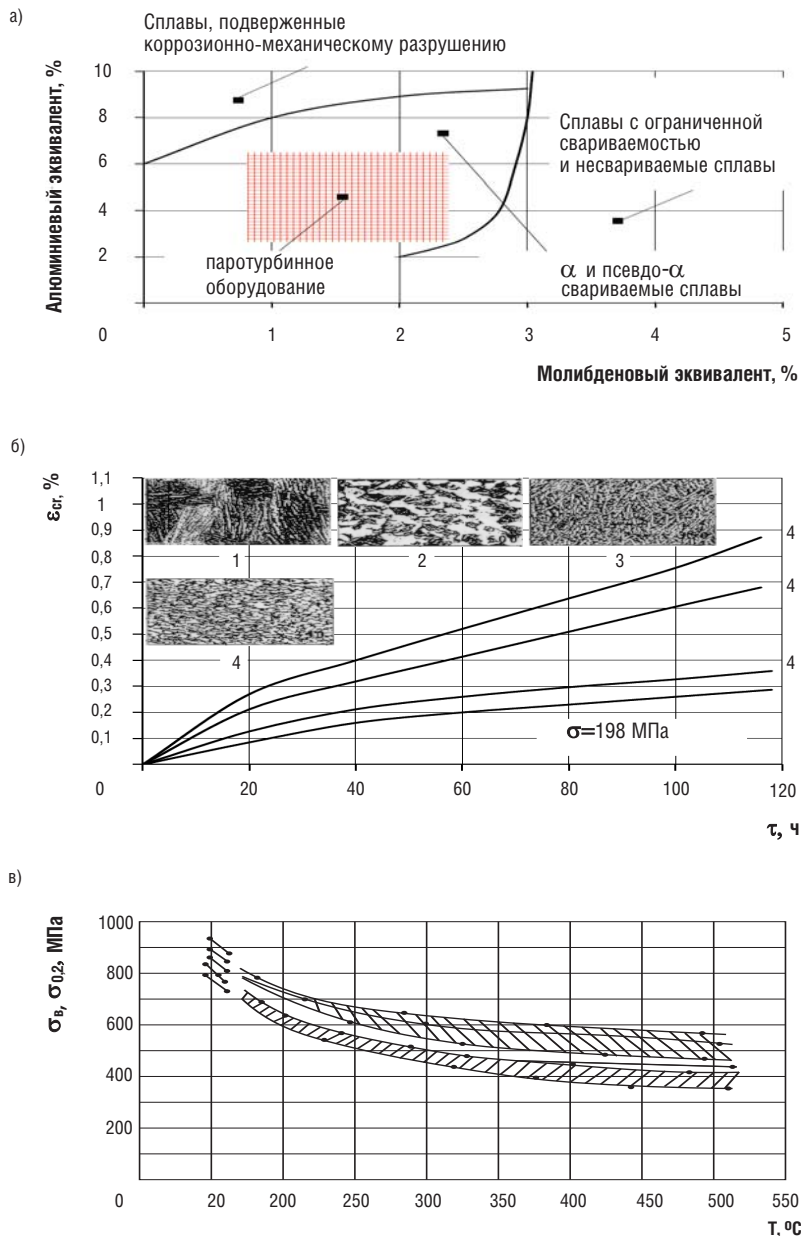


Рис. 1.

Состав и свойства титановых сплавов для паротурбинного оборудования:

- а) границы легирования;
- б) сопротивление ползучести различных типов структур;
- в) статическая прочность

Высокая коррозионная стойкость – важное преимущество титановых сплавов для конструкций, эксплуатируемых во влажном паре (последние ступени и выхлопные патрубки конденсационных турбин), а также в циркуляционной воде, в том числе морской: насосное и теплообменное оборудование. Хладостойкость, высокое сопротивление влажнопаровой и кавитационной эрозии – эти положительные свойства титановых сплавов учитываются при применении их в судовом энергооборудовании.

При наличии указанных преимуществ титановые сплавы обладают свойствами, которые препятствуют их внедрению в энергетическое машиностроение. К ним относится сложный характер процессов ползучести, в том числе низкотемпературной. Низкий декремент колебаний, обуславливающий высокий уровень

вибрационных, а также динамических напряжений при сотрясениях и ударах. Химическая активность при высоких температурах, проявляемая в отношении водорода, кислорода, азота, и связанная с этим проблема охрупчивания титановых сплавов требуют принятия мер по защите поверхностей при разогреве в процессе сварки, термообработки, возникновении нештатной ситуации при эксплуатации. Из-за низких антифрикционных свойств титана возникают проблемы с сохранением работоспособности разъемных соединений (шлицевых, шпоночных), крепежной резьбы а также разного рода подвижных соединений.

Практическая реализация перечисленных преимуществ титановых сплавов и нивелирование их проблемных свойств в сложных конструкциях паротурбинного оборудования осуществляется по двум взаимосвязанным направлениям. Первое – установление химического, фазового состава и структуры сплава для обеспечения требуемых физико-механических свойств; второе – создание конструкций, способствующих наилучшей реализации прочностных свойств металла в условиях заданных и предполагаемых внешних воздействий.

Сплавы рассматриваемого класса уступают сплавам авиационно-космического назначения по статической прочности и термопрочности, но имеют преимущества по совокупности эксплуатационных свойств, определяющих в конечном счете прочность, долговечность и безотказность ПТУ (рис.1).

Негативное влияние низкотемпературной ползучести, низких диссипативных и антифрикционных свойств компенсируется материаловедческими, конструкционными и технологическими мерами: организацией благоприятной структуры сплавов, интенсификацией конструкционного демпфирования, применением специальных покрытий соответственно. Высокая чувствительность к концентрации напряжений (рис. 2), проявляющаяся главным образом при переменных нагрузках, преодолевается надлежащим выполнением кромок отверстий, конструкционных сопряжений, переходов, посадок; обеспечением малой шероховатости поверхности в зонах пиковых напряжений; применением поверхностного пластического деформирования.

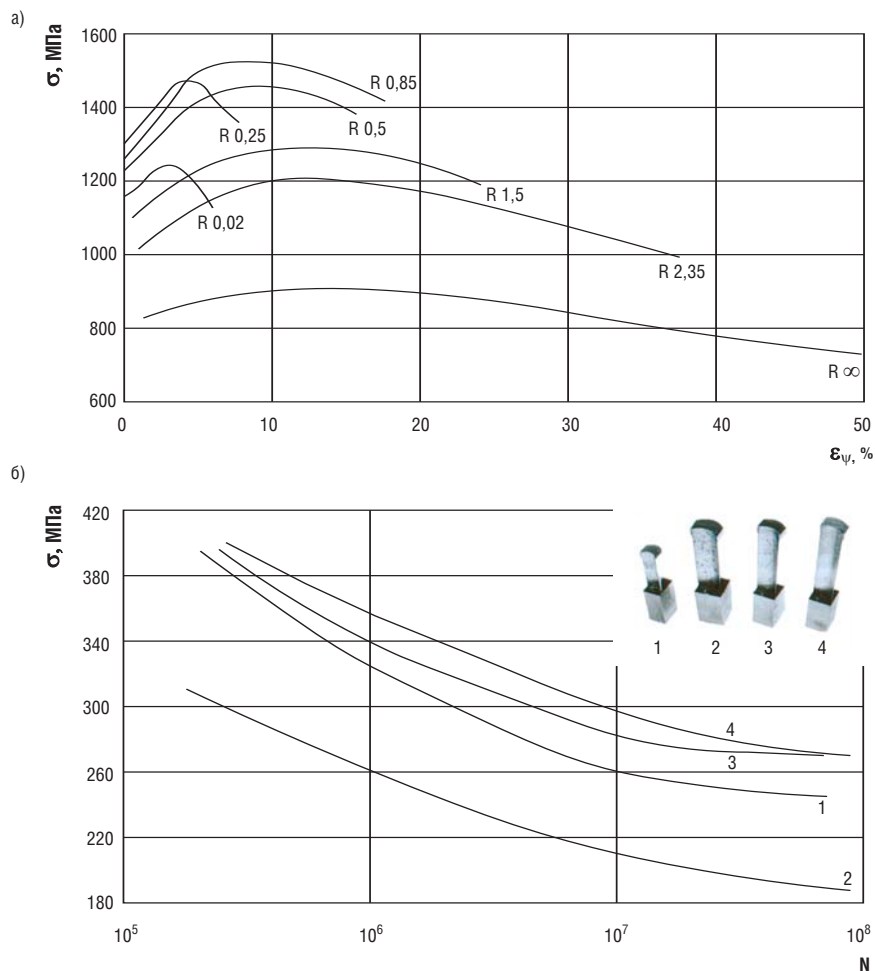
Положительный опыт КТЗ по созданию ПТУ для военно-морского и ледокольного флота свидетельствует о том, что существует реальная возможность широко использовать псевдо-альфа титановые сплавы в высоконагруженных деталях и узлах, работающих при температурах пара, соответствующих тепловому циклу корабельной энергоустановки [5].

Прочность, надежность и ресурс деталей и узлов паротурбинных установок определяются сопротивлением материала воздействиям, характерным для их силовых элементов. Для лопаток турбин это, прежде всего, центробежные и газодинамические нагрузки. Для корпусных конструкций и трубопроводов определяющими являются гидрогазодинамические воздействия, перепады давлений и неравномерный прогрев. Для насосов – гидродинамические процессы, в том числе вызывающие кавитационный износ; для соединительных муфт валопроводов – контактные силы в элементах, передающих крутящий момент; для крепежных деталей – усилия от затяжки и внешние силы различной природы и характера. Во всех перечисленных и многих других случаях детали и узлы из титановых сплавов при правильном конструкционном выполнении и высокой культуре производства способны обеспечить прочность, безотказность и долговечность при температурах рабочих сред от минимальных в тепловом цикле до 450 °С и выше.

Рассмотрим примеры использования титановых сплавов в ПТУ производства Калужского турбинного завода. Цельно-сварная титановая конструкция турбинного ротора барабанного типа (рис. 3а). Материал лопаток – сплав 5В (пруток лопаточного качества); материал дисков рабочих колес, концевых деталей барабана и вала – этот же сплав (поковки различной конфигурации). В процессе конструкторской и технологической проработки была решена, в частности, проблема крепления лопаток к дискам рабочих колес. Традиционные конструкции замкового крепления применительно к титановым деталям имеют недостатки, связанные с их низкими триботехническими свойствами. Нестабильность контактного взаимодействия лопаток с диском – причина увеличения разброса собственных частот и, как следствие, снижения вибрационной надежности.

В связи с этим была разработана и внедрена цельно-сварная конструкция барабана ротора [6]. Сварка лопаток с дисками и рабочих колес между собой – электронно-лучевая. Компенсация низких диссипативных свойств такой конструкции осуществлена за счет трения контактирующих поверхностей бандажных полок замкнутого на круг пакета рабочих лопаток.

С целью снижения массогабаритных характеристик ротора проведено экспериментальное исследование по повышению прочностных свойств материала дисков при плоском напряженном состоянии [2]. Установлено увеличе-



ние сопротивления отрыву в среднем на 6 % по сравнению с полученным при одноосном растяжении. Путем конструкционных изменений минимизированы изгибные напряжения в междисковых проставках. Конструкция внедрена в диапазоне диаметров рабочих колес 800...1200 мм с высотой лопаток до 200 мм при уровне статических напряжений до 0,55 предела длительной прочности.

Свариваемый литейный титановый сплав повышенной прочности марки «37Л» успешно применен в высокотемпературных элементах паровых турбин, турбонасосов, арматуры и трубопроводов, в частности, в конструкции блока клапанов (рис. 3б). Его безотказность и ресурс определяются длительной прочностью и малоцикловой выносливостью.

При опытной отработке этой конструкции было отмечено появление усталостных трещин в сварном соединении титанового сплава с завышенным пределом прочности (1200 МПа вместо 900...950 МПа по техническим условиям) по техническим условиям из-за высокого содержания кислорода и углерода в материале отливок корпусных деталей. Данные элементы являются активными упрочнителями. Это обстоятельство привело к снижению пластических свойств, трещиностойкости и,

Рис. 2.

Чувствительность сплава 5В к концентрации напряжений:
а) диаграммы растяжения образцов с концентраторами напряжений;
б) циклическая выносливость рабочих лопаток

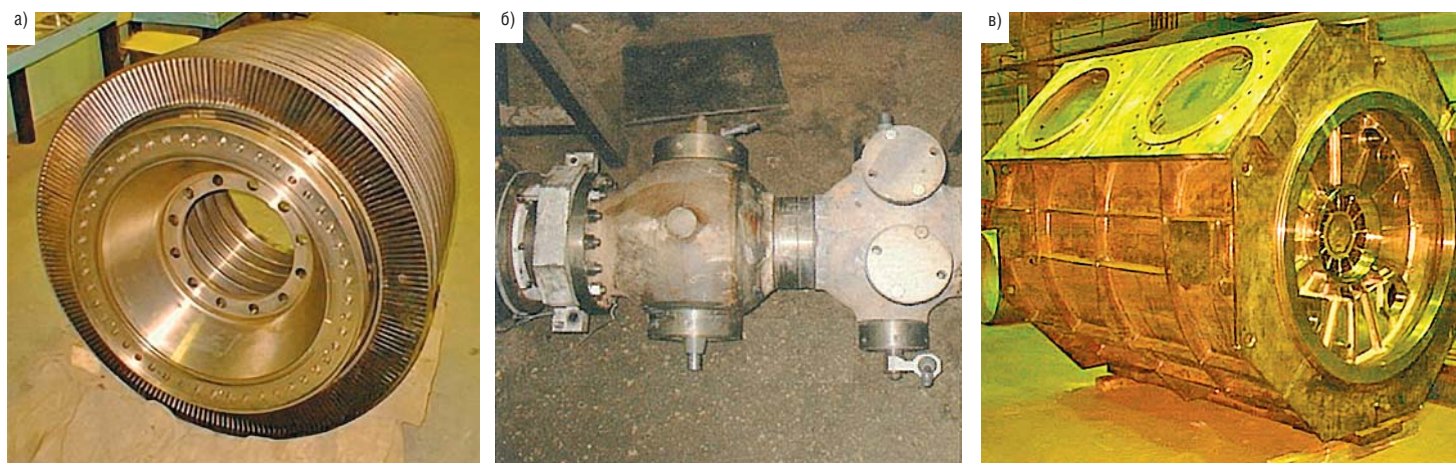


Рис. 3.
Цельнотитановые узлы
паротурбинной установки:
а) ротор турбины;
б) блок клапанов;
в) корпус конденсатора

в конечном счете, к утрате циклической выносливости. Уменьшение содержания указанных элементов до средних, по техническим условиям, значений позволило полностью решить проблему.

Благодаря сохранению пластических свойств в условиях сложного напряженного состояния, а также термостабильности сплава, сварная конструкция блока клапанов обеспечила безотказную эксплуатацию при температурах свыше 435 °С, при напряжениях, близких к пределу длительной прочности. Высокие показатели малоциклового выносливости позволили сократить время пуска турбины.

Титановые сплавы широко применяются для производства трубчатых теплообменников (рис. 3в). Их силовые элементы изготавливаются из высокопрочных сплавов, а трубы – из технического чистого титана, имеющего достаточную теплопроводность. В отдельных случаях трубные доски и трубный пучок теплообменника целесообразно использовать для восприятия внешних нагрузок, действующих на ПТУ. При наружном обтекании труб морской водой могут усиливаться коррозионные процессы в щелевых зазорах в местах концевой закрепления труб. Проблема решается выбором марки сплава трубной доски и режима термообработки, а также – применением специальных покрытий.

Проблемой, также возникающей при создании теплообменных аппаратов, являются гидроупругие колебания труб, опасные в части износа и перетирания. Для ее решения в пролетах устанавливается достаточное количество перегородок и обеспечивается надежное вальцевание труб в их отверстиях.

Выводы

В результате исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ, производственного опыта и эксплуатационной практики обосновано использование высоко-

прочных свариваемых псевдо-альфа сплавов титана в транспортном паротурбостроении.

Модернизированный химический состав и структура сплавов обеспечили оптимальный комплекс свойств для надежной эксплуатации транспортных паротурбинных установок на протяжении заданного ресурса. Нарботаны рациональные конструкторские решения, учитывающие специфику титановых материалов. □

Список литературы

1. Горынин И.В. Титановые сплавы в паротурбиностроении. / И.В. Горынин, В.П. Леонов, А.С. Кудрявцев [и др.] // Вопросы материаловедения. – 2014. – №2 (78). – С. 48-62.
2. Травин В.В., Темкин С.Г. Исследование механических свойств титанового сплава при плоском напряженном состоянии // Энерготехнологические процессы. Проблемы и перспективы / Ред. Л.В. Лысенко. – М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2000. – С. 61-69.
3. Травин В.В. Сопротивление титановых сплавов статическим и малоцикловым нагрузкам в зонах концентрации / В.В. Травин, Л.А. Иванова, И.Р. Козлова, В.И. Водопьянов // Титан. – 2011. – №3 (33). – С. 9-17.
4. Горынин И.В., Ушков С.С., Хатунцев А.Н., Лошакова Н.И. Титановые сплавы для морской техники. // СПб.: Политехника, 2007. – 387 с.
5. Иванова Л.А. Основы использования свариваемых псевдо-альфа титановых сплавов паротурбиностроении / И.В. Горынин, С.С. Ушков, А.Н. Хатунцев, Н.И. Лошакова // Титан. – 2011. – №2 (32). – С. 37-47.
6. Травин В.В., Темкин С.Г. Исследование усталостной прочности приваренных к диску турбинных лопаток с контактирующими бандажными полками // Юбилейный сборник трудов НИЦ КТЗ. – Калуга: Манускрипт, 2002. – С. 145-155.

ООО «СП Трейд» построит газопоршневую электростанцию для кондитерской фабрики «Конти» в Курске.

В основе станции будет газопоршневая установка LY1600 производства Hunan Liyu Gas Power на базе двигателя LY16V170-T электрической мощностью 1,5 МВт и тепловой – 1,67 МВт. Электрический КПД энергоблока составляет 41,3 %.

В составе установки применяется система утилизации тепла отработавших газов и охлаждения двигателей. Новая ГПЭС обеспечит предприятие по производству кондитерских изделий электрической и тепловой энергией.

Режим работы электростанции – параллельно с сетью, без выдачи мощности во внешнюю сеть. Таким образом, в случаях плановых и внеплановых остановов ГПЭС будет обеспечивать бесперебойное электропитание потребителей кондитерской фабрики от внешней сети.

АО «Силовые машины» модернизирует генератор на Волжской ГЭС.

На Волжской гидроэлектростанции (ПАО «РусГидро») заменят генератор гидроагрегата (ст. №11). Он эксплуатируется с 1959 года и уже выработал нормативный ресурс. Новый генератор, изготовленный на заводе «Электросила» (АО «Силовые машины»), имеет улучшенные технические характеристики.

На станции закончена сборка статора генератора. Он перемещен с площадки и предварительно установлен на фундаментные плиты в шахте. Выполняется сборка верхней крестовины гидрогенератора.

Завершить работы планируется в апреле текущего года. В ходе модернизации будут заменены ротор, статор, подпятник, верхняя крестовина, генераторный подшипник, вспомогательное оборудование.

На данный момент на Волжской ГЭС заменены все 22 гидротурбины и 18 генераторов. Завершить модернизацию всех агрегатов планируется в 2026 году.

Power Machines JSC is upgrading a generator at the Volzhskaya hydro power station.

The generator of the hydroelectric unit (station No. 11) will be replaced at the Volga hydroelectric power station. It has been in operation since 1959 and has already worked out a regulatory deadline. The new generator is manufactured by Electrosila plant (Power Machines JSC) and it has improved technical characteristics.

Siemens Energy AB поставят газотурбинные энергоблоки на Кипр.

Оборудование предназначено для строительства электростанции комбинированного цикла Cyfield Mari. В рамках контракта компания Siemens Energy поставит три газотурбинных энергоблока SGT-800, три электрогенератора SGen5-100A, три котла-утилизатора и одну паротурбинную установку. Общая электрическая мощность электростанции составит 260 МВт. Ввод ее в коммерческую эксплуатацию запланирован на 2024 г.

Контракт предусматривает также техническое обслуживание и ремонт оборудования в процессе эксплуатации, поставку необходимых запасных частей в течение 20 лет. Топливом для энергоблоков будет сжиженный природный газ, который будет доставляться на остров по морю.

В настоящее время на острове строится специальный терминал для приема необходимого количества сжиженного природного газа для работы станции.

Проект реализуется в рамках программы по замене тепловых электростанций, работающих на мазуте, более эффективными и экологичными газопоршневыми и газотурбинными энергоблоками.

ООО «ИНГК» выполнило монтаж двух ГПА-1604 на Сузунском месторождении.

Компания выполнила монтажные работы газоперекачивающих агрегатов на УПГ Сузунского месторождения в Туруханском районе Красноярского края для АО «Сузун». Агрегаты предназначены для сжатия попутного нефтяного газа, подачи на установку подготовки газа и дальнейшего транспорта на центральный пункт сбора Ванкорского месторождения. Генеральный проектировщик – НК «Роснефть» Научно-технический центр», г. Краснодар.

В состав ГПА-1604 разработки и поставки «ИНГК» входят КШТ ГТУ открытого исполнения, системы всасывания и выхлопа, укрытия легкосборного типа компрессора с системами жизнеобеспечения, блоки электроснабжения и САУ. В составе полнокомплектных ГПА используются компрессоры Thermodyn (Baker Hughes) 2BCL456, приводы ГТУ НК-16-18СТ производства Казанского моторостроительного производственного объединения и САУ – НПФ «Система Сервис».

Ввод оборудования в эксплуатацию планируется в текущем году.



Особенности промышленных паровых турбин четвертого поколения производства Калужского турбинного завода

А. В. Романенко – главный конструктор по энергетическим турбинам, Romanenko_AV@paoktz.ru
Н. А. Шуленин – начальник отдела паровых турбин, Shulenin_NA@paoktz.ru
А. А. Волженцов – начальник сектора, Volzhencov_AA@paoktz.ru
Р. С. Киселев – инженер–конструктор, аспирант, Kiselev_RS@paoktz.ru
ПАО «Калужский турбинный завод»

Ключевые слова:

промышленные ПТУ, особенности паровых турбин, ПТУ четвертого поколения, осевой выхлоп, бесподвальная компоновка, цельнофрезерованный бандаж, повышение мощности, экономичность установки

Аннотация

В работе представлена информация об истории развития паровых турбин Калужского турбинного завода, начиная с машин первого поколения от 1948 года до настоящего времени, с проектированием машин четвертого поколения. Приведена классификация машин по поколениям на основании анализа конструкции, определены основные отличия в части схемных решений, компоновок, проточных частей схем смазки и регулирования. Определены основные особенности турбин первых трех поколений и приведены технические решения для оборудования четвертого поколения.

В ходе работы будут отдельно показаны такие направления развития турбин последнего поколения, как использование тепла выпара деаэраторов для подогрева подпитки, а также применение водокольцевых насосов. В части компоновочных решений рассмотрены варианты бесподвальной компоновки ПТУ с осевым выхлопом. Большинство инновационных решений применяется Калужским турбинным заводом при проектировании проточных частей турбин четвертого поколения, которые включают в себя обязательные газодинамические расчеты в современных программных комплексах.

Features of fourth generation industrial steam turbines produced by Kaluga Turbine Works

A. V. Romanenko – Chief Designer of Power Generation Turbines, Romanenko_AV@paoktz.ru
N. A. Shulenin – Head of Steam Turbines Department, Shulenin_NA@paoktz.ru
A. A. Volzhentsov – Head of Sector, Volzhencov_AA@paoktz.ru
R. S. Kiselev – Post Graduate, Design Engineer, Kiselev_RS@paoktz.ru
Kaluga Turbine Works, PJSC

Key words:

industrial steam turbines, features of steam turbines, fourth generation steam turbines, axial exhaust, basement-free layout, integrally-machined bandage, uprating, cost-effectiveness of the plant

Abstract

The paper presents information about the history of the development of steam turbines of the Kaluga Turbine Works, starting with the first generation machines from 1948 to the present with the design of the fourth generation turbines. The classification of machines by generation is given based on the analysis of design and development, the main differences in terms of circuit solutions, layouts, flow parts of lubrication and control schemes are determined. The main features of turbines of the first three generations are defined and technical solutions for equipment of the fourth generation are given. In the course of the work, such areas of development of the latest

generation turbines as the use of heat from the evaporation of deaerators for heating the recharge, as well as the use of water ring pumps, will be separately shown. In terms of layout solutions, options for a basement-free layout of a vocational school with an axial exhaust are considered. Kaluga Turbine Works PJSC uses multi innovative solutions in the design of flow parts of fourth generation turbines, which include mandatory gas dynamic calculations in modern software systems.

The developed new approaches to the design of steam turbines increase efficiency, cost effectiveness, reduce the time required for the design, manufacture and installation of equipment.

История Калужского турбинного завода началась с освоения производства приводных турбин, разработанных производственным объединением «Невский завод» имени В.И. Ленина, турбовентиляторов и узлов паровых турбин Харьковского турбогенераторного завода, турбовентиляторов и турбонасосов ленинградского завода «Экономайзер» [1]. Одновременно с этим формировалось собственное конструкторское бюро из опытных турбинистов, прибывших из Харькова, Ленинграда, Свердловска. Темпы и развитие различных отраслей промышленности: деревообрабатывающей, металлургической, химической, энергетической, пищевой и др. определяли направления развития конструкции паровых турбин, разрабатываемых для их нужд. Все эти факторы предопределили облик собственных оригинальных конструкций паровых турбин.

Паровые турбины КТЗ

Создание собственных простых конструкций – машины первого поколения (1948–1960 гг.)

Первые машины, производившиеся на Калужском турбинном заводе, были разработаны в КБ ленинградских заводов «Экономайзер» и НЗЛ (Невский завода им. В.И. Ленина): турбовентиляторы, турбонасосы питательные, приводные паровые турбины для металлургической промышленности, турбины с противодавлением мощностью 6 МВт для электростанций.

Параллельно с освоением машин других заводов конструкторское бюро КТЗ начало разработку и изготовление турбин собственной конструкции:

- ОР-300 (1950 г.) – турбина мощностью 300 л.с. для привода насосов крекинг-процесса;
- ОР-300-1 (1952 г.) – редукторная комплектная паровая турбина мощностью 300 кВт для сахарной отрасли;
- ОК-0,75 (1953 г.) – комплектная редукторная конденсационная турбина для промышленных электростанций;
- АК-4-2 (1953 г.) – конденсационная турбина для первых отечественных энергопоездов.

С 1953 года разработка и освоение новых машин шли большими темпами, и было создано несколько серий паровых энергетических турбин мощностью 750, 1500, 2500, 4000, 6000 кВт, в том числе:

- редукторная серия турбин типа АП;
- серия турбин с противодавлением;
- серия турбин с противодавлением и отбором пара;
- серия турбин с конденсацией и отборами пара.

Все разрабатываемые заводом машины того периода имели хорошие технико-экономические показатели и высокую надежность в эксплуатации. Это достигалось самой тщательной работой новых решений в лабораториях завода и на специальных стендах, в том числе на ТЭЦ завода. Так, были испытаны под полной нагрузкой турбины ОР-300, ОР-300-1, ОК-0,75, АП-0,75, АП-1,5, АР-4-3, АТ-6, АП-0,75Б, АП-1,5Б и др.

Создание собственных сложных конструкций – машины второго поколения (1960–1990 гг.)

К 1960 году экспериментальный отдел конструкторского бюро и его опытный цех становятся самыми мощными по наличию средств среди лабораторий турбинных заводов отрасли. В этот период заводом достигнуты успехи в создании сложных комплексных энергетических турбинных установок: блочные комплексные электростанции для лесной промышленности АП-0,75Б и АП-1,5Б с конденсационными турбинами мощностью 750 и 1500 кВт. Спроектированы и изготовлены паровые турбины для привода питательных насосов крупных энергоблоков (300, 500 и 800 МВт). Созданы блочные турбогенераторы для судостроения ОК-1 для атомохода «Ленин»; ОК-3 и ОК-3С для атомного ледокольного флота и др.

С 1960-х годов формируется основная номенклатура завода, создаются первая паровая турбина ПТ-12/15-35/10 номинальной мощностью 12 МВт и в 1962 г. первая паровая турбина ПТ-25-90/10 мощностью 25 МВт.

Разработаны паровые турбины для привода компрессоров строящихся нефтеперерабатывающих заводов – К-6-30П. В период 1960 – 1990 гг. созданы:

- конденсационные паровые турбины для привода генераторов К-12-35, К-6-10, К-6-35;
- конденсационные паровые турбины для привода генераторов с производственным отбором П-2,5-35/5, П-6-35/5;
- турбины с противодавлением Р-2,5-15/3, Р-6-35/10, Р-12-35/5, Р-12-90/31;
- турбины с противодавлением и производственным отбором ПР-6-35/10/5, ПР-12/15-90/15/7.

Изготовлены и поставлены турбогенераторы МК 2,5 для Паужетской геотермальной электростанции, турбоприводы ТП-1100 для танкеров «Генерал Тюленев», «Маршал Баграмян» и «Маршал Чуйков».

Всё это оборудование изготавливалось серийно в сотни единиц и по сей день составляет основу приводной и энергетической номенклатуры промышленных предприятий страны.

**Переход от мелкосерийного к единичному
производству – машины третьего
поколения (1990 – 2020 гг.)**

В период развала СССР требования промышленности к паровым турбинам меняются, что приводит к отсутствию типовых проектов предприятий и, соответственно, к отсутствию потребности в типовом оборудовании. Уникальность разрабатываемого и производимого оборудования привела к переходу на единичное производство.

В эти годы были спроектированы следующие машины:

- конденсационные приводные турбины К-2,4-4,9П, К-22-8,8П для привода компрессоров;
- конденсационные паровые турбины для привода генераторов К-6-1,6; К-25-8,8; К-38-8,0;
- конденсационные паровые турбины для привода генераторов с производственным отбором П-0,6-1,3/0,6; П-1,5-24/10; П-8-2,2/0,7; ПП-12/13-3,4/1,5/0,6; П-25-3,4/0,6;
- конденсационные паровые турбины для привода генераторов с производственным и теплофикационным отбором ПТ-12-2,9/0,6; ПТ-25/30-3,6/1,0; ПТ-27/35-3,9/1,7; ПТ-30/35-3,4/1,0; ПТ-40/50-8,8/1,3;
- конденсационные турбины с теплофикационным отбором для привода генераторов Т-10/11-5,2/0,2; Т-14/23-4,5/0,18; Т-15,5/20,3-5,4/0,2; Т-12/16-3,9/0,2; Т-17/23-4,5/0,18; Т-25-8,8; ТК-35/38-3,4 (для плавучей АЭС); Т-25/33-7,6/0,12; Т-48/62-7,4/0,12; Т-50/64-7,4/0,12; Т-63-13/0,25; в том числе самая мощная из номенклатуры завода на сегодня Т-56/73-7,8/0,04.

В этот период были созданы также блочные паротурбинные установки малой мощности: ТГ 0,5/0,4 Р13/4; ТГ 0,75/0,4 Р13/2; П-1,5/10,5-1,4/0,7; П-1,5/6,3-4,0/0,5; ТГ 1,8/0,4 Р5/1,0; ТГ 2,5АС/10,5 Р14/3; ТГ 3,5/10,5 Р12/1,2; ТГ 6,0/10,5 Т1,8/0,7; ТГ 8,0/6,3 К2,2.

Разработаны уникальные паротурбинные установки для геотермальной энергетики К-25-0,6; ОМЕГА-500; ТГ 1,8/0,4; Р5/1,0; ТГ 4/10,5-К-0,8.

В целом, за данный период было разработано, изготовлено и введено в эксплуатацию более 200 типов паровых турбин и паротурбинных установок.

**Период реновации – машины
четвертого поколения (с 2020 г. по н.в.)**

Паровые турбины третьего поколения являются более современными и экономичными, однако все они созданы как образцы

единичного производства, что влечет за собой значительные издержки, а в условиях современной экономики это неприемлемо. Именно поэтому основные силы конструкторского бюро нацелены на создание качественно новых паровых турбин, превосходящих по экономичности, технологичности и стоимости машины предыдущих поколений.

**Основные особенности конструкции
турбин первых трех поколений
Схемные решения**

Тепловые схемы паровых турбин первого и второго поколений существенных отличий не имеют, поэтому рассматриваются совместно.

Их конструкция имеет следующие особенности:

- установленный на корпус турбины стопорный клапан с подводом пара сверху;
- гидравлические регуляторы давления пара в уплотнениях и уровня конденсата в конденсатосборнике, узлы которых оказались крайне чувствительны к качеству проводимых ремонтов и качеству масла. В турбинах с противодавлением для конденсации пара из концевых уплотнений использовались струйные подогреватели ПС-1М, ПС-2М, работа которых оказалась крайне зависима от температуры воды, подаваемой на рабочие сопла;
- система регенерации состоит из подогревателя низкого давления атмосферного деаэратора и подогревателей высокого давления;
- наличие парового турбомаслонасоса, требующего ручного пуска;
- вестовые трубы, через которые производится выхлоп паровоздушной смеси из крайних камер концевых уплотнений вала паровой турбины в атмосферу. В совокупности с ненадежной работой регуляторов давления пара и струйных подогревателей это часто приводит к выходу пара из крайних камер и обводнению масла через масляные уплотнения подшипников, расположенных вблизи концевых уплотнений.

Схемные решения турбин третьего поколения построены на базе второго поколения, но имеют некоторые принципиальные отличия:

- гидравлические регуляторы давления пара в уплотнениях и уровня в конденсаторе заменены регулирующими клапанами, работающими автоматически по соответствующим сигналам КИП из АСУ ТП;
- струйные подогреватели в турбинах с противодавлением заменены пароструйными эжекторами. Паровоздушная смесь из крайних камер также отводилась на эжектор,

однако большие расходы пара из концевых уплотнений обуславливали необходимость установки трех и более типовых эжекторов уплотнений ЭУ-400 и подвода достаточно большого количества охлаждающей воды;

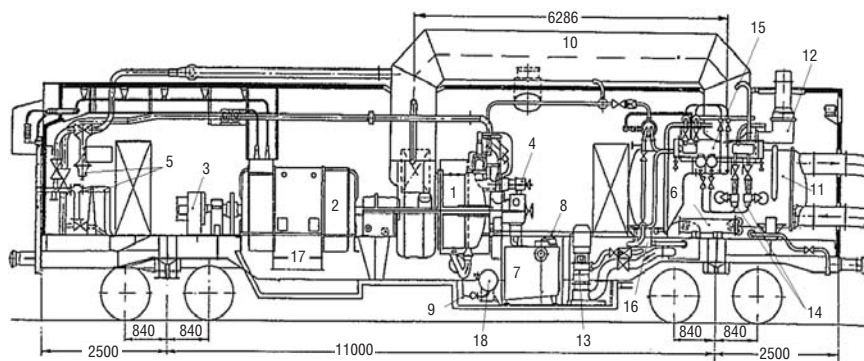
- система регенерации стала более эффективной и развитой. Например, в паровой турбине ПТ-40/50-8,8/1,3 используются схемы с тремя подогревателями низкого давления, деаэратором и двумя подогревателями высокого давления. Все подогреватели – коллекторного типа.

Компоновка

Компоновочные решения паротурбинных установок первого поколения продиктованы условиями строительства крупных объектов промышленности первых пятилеток. Их сооружение обычно начиналось со строительства временной электростанции, поэтому для сокращения сроков возведения таких станций были разработаны модульные паротурбинные установки АП-1,5Б, не требующие специального фундамента. Также были разработаны уникальные паротурбинные установки для энергопоездов (рис. 1), компоновка которых выполнялась в габаритах вагона; при этом конденсатор устанавливался на одном уровне с турбиной, а выхлоп пара от турбины направлялся вверх, где через перепускную трубу он попадал в конденсатор [2].

С 1960-х годов турбины второго поколения стали иметь классическую в современном понимании компоновку на железобетонном фундаменте с подвальным расположением конденсатора, при этом масляное хозяйство располагалось в противоположной стороне от паровых систем регенерации.

Большинство ПТУ третьего поколения сохраняют традиционную компоновку второго поколения, однако для некоторых турбин до 8 МВт создаются принципиально новые высокоинтегрированные решения, такие как у турбогенераторной установки ТГ-4,5/6,3-К2,2 мощностью 4,5 МВт (рис. 2). Компоновочные решения такого типа уникальны тем, что за счет использования рамы турбогенератора, выполняющей функции емкости масляного бака, и интеграции в нее парового конденсатора обеспечивается практически полное агрегатирование ПТУ на едином основании. Обязка основными трубопроводами производится на заводе, а транспортировка осуществляется в собранном виде, поэтому не требуется объемного железобетонного основания и сокращается время монтажа и пуска такой установки. Изготовление паротурбинных установок такого типа актуально



и сегодня, однако ввиду ограничений по габаритам и возможностям транспортировки такие решения не применяются для паровых турбин мощностью свыше 8 МВт.

Проточная часть паровой турбины

Жесткие требования к массогабаритным параметрам турбин первых поколений отразились на облике проточных частей этих машин. При уменьшении числа ступеней увеличенные теплоперепады на них не соответствуют оптимальным значениям. Для уменьшения внешних габаритов на некоторых машинах проточная часть имеет раскрытие в сторону корневых диаметров при относительно постоянном периферийном диаметре (рис. 3). Также требования по габаритам при разработке влажнопаровых турбин обусловили создание ступени, обладающей высокой сепарирующей способностью (ступени-сепаратора) и позволяющей обходиться без внешней сепарации пара от влаги.

Малая мощность машин (как следствие, малый расход пара) приводит к необходимости ввода парциальности, применению регулирующих ступеней с большими теплоперепадами, созданию высокооборотных машин с малыми средними диаметрами ступеней (с применением редуктора). На турбогенераторах малой мощности часто применялась простейшая схема концевых уплотнений,

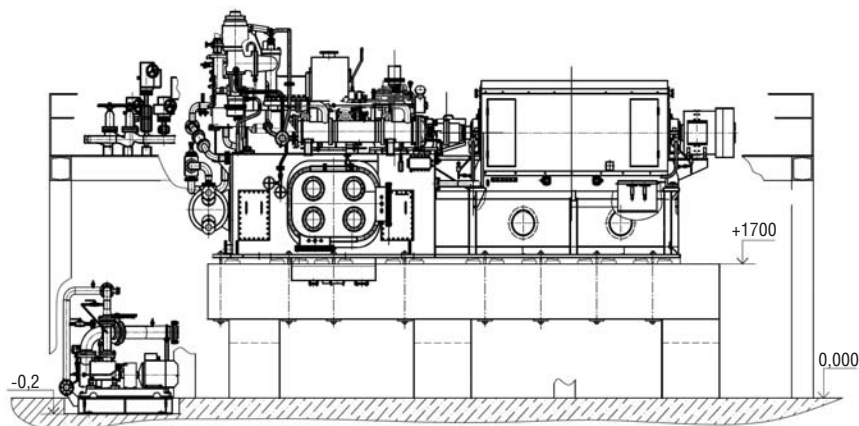
Рис. 1.

Турбовагон энергопоезда:

- 1 – турбина;
- 2 – генератор;
- 3 – возбудитель;
- 4 – стопорный клапан;
- 5 – редукционный клапан;
- 6 – маслоохладитель;
- 7 – масляный бак;
- 8 – маслотурбонасос;
- 9 – дренажный эжектор;
- 10 – перепускная труба в конденсатор;
- 11 – конденсатор;
- 12 – атмосферный клапан;
- 13 – конденсатный насос;
- 14 – эжекторы;
- 15 – охладитель эжекторного пара;
- 16 – регулятор уровня конденсата;
- 17 – воздухоохладитель;
- 18 – дренажный бак

Рис. 2.

Компоновка паротурбинной установки ТГ-4,5/6,3-К2,2



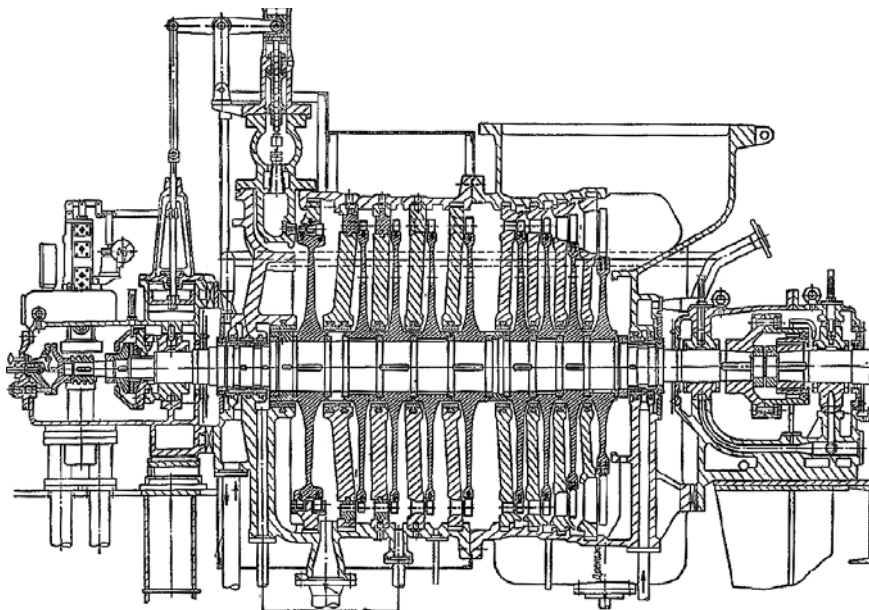


Рис. 3.
Продольный разрез
турбины АК 4-2,5

когда весь расход утечки из переднего концевого уплотнения шел на запираение заднего. Это приводило к росту давления в системе запираения и повышенным утечкам пара на номинальных режимах работы турбоагрегата.

Для сокращения сроков и объемов проектирования при создании новых проточных частей зачастую использовались имеющиеся ступени. Такой подход иногда приводил к не самым высоким технико-экономическим показателям. В плане же надежности проблем не возникало – многие турбоагрегаты находятся в эксплуатации более пятидесяти лет без серьезных замечаний.

Начало разработки третьего поколения турбин на КТЗ связано с распадом СССР и появлением свободного рынка. С одной стороны, количество типовых проектов сократилось до минимума, поэтому и производство турбин стало единичным, с другой – стали расти требования к показателям экономичности из-за обострившейся конкуренции. Появление современных систем проектирования позволило быстрее вести разработку новых машин и получать оптимальную по экономичности проточную часть для каждой конкретной турбины. Создание большого числа новых ступеней и узлов привело к расширению номенклатуры агрегатов, снижению степени унификации, что отразилось на росте стоимости машин.

Схемы смазки и регулирования

Системы смазки и регулирования по всем трем поколениям развивались последовательно, но принципиально сохранились идентичными.

Суть технических решений заключается в следующем: в отдельно стоящий масляный бак устанавливается масляный инжектор, подающий масло на смазку подшипников и создающий подпор для главного масляного центробежного насоса, навешанного на вал турбины. При этом с целью уменьшения осевого габарита рабочее колесо насоса одновременно является упорным диском упорного подшипника. После главного масляного насоса масло подается в систему регулирования и гидравлической защиты.

Гидравлическая система оснащена гидравлическими элементами защиты, в том числе реле давления в системе смазки, который по гидравлическому импульсу по снижению давления приводит к закрытию стопорного и регулирующих клапанов.

Такое техническое решение имеет ряд недостатков:

1. В статических режимах система регулирования требует подачи масла только на следящие золотники и протечки в узлах. В динамике, когда идет потребление масла сервомоторами, расход на систему может увеличиться в несколько раз. Характеристики главного масляного насоса (ГМН) выбраны такими, чтобы падение давления составляло не более 15 % при значительном увеличении производительности насоса. Сравнительно невысокий напор насоса в турбинах на высокие параметры пара вынуждает увеличивать размеры сервомоторов для обеспечения работы парораспределения, что в свою очередь ведет к росту габаритов.

2. Для обеспечения заданного давления на всасывании главного насоса подпорный инжектор и, соответственно, масляный бак устанавливаются на определенном уровне относительно оси всасывания ГМН, что снижает вариативность по компоновке. Использование в системе защиты обратных клапанов с масляным гидравлическим приводом отборов пара из турбин и их компоновочное расположение под турбиной требует установки дополнительного бака приема утечек из обратных клапанов, а также насосов по их возврату в главный масляный бак.

3. Наличие жестко сопряженного с валом турбины ГМН в случае разрыва маслопроводов систем смазки и при возникновении по этой причине пожара не позволит быстро остановить циркуляцию масла, так как турбина, отключенная оперативным персоналом со срывом вакуума, будет находиться на выбеге не менее 20 минут. Этого времени будет достаточно для разрушения несущей конструкции машзала и разгерметизации теплового контура

электростанции с драматическими последствиями (например, авария в 2000 г. с турбиной ПТ-60 на Новокуйбышевской ТЭЦ-2).

4. Низкая экономичность, обусловленная применением струйных аппаратов – масло-струйных инжекторов, и применение сравнительно низкоэкономичных центробежных насосов (с КПД 0,5...0,7) в качестве ГМН объясняется его функцией по обеспечению маслом сразу двух систем: смазки и регулирования.

5. Невозможность выполнения работ по ремонту ГМН на работающей турбине.

Технические решения для паровых турбин четвертого поколения

Схемные решения

Технические решения по тепловым схемам паровых турбин четвертого поколения направлены на повышение тепловой эффективности схем, эффективное использование уходящего тепла, сокращение объемов потерь конденсата и питательной воды. Например, использование тепла пара деаэраторов для подогрева подпитки, полная или частичная замена пароструйных эжекторов вакуумными водокольцевыми насосами. Применение конденсаторов пара уплотнений с вакуумными эксгаустерами, организация системы каскадного слива вторичного конденсата подогревателей системы регенерации с установкой охладителей дренажа.

Компоновка

Компоновочные решения турбин четвертого поколения направлены на снижение затрат на строительные-монтажные работы. Пример такого подхода – использование бесподвальной компоновки ПТУ с организацией выхлопа пара вдоль оси ротора турбины, а также решений по снижению необходимого уровня установки деаэратора (рис. 4). В результате нет необходимости в габаритных сложных фундаментах и можно снизить высоту установки турбины в три раза, что ведет к пропорциональному снижению высоты машинного зала и уменьшению стоимости строительных-монтажных работ.

Также одним из примеров технических решений является компоновка элементов турбоустановки, например маслосистемы, в модульную конструкцию, собираемую на заводе-изготовителе (рис. 5). Такое техническое решение позволяет снизить объем СМР по системе маслоснабжения до 60 %.

Проточная часть паровой турбины

Технические решения в турбинах четвертого поколения, также как и в ПТУ третьего поко-

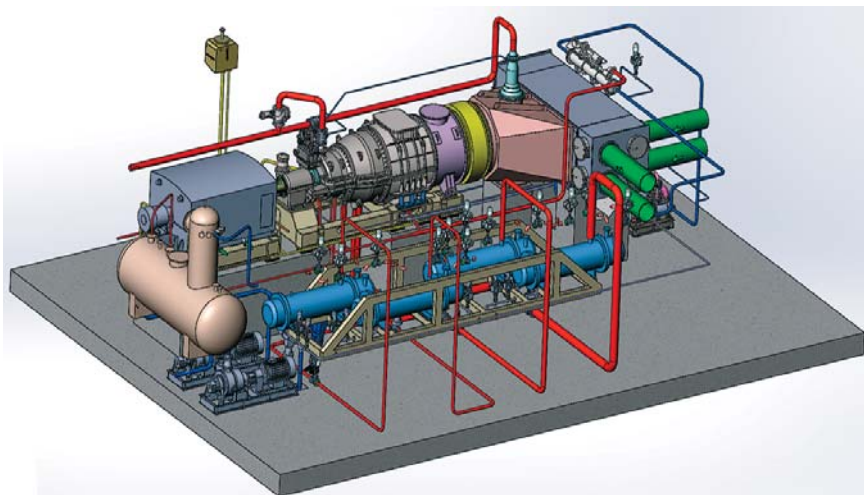


Рис. 4.

Бесподвальная компоновка ПТУ мощностью 5 МВт

ления, направлены на улучшение технико-экономических показателей. При разработке применяются методы трехмерного моделирования, позволяющие на этапе проектирования оптимизировать конструкцию и тем самым снизить объем экспериментов, требующих больших вложений и времени.

Для основного и вспомогательного оборудования ПТУ применяют комплексные расчеты на прочность, которые позволяют учесть все факторы, воздействующие на оборудование в течение его эксплуатации.

При расчете гидравлического сопротивления теплообменных аппаратов, конденсаторов, выхлопных и входных патрубков используются современные программные комплексы, такие как ANSYS Fluent и CFX, что позволяет подобрать оптимальную конструкцию еще на стадии технического проекта.

Газодинамические расчеты проточных частей турбины позволяют достигать наибольшей экономичности проточной части за счет

Рис. 5.

Маслосистема турбоустановки модульного исполнения



моделирования течения потока пара через ступени цилиндра с учетом влажности и отборов. Так, например, современные методы проектирования проточных частей позволяют повысить проектный *КПД* судового конденсационного блочного турбогенератора ОК-3С, используемого для энергоснабжения судов, на 9,9 % относительно третьего поколения при начальных параметрах пара: давление 35 кг/см², температура 284 °С.

Применение методов конечных элементов для моделирования течения пара в турбинной решетке позволяет оценить картину течения еще до проведения натурных испытаний и внести корректировки на стадии разработки КД. Благодаря таким программным комплексам, как ANSYS, стало значительно проще проектировать лопатки большой высоты.

Вместо двухвенечных регулирующих ступеней скорости, срабатывающих большой теплоперепад при сравнительно низком *КПД*, внедряются более эффективные лабиринтовые надбандажные уплотнения. Лопатки с демпфирующими проволоками заменяются более экономичными, с цельнофрезерованным (интегральным) бандажом, без снижения вибрационной надежности. Это, в свою очередь, ведет к отсутствию отверстий в профиле лопатки, которые являются концентраторами напряжений и потенциальными зонами образования трещин с последующим обрывом.

Еще одним направлением повышения эффективности установки является разработка и внедрение нового вида бандажей. На КТЗ проводились исследования аэродинамических характеристик ступени турбины с интегральным бандажом двух конструкций – цилиндрической и конической формы (рис. 6).

Первым опытом установки интегральных бандажей цилиндрической формы на всех лопатках, которые ранее были открытыми или имели демпферную связь, является создание

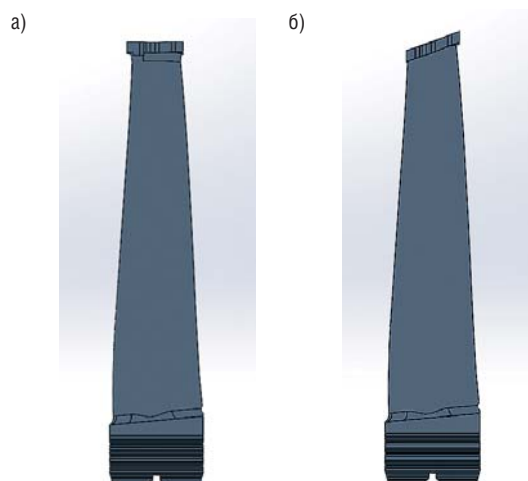


Рис. 6.
Конструкции цельнофрезерованных бандажей:
а) цилиндрический бандаж;
б) конический бандаж

паровой турбины Р-18/24-2,1/0,2, где общий прирост мощности благодаря внедрению данного типа бандажей составил около 10 %.

Сейчас КТЗ находится на стадии внедрения интегрального бандажа конической формы. Моделирование показало, что конструкция бандажа существенно влияет на характеристики ступени. Условия обтекания периферийного меридионального обвода при переходе от цилиндрического к коническому бандажу улучшились. Применение конического бандажа в рабочей решетке вместо цилиндрического приводит к увеличению *КПД* ступени примерно на 2,1%, при этом ее мощность возросла на 130 кВт. Кроме того, будет оказываться влияние на течение пара в последующих ступенях, что даст суммарный прирост *КПД* по цилиндру [4]. Моделирование проводилось для 16-й ступени части низкого давления турбины Т-56/73-7,8/0,04 с лопаткой высотой 240 мм.

На основе проведенных исследований была разработана конструкция интегрального бандажа конической формы, которая внедрена на паровых турбинах Р-26,9-3,5/0,08; К-27-1,3; Т-35/55-1,3.

Используются другие подходы при проектировании парораспределения на новых типах турбин. Исследования показали, что предполагаемая выгода на частичных режимах от применения соплового парораспределения является незначительной из-за большой неравномерности потока в последующих ступенях за счет парциальности, при этом на близких к номинальным режимам сопловое парораспределение даже уступает дроссельному [3]. С учетом того, что сопловое парораспределение к тому же существенно сложнее дроссельного, на КТЗ появляется больше машин с дроссельным парораспределением.

Для более быстрого и равномерного прогрева корпуса применяется обнизка на фланцах вокруг шпилек, в которую подается пар при пуске.

При решении проблем третьего поколения турбин с унификацией большое внимание уделяется модульности машин. Применение отработанных решений там, где это возможно, повышает надежность паротурбинных установок, сокращает сроки разработки и изготовления, что также положительно влияет на стоимость изделий.

Схемы смазки и регулирования

Чтобы избежать «минусов» систем маслоснабжения и регулирования турбин первых трех поколений, необходимо искать пути оптимизации. В процессе поиска таких путей выработаны основные технические решения:

1. Системы смазки и регулирования разделены на отдельные контуры. Это позволяет увеличить срок службы узлов регулирования за счет обеспечения чистоты контура регулирования, а также использовать в системах регулирования более стойкие к условиям работы гидравлические жидкости. Применение замкнутого контура допускает высокие давления в системе регулирования, обеспечивающие значительные усилия при сохранении относительно малых габаритов сервомоторов.

2. Применение безынжекционных схем маслоснабжения с использованием для смазки полупогружных в масляный бак электронасосов (рис. 7). Преимущества такого решения:

- повышенная экономичность. Высокая энергоемкость (низкая экономичность) центробежных насосов (с значением 0,5...0,7) и струйных аппаратов – маслоструйных инжекторов (КПД не более 0,35) приводит к снижению гидравлического КПД маслоснабжения турбины до уровня не более 15%. Безынжекционная система, использующая лопастные насосы, имеет КПД 0,7...0,85 в зависимости от типа насоса. Так, переход на подобную систему маслоснабжения турбины ПТ-24-3,6/1,0/0,12 приведет к экономии в 30 кВт;
- возможность выполнения п. 2.7.2, 2.7.8 СО 153-34.20.562-2003 «Инструкция по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях»;
- возможность выполнения ремонтов главного масляного насоса на работающей турбине;
- погружение насосов в маслябак снижает затраты на их обслуживание, поскольку вероятные протечки через систему уплотнений не критичны.

3. Наличие системы гидростатического подъема роторов, обеспечивающей легкое всплытие вала турбины и генератора при пуске турбины и снижение износа опорных вкладышей.

4. Наличие резервного ГМН, что позволяет выполнять ремонтные работы на работающей ПТУ.

5. Наличие системы отсоса паров и аэрозолей масла, что снижает протечки масла по масляным уплотнениям вала турбины и исключает образование в окружающем воздухе машинного зала вредных для здоровья человека аэрозолей.

Безынжекционные системы маслоснабжения применяются на всех отечественных паровых и газовых турбинах, а также на большинстве турбин зарубежных компаний.

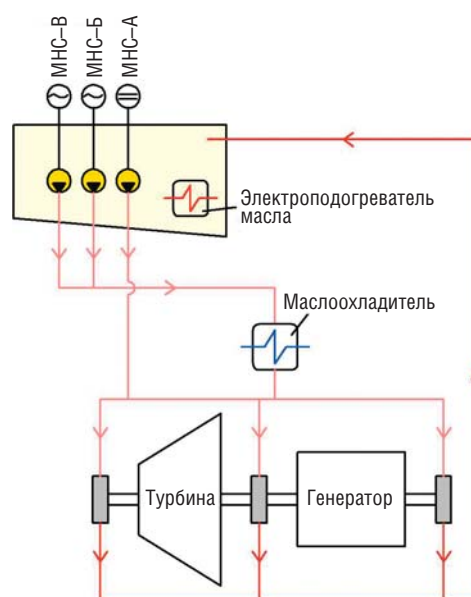


Рис. 7.
Принципиальная безынжекционная схема маслоснабжения систем смазки и регулирования

Выводы

История развития паровых турбин неразрывно связана с историей развития экономики и других ключевых отраслей промышленности. Это особенно видно на примере развития паровых турбин Калужского турбинного завода. Состояние экономики страны, условия и стратегия развития промышленности определяют требования к создаваемому оборудованию. Подходы, используемые при разработке оборудования первых трех поколений, в современных реалиях являются малоэффективными, менее конкурентными.

Разработанные новые подходы к проектированию паровых турбин повышают эффективность, экономичность, сокращают сроки проектирования, изготовления и монтажа оборудования, что отвечает основным требованиям к современной технике. **Т**

Список литературы

1. Полуянов А. Н. Четверть века (Летопись Калужского ордена Трудового Красного Знамени турбинного завода) // Приокское книжное издательство, 1971. – С. 27-28.
2. Юсим В. И., Модылевский Д. Н. Паротурбинные энергопоезда // Государственное энергетическое издательство, 1961. – С. 48.
3. Зарянкин А. Е. Сопловое парораспределение с выносной камерой смещения / А. Е. Зарянкин, И. П. Лавырев, М. А. Черкасов // Теплоэнергетика. – 2020. – № 9. – С. 79-84.
4. Киселев Р. С. Анализ влияния конструкции бандажа на аэродинамические характеристики ступени турбины / Р. С. Киселев, А. А. Жинов. // Региональная научно-техническая конференция 2021.

Замена чугунных литых диафрагм давления паровых турбин стальными сварными диафрагмами – жизненная необходимость

В. Л. Мазуровский, к.х.н. – главный металлург, mazurovsky_vl@uer.ru
А. Р. Березин – ведущий инженер, kbmt@uer.ru
АО «Уралэнергоремонт»

Ключевые слова:

паровая турбина, диафрагма давления, фазовый переход, серый чугун, рост чугуна, графит, феррит, цементит, аллотропическое превращение

Аннотация

В зонах фазового перехода и после них до окончных ступеней проточной части большинства отечественных паровых турбин устанавливаются диафрагмы давления, изготовленные путем заливки направляющих лопаток чугуном, для образования обода и тела диафрагмы. Чугунные литые диафрагмы более технологичны и значительно менее затратны в изготовлении, чем сварные диафрагмы.

Однако в течение длительной эксплуатации с чугуном происходят необратимые изменения: так называемый рост («распухание») чугуна. Это выражается в том, что в результате структурных изменений происходит его объемная деформация, вызывающая коробление диа-

фрагм, накопление внутренних напряжений и, как следствие, растрескивание. В результате анализа структурных изменений в чугунных элементах диафрагм давления паровых турбин были установлены основные факторы, вследствие которых происходят структурные изменения чугунных составляющих диафрагм давления. Определена степень их влияния на механические и эксплуатационные характеристики диафрагм. Установлено, что после длительной эксплуатации чугунных литых диафрагм практически невозможно произвести качественный ремонт их чугунных элементов. При этом направляющие лопатки диафрагм сохраняют свою работоспособность.

Replacement of cast iron pressure diaphragms of steam turbines with steel welded diaphragms – is a vital necessity

V. L. Mazurovsky, Candidate of Chemical Science – Chief Metallurgist, mazurovsky_vl@uer.ru
A. R. Berezin – Leading Engineer, kbmt@uer.ru
Uralenergoremont JSC

Key words:

steam turbine, pressure diaphragm, phase transition, gray cast iron, cast iron growth, graphite, ferrite, cementite, allotropic transformation

Abstract

In the phase transition zones and after them, pressure diaphragms made by pouring their guide vanes with cast iron to form the rim and body of the diaphragm are provided to the terminal stages of the flow part of most domestic steam turbines. Cast iron diaphragms are more technologically advanced and significantly less expensive to manufacture than welded diaphragms. However, irreversible changes occur with cast iron during long-term operation, the so-called growth («swelling») of cast iron. The growth of cast iron is expressed in the fact that as a result of structural changes, its volumetric deformation occurs, causing warping of the diaphragms, accumulation of internal stresses and, as a result, cracking. The analysis of structural changes in

the cast-iron elements of the pressure diaphragms of steam turbines was carried out, as a result of which the main factors were established, as a result of which structural changes in the cast-iron components of the pressure diaphragms occur. The degree of their influence on the mechanical and operational characteristics of the diaphragms is determined. It has been established that after long-term operation of cast iron diaphragms, it is almost impossible to make high-quality repairs of their cast iron elements.

At the same time, the guide vanes of these diaphragms remain operational. Based on this analysis, it is concluded that it is necessary to replace cast-iron diaphragms with welded steel diaphragms.

Как известно, диафрагмы ступеней давления паровых турбин, устанавливаемые в ЦВД и ЦСД до зоны фазового перехода, представляют собою сварную стальную конструкцию из жаропрочных сталей. Далее возможна установка диафрагм ступеней давления как сварных стальных, так и литых чугунных – более технологичных и значительно менее затратных в изготовлении. Однако, как было установлено еще в первой половине прошлого века [1, 2], в течение длительной эксплуатации (более 50..60 тыс. часов) с чугуном происходят необратимые изменения: так называемый рост («распухание») чугуна.

Рост чугуна [1–3] выражается в том, что в результате структурных изменений (анализ которых приведен ниже) происходит его объемная деформация. Причем объемная деформация не распределяется равномерно по всей толщине литого чугунного тела или обода диафрагмы, вследствие чего происходит неравномерное приращение объемов их различных частей. Это вызывает их коробление, накопление внутренних напряжений и, как следствие, растрескивание. Также следует отметить, что рост чугуна вызывает резкое снижение его механических характеристик и твердости.

Для литых чугунных диафрагм отечественные турбостроительные заводы применяют серые чугуны марок СЧ 20, СЧ 25 и СЧ 30 по ГОСТ 1412-85, что соответствует чугунам СЧ 21-40, СЧ 24-44 и СЧ 28-48 по ГОСТ 1412-70(79). Наиболее часто используется чугун марки СЧ 30 (СЧ 28-48) перлитного класса, структура которого представляет собой перлитную матрицу, включающую ледебурит и пластинчатый (чешуйчатый) графит. Графит (аллотропическая модификация углерода) – это обычная структурная составляющая серых чугунов, определяющая их низкие механические характеристики по пластике и пределу прочности на растяжение.

Явление роста чугуна обусловлено несколькими причинами. По определению проф. П.П. Берга [1], рост чугуна представляет собой частный случай необратимого увеличения его объема при нагревании и является следствием процессов его разрыхления из-за выделения графита, поглощения газов (окисления) и выделения газов из твердого раствора в поры (переход водорода из атомарного состояния в молекулярное). Существует еще ряд причин роста чугуна, которые рассмотрены более подробно.

1. Коррозия (окисление) α -железа, кремния и марганца по границам контакта

с чешуйками графита, то есть их окисление кислородом воздуха, проникающим вглубь чугунной детали через графитовые включения. При этом образуются окислы Fe_2O_3 , SiO_2 и др., удельный объем которых в 2...3 раза больше, чем удельный объем чугуна. Кислород тем легче проникает внутрь чугунной детали, чем больше количество графитовых включений и их размеры. Чем крупнее и протяженнее графитовые включения и чем больше в чугуне кремния и марганца, тем выше его рост. Это приводит к разрыхлению чугуна и увеличению его объема и, как следствие, к росту объемной деформации и снижению механических характеристик [4].

2. Водород также проникает в чугун через графитовые включения и растворяется в α -железе, образуя непрочный, хрупкий твердый раствор. Переход растворенного в чугуне атомарного водорода в молекулярный и его проникновение в графитовые чешуйки приводит к резкому возрастанию давления в графитовых полостях и растрескиванию перлитной матрицы [1–4].

3. Насыщение чугуна, вернее, графитовых чешуек (пор) в чугуне, различными газами, содержащимися в водяном паре, и самим паром – еще один фактор увеличения объема чугуна. Установлено, что пребывание серого чугуна марки СЧ 28-48 в атмосфере влажного водяного пара при температуре 390...400 К в течение 60 тыс. часов приводит к возрастанию его объема на 3...5 % [1, 4].

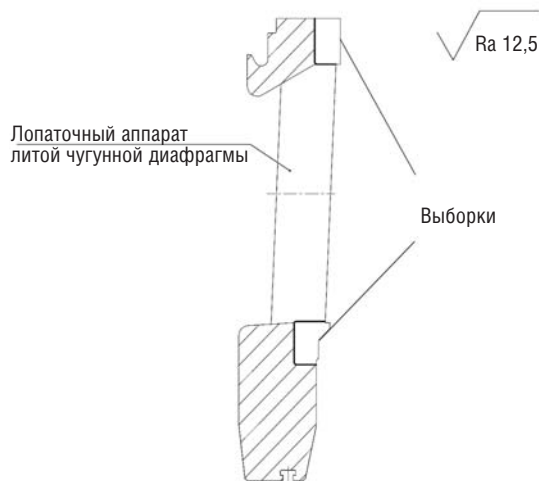
4. Окисление графита и образование угарного и углекислого газов, насыщающих графитовые поры в чугуне, также ведет к росту объемной деформации и растрескиванию перлитной матрицы [4, 5].

5. Распад нестабильного цементита перлитной матрицы и ледебурита на α -железо и графит, суммарный объем которых на 40 % выше объема цементита, из которого они образовались. Нестабильность цементита обусловлена высоким значением химического потенциала углерода в его составе по сравнению с низким значением химического потенциала свободного графита в перлитной матрице. При отсутствии равенства химических потенциалов элемента между фазами элемент переходит из фазы, в котором его химический потенциал выше, в фазу, где этот потенциал ниже. В нашем случае углерод из цементита переходит в графит, что и определяет распад цементита на α -железо (феррит) и графит, по реакции



что вызывает объемную деформацию чугуна,

Рис. 1.
Схема выборок частей
чугунных элементов
диафрагмы



накопление в нем внутренних напряжений и, как следствие, растрескивание перлитной матрицы [3].

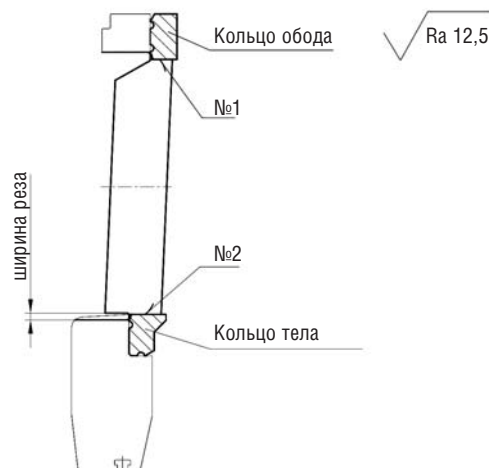
Надо отметить, что реакция (1) протекает даже при относительно низких температурах (< 293 К) и значительно интенсифицируется при температуре выше 393 К.

6. Аллотропические превращения графита (превращение графита в карбиноподобную структуру как реализация наименее энергоемкой *sp*-гибридизации атомов углерода) [6–9] с ростом объема и теми же последствиями, что приведены выше (см. п.п. 1...5).

Из рассмотренного материала следует, что рост чугуна связан с превращениями и химическими реакциями в самом графите и окружающем его феррите. Рост («распухание») чугуна происходит вследствие особенностей его структуры – нестабильности цементита перлитной матрицы и ледебурита и наличия графитовых включений (чешуек графита, фактически являющихся порами в перлитной матрице).

Вследствие роста чугуна происходит заклинивание диафрагм в расточках цилиндров или обоймах. Это вызывает деформацию цилиндров и обойм и коробление их разъемов. Сами

Рис. 2.
Установка стальных вставок
в полученные выборки тела
и обода диафрагмы
и их сварка с лопаточным
аппаратом. Удаление частей
чугунных элементов
диафрагмы



диафрагмы получают значительный прогиб и растрескивание, что ведет к задеваниям и разрушениям диафрагменных уплотнений на роторе. При этом при длительной эксплуатации чугунные элементы диафрагм получают значительные промывы в межлопаточном пространстве, что обусловлено снижением механических характеристик чугуна по причине его «распухания».

На основании вышеизложенного становится очевидно, что свариваемость «распухших» чугунов (даже если в них не произошло растрескивания) крайне неудовлетворительная из-за большого количества растворенных в них газов (особенно молекулярного водорода) и наличия большого количества окислов. Таким образом, ремонт чугунных диафрагм, длительно проработавших в атмосфере влажного пара, методами сварки крайне затруднен и зачастую невозможен. Если же будет установлено, что произошло растрескивание чугунных элементов диафрагм, то вопрос о ремонте таких диафрагм даже не может обсуждаться, так как они подлежат замене.

Таким образом, чугунные литые диафрагмы, длительно проработавшие в среде влажного пара, практически не ремонтпригодны и подлежат замене. При этом надо отметить следующий факт: направляющие лопатки этих чугунных диафрагм, изготовленные, как правило, из стали 20Х13, имеют вполне удовлетворительное состояние и могут эксплуатироваться еще очень длительное время.

Все эти недостатки отсутствуют у стальных сварных диафрагм. Сталь обладает абсолютной стабильностью цементита перлитной матрицы (в связи с отсутствием в ней свободного графита) даже при высоких температурах (до линии PSK на диаграмме железо-углерод). По той же причине (отсутствие графитовых включений) в стальных сварных диафрагмах не происходит окисления феррита в перлитной матрице и ее газонасыщения.

Вопрос замены чугунных диафрагм давления в действующих паровых турбинах (в период среднего или капитального ремонта турбины) с минимальными затратами был успешно решен специалистами АО «Урал-энергоремонт». Предложена (в 2008 году) оригинальная технология реконструкции литых чугунных диафрагм в сварные стальные диафрагмы с сохранением существующего лопаточного аппарата чугунной диафрагмы.

Суть технологии заключается в следующем: половинка диафрагмы устанавливается на планшайбу карусельного станка и производится сьем половины толщины тела и обода (рис. 1). В полученные полости устанавли-

ваются стальные заготовки, которые свариваются с направляющими лопатками половины диафрагмы (рис. 2). Половинка снимается с планшайбы и помещается в печь для снятия сварочных напряжений. После этого она вновь устанавливается на планшайбу карусельного станка, и производится съём половины толщины тела и обода с другой ее стороны. В полученные полости устанавливаются стальные заготовки, которые свариваются с направляющими лопатками половины диафрагмы и между собой (рис. 3). Сваренная половинка диафрагмы помещается в печь для снятия сварочных напряжений. Далее производится механическая обработка разъемов.

Подготовленные таким образом сварные половинки диафрагмы стыкуются и устанавливаются на планшайбу карусельного станка, производится полная механическая обработка диафрагмы в чертежные размеры. Дальнейшая механическая обработка диафрагмы выполняется на расточных и сверлильных станках.

В результате мы получаем готовую сварную стальную диафрагму, в которой сохранен старый лопаточный аппарат чугуновой литой диафрагмы. Реконструированные по данной технологии чугунные литые диафрагмы установлены в ЦСД и ЦНД ряда паровых турбин и успешно эксплуатируются более десяти лет.

Выводы

Анализ эксплуатации чугунных литых диафрагм, длительно проработавших в атмосфере влажного пара, показывает, что по причине структурных изменений, происходящих в чугунных элементах диафрагм (рост чугуна), происходит их деформация и разрушение, а также негативное воздействие на сопрягаемые узлы и детали. Вместе с тем, ремонт таких диафрагм практически, невозможен.

На основании этого можно считать неоспоримым фактом, что все чугунные литые диафрагмы, установленные в паровых турбинах, необходимо заменить стальными сварными диафрагмами, в которых полностью исключена возможность проявления подобных структурных изменений и которые являются абсолютно ремонтпригодными после длительной эксплуатации в атмосфере влажного пара.

В АО «Уралэнергоремонт» (г. Екатеринбург) предложена и апробирована оригинальная технология реконструкции литых чугунных диафрагм в сварные стальные диафрагмы с сохранением существующего лопаточного аппарата. Реконструированные по данной технологии диафрагмы успешно эксплуатируются на ряде турбин в течение многих лет. **Д**

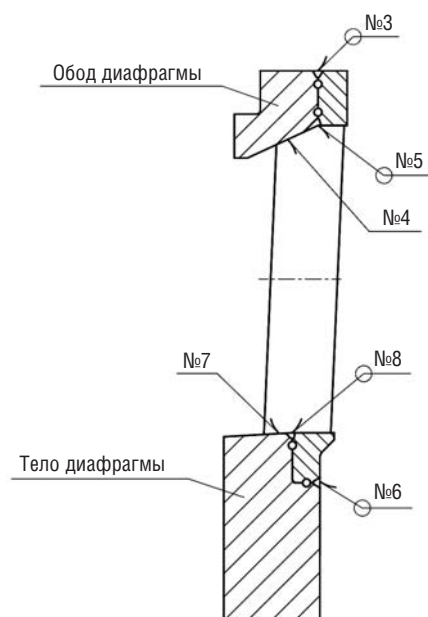


Рис. 3.
Окончательное формирование
стального каркаса диафрагмы
и сварка его элементов
между собой
и с лопаточным аппаратом

Список литературы

1. Машиностроение. Энциклопедический справочник в 15-ти томах под ред. акад. Е. А. Чудакова, т. 4, разд. 2. Материалы машиностроения // М.: Машиностроение, 1947.
2. Материалы в машиностроении. Выбор и применение. Справочник в пяти томах. т. 4. Чугун: под ред. А. А. Жукова и А. Д. Шермана // М.: Машиностроение, 1969.
3. Бернштейн М. Л., Займовский В. А. Механические свойства металлов // М.: Металлургия, 1971. – 494 с.
4. Бокштейн С.З. Строение и свойства металлических сплавов // М.: Металлургия, 1971. – 496 с.
5. Панов А. Г., Мухаметзянова Г. Ф. О строении чугунных расплавов // М: Металлургия Машиностроения. – 2014. – № 5. – С. 6-12.
6. Давыдов С. В., Болдырев Д. А. Новые представления о кристаллизации шаровидного графита // Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации. – 2018. – № 6. – С. 67-75.
7. Сладков А. М. Карбин – третья аллотропная форма углерода. – М.: Наука, 2003.
8. Жуков А. А. Радиальная структурная составляющая в графитных глобулях высокопрочного чугуна / А. А. Жуков, С. В. Давыдов, С. М. Иваненко // Металловедение и термическая обработка металлов. – 1985. – № 10. – С. 44-45.
9. Жуков А. А. Фуллерены и сфероидизация графита в сплавах железа // Металловедение и термическая обработка металлов. – 2000. – № 7. – С. 3-6.



ООО «ТурбоСервис Рус»: обслуживание и ремонт ГТУ

А. П. Рузавин, М. М. Шевченко, И. С. Шабалин – ООО «ТурбоСервис Рус»

За последние 15 лет в России введено более 100 единиц ГТУ средней и большой мощности зарубежного производства, обслуживание которых является сложной задачей для эксплуатирующих организаций. Сегодня в портфеле компании «ТурбоСервис Рус» контракты на обслуживание 26 газовых турбин на 15 электростанциях суммарной мощностью 3,5 ГВт, часть из которых действует до 2033 года.

In brief

TurboService Rus LLC: maintenance and repair of gas turbine plants

Over the past 15 years Russia has introduced more than 100 medium and large capacity gas turbine engines of foreign production, the maintenance of which is a difficult task for operating organizations.

Today the portfolio of TurboService Rus includes contracts for the maintenance of 26 gas turbines at 15 power plants with a total capacity of 3.5 GW, some of them are valid until 2033.



История компании «ТурбоСервис Рус» в России началась с появления на рынке ООО «Зульцер Турбо Сервисес Рус» – представителя швейцарского концерна Sulzer AG, которое занималось сервисом газовых турбин. В 2011 году компания принесла в сектор сервиса российских ГТУ понятие конкуренции. Заказчики поняли, что есть альтернативный вариант обслуживания газотурбинного оборудования, когда вместо строгого следования рекомендациям завода-изготовителя предполагается применять в партнерстве с эксплуатирующей компанией инженерный подход для поиска менее затратных вариантов сервиса.

Модель обслуживания газовых турбин за последние несколько лет изменилась: перешла от подрядчика к заказчику оборудования. В 2018 году стартовала программа по трансферу технологий сервиса газовых турбин из Sulzer AG в российский филиал компании – таким образом, начали развиваться локальные компетенции. В 2022 году швейцарский концерн объявил о прекращении своей деятельности в РФ, но ООО «Зульцер Турбо Сервисес Рус» свою деятельность не

приостановило, а лишь сменило название и продолжило эффективно работать, сохраняя устойчивую тенденцию в локализации сервиса на территории России.

Сейчас российским компаниям требуется профессиональный и надежный партнер по обеспечению сервиса на своей территории, а не за рубежом. Именно такое партнерство предлагает «ТурбоСервис Рус». Компания изначально делала ставку на локализацию, что позволяло ей продолжать инспекции оборудования и во время санкций 2018 года, и во время карантинных ограничений, и сейчас – в период нового этапа санкционного давления.

Без сбоев работает Центр восстановления деталей горячего тракта газовых турбин в Екатеринбурге. Текущая производственная мощность предприятия позволяет восстанавливать ежегодно порядка 80 компонентов ГТУ, в 2024 году этот показатель будет увеличен на 50 %.

Компания активно работает над увеличением межремонтного периода и срока службы оборудования: освоена технология нанесения нового вида покрытий на лопатки ГТУ, что

позволяет продлевать ресурс этих элементов. Также внедряется лазерная наплавка, применяемая для изделий с монокристаллической структурой, расширяются компетенции по механической обработке. Отличительная особенность «ТурбоСервис Рус», как сервисной компании, – ремонтировать то, что производитель предлагает заменить новым. Кроме того, ввиду растущей нагрузки комплекс в Екатеринбурге двукратно увеличивает количество единиц оборудования, благодаря чему техпроцесс не останавливается даже на период ремонта одного из элементов.

Трансфер технологий по восстановлению компонентов предусматривал поэтапное обучение и передачу документации, при этом освоение ремонтных технологий началось с турбин SGT5-2000E, GE 6FA. Результатом деятельности ООО «ТурбоСервис Рус» является не только самое большое количество компонентов, восстановленных в России, но и подтвержденное качество работ после прохождения полного цикла межремонтного интервала (от 24 до 41 тыс. часов). При этом компания в развитии не останавливается: в 2022 году был освоен ремонт камеры сгорания и горячего тракта V64.3A, в том же году началось изготовление элементов турбины GT13E2, а в 2023-м был освоен ремонт компонентов GE 6B и SGT-800.

Кроме того, «ТурбоСервис Рус» реализует большую программу реинжиниринга частей газовых турбин. Эти компоненты работают в специфических условиях, их изготовление сложное и требует высокой точности. Так, была разработана конструкторская документация, найдены аналоги материалов, проведен внутренний контроль, отлажены технологические процессы для изготовления капитальных частей ГТ и расходных материалов. На выходе специалистам компании удалось получить произведенные в России компоненты, которые прошли все необходимые испытания и были установлены в турбину. Подобный опыт позволяет наработать базу по реверсивному инжинирингу, которую можно использовать с выходом на новые части.

В течение 2022-23 гг. специалисты компании провели более 40 инспекций. У каждой – своя специфика: часть из них были уникальны по объему выполненных работ, некоторые проведены с опережением графика. Нужно отметить, что из-за санкций ни одна запланированная инспекция не была отменена. Летом 2023 года параллельно были проведены три большие инспекции на турбинах ГТЭ-160 на площадках заказчиков. В рамках этих инспекций специалисты компании заменили



Рис. 1.
Участок термообработки
в производственном комплексе
компании (г. Екатеринбург)

ООО «ТурбоСервис Рус» – энергетическое предприятие, выполняющее квалифицированный сервис газовых турбин. Наряду с регламентными ремонтными работами на ГТУ, проводится восстановление деталей горячего тракта и компонентов холодной части в собственном сервисном центре в Екатеринбурге, осуществляется поставка расходных материалов и запасных частей.

Используя самые современные технологии, компания предлагает своим клиентам не только качественное обслуживание энергетического оборудования, но и технические решения, направленные на повышение эффективности процессов и, соответственно, бизнеса заказчиков.

Рис. 2.
Направляющие лопатки
газовой турбины



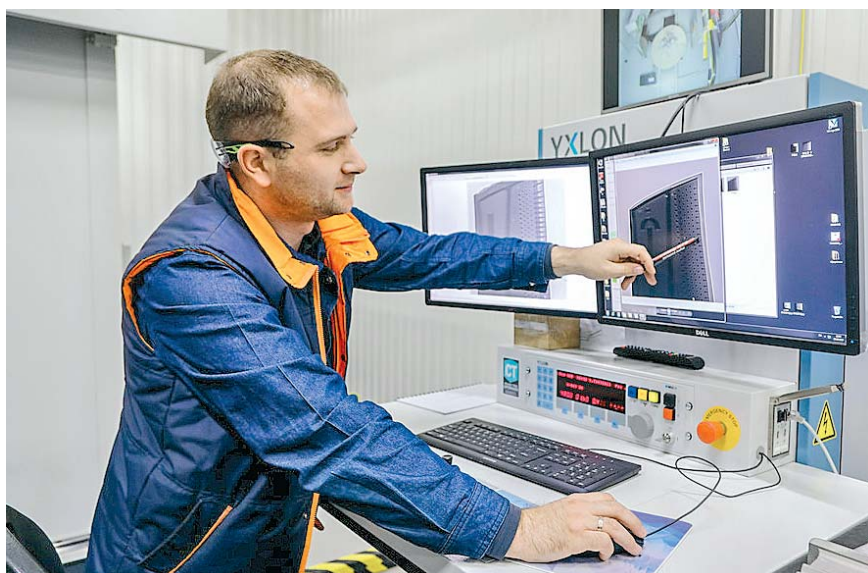


Рис. 3.
Пункт управления установки
рентген-контроля в отделе
контроля качества

внутренний корпус, смесительные камеры, термозащитные плитки жаровых труб, а также полный комплект лопаток турбин. Был проведен восстановительный ремонт горелочных устройств, заменены направляющие лопатки 1- и 2-й ступеней, а также тепловые экраны 1-й ступени.

Кроме того, был выполнен большой объем дополнительных работ, включавший обслуживание насосов, электродвигателей и осмотр гидравлических линий. Проведение трех капитальных инспекций практически в одно время значительно повысило интенсивность работ, но, несмотря на это, специалистам удалось успешно их завершить без нарушения сроков.

Задачи на ближайшее будущее перед компанией стоят амбициозные: планируется обеспечить возможность проведения полевых

работ в рамках А, В и С инспекций SGT-800. Также поставлена цель с 2025 года начать производить части для установок GT13E2, 6FA, SGT-800 и AE64.3A.

Для увеличения своих производственных мощностей компания реализует стратегическую программу сразу по трем направлениям: дооснащение сервисного центра высокотехнологичным оборудованием, донабор и обучение персонала, увеличение производственных площадей для крупногабаритной техники. В 2024 году начнется строительство нового производственного комплекса, который будет втрое больше существующего, в этом же году ожидается двукратное увеличение штата сотрудников компании.

Опыт непрерывной работы ООО «Турбо-Сервис Рус» во время санкционного давления показал правильность политики компании, выбранной с начала ее основания и направленной на освоение технологий восстановления и обслуживания оборудования. Ограничительные меры показали, насколько важно иметь в наличии стратегический ресурс элементов ГТУ и что для обеспечения энергобезопасности страны крайне необходим более масштабный запас. Поэтому компания расширяет складские запасы по всем типам газовых турбин из своего портфеля.

Уже сейчас ООО «ТурбоСервис Рус» работает над реинжинирингом элементов ГТУ и планирует продолжать локализацию технологий, так как именно в этом залог успешной работы, что было подтверждено многолетним опытом компании. **Д**



Рис. 4.
Выполнение ремонта
газотурбинного двигателя
на станции

Газопоршневую электростанцию строят для предприятия «Брянские полуфабрикаты».

ГПУ-ТЭС производства компании «Газовые машины» мощностью 500 кВт создана на базе двигателя 12M33NG, изготовленного заводом «Волжские промышленные двигатели», г. Тулаев.

Энергоблок установлен в утепленный контейнер. В системе выхлопа смонтирован глушитель на 40 дБ. Работа газопоршневой установки обеспечивается пультом управления российского производства в автоматическом режиме.

На брянском мясоперерабатывающем предприятии ГПЭС станет основным источником электроснабжения. Модернизация энергетического хозяйства и переход на собственную генерацию позволит снизить себестоимость выпускаемой продукции.

Проект реализуется под ключ – от проектирования, производства до шефмонтажа и ввода в эксплуатацию. Пусконаладочные работы ООО «Газовые машины» выполнит совместно с изготовителем двигателей. Инженерная служба заказчика проходит необходимый инструктаж по эксплуатации оборудования.

ООО «Брянские полуфабрикаты» выпускает более 100 позиций мясной продукции. На предприятии установлено современное технологичное оборудование, производится более 4500 тонн продукции в год.

Предприятие «ИНГК» изготовило установку термокаталитического дожига.

На производстве компании «ИНГК» в Перми завершено изготовление нового для нее оборудования – двух установок термокаталитического дожига УОВВ-12000 для ООО «РПК-Высоцк «Лукойл-П».

Установка очистки вредных выбросов (УОВВ) предназначена для каталитического окисления паров горючих соединений (метанола или нитрила акриловой кислоты), содержащихся в отходящих газах, образующихся при сливноналивных операциях в емкостном парке хранения, а также на железнодорожной эстакаде и при продувке танкеров.

На предприятии выполнено полномасштабное агрегатирование установки, оборудование принято представителем заказчика.

УОВВ-12000 готова к отгрузке на производственную площадку распределительного перевалочного комплекса «Высоцк «Лукойл-П».

Увеличена мощность ТЭС тепличного комплекса «Агро Альянс Липецк».

На ТЭС установлены два новых энергоблока JMS 620 (INNIO Jenbacher) электрической мощностью по 3400 кВт (вторая очередь станции). Поставщиком оборудования выступила компания «Хайтед-Энергетика».

По заказу ТК «Агро Альянс Липецк» предприятие «ТМ МАШ» изготовило два тепловых модуля ТММ-ТМВГ.1400. Оборудование предназначено для утилизации тепловой энергии выхлопных газов газопоршневых установок. Горячая вода используется для технологических нужд агропредприятия.

В объем поставки вошли дымовые трубы производства «ТМ МАШ», теплоизоляция двух комплектов технологического оборудования также выполнена сервисной службой компании.

Тепличный комплекс расположен в с. Конь-Колодезь Липецкой области. Проект когенерационной электростанции разработан фирмой «МБМ Групп». В состав первой очереди станции входят 4 газопоршневые установки ECOMAX 30 NGS электрической мощностью по 3047 кВт. Для выработки электрического тока используются генераторы напряжением 10 кВ.

Оборудование работает в базовом режиме, независимо от энергосистемы. Топливо – природный газ. В качестве резерва используется дизель-генераторная установка мощностью 1000 кВт.

Крупный тепличный комплекс площадью 33,13 га построен в Хлевенском районе. Проект имеет статус резидента особой экономической зоны регионального уровня «Хлевное». Инвестором выступает ООО «Агро Альянс Липецк».

The capacity of Agro Alliance Lipetsk greenhouse complex power station was increased.

Two new JMS 620 (INNIO Jenbacher) power plants each rated at 3400 kW (the second stage of the station) have been installed at the station. The supplier of the equipment was Hited-Energetika company.

MAN Energy Solutions поставит двухтопливные двигатели для оснащения плавучих электростанций.

Контракт заключен с компанией Karadeniz Powership Co. Ltd. (Турция) – производителем, оператором и владельцем флота плавучих электростанций общей мощностью 2010 МВт. Турецкая компания разработала и реализует проект «Сила дружбы», целью которого является электроснабжение более десяти стран Ближнего Востока, Северной Африки и Южной Азии.

Контракт предусматривает поставку 48 двухтопливных двигателей 18V51/60DF мощностью по 20,7 МВт – они будут использоваться для строительства новых плавучих электростанций. Кроме того, компания MAN Energy Solutions поставит системы управления станционного уровня, все необходимое вспомогательное и электротехническое оборудование.

MAN Energy Solutions участвует также в модернизации плавучих электростанций, находящихся в эксплуатации. В настоящее время подразделение MAN PrimeServ модернизирует четыре электростанции, оснащенные 32 двигателями, для перевода их в двухтопливный режим работы. MAN PrimeServ имеет более 140 сервисных центров по всему миру, что обеспечивает оперативное техническое обслуживание и ремонт оборудования плавучих электростанций, вне зависимости от места их расположения.

Масло Taif Rave 46EP для компрессоров Cameron

И. А. Степанков – ООО «С-Техникс»

Уход с российского рынка крупных зарубежных производителей смазочных материалов, а также нацеленность государства на развитие отечественной промышленности мотивируют генерирующие компании и другие предприятия, владеющие парком зарубежного динамического оборудования (паровые и газовые турбины, насосно-компрессорное оборудование), осваивать переход на турбинные масла российского производства.

In brief
Taif Rave 46EP
oil for Cameron compressors

The withdrawal of large foreign manufacturers of lubricants from the Russian market, as well as the state's focus on the development of domestic industry, motivate generating companies and other enterprises that own a fleet of foreign dynamic equipment (steam and gas turbines, pumping and compressor equipment) to master the transition to Russian-made turbine oils.

The article presents the experience of using Taif Rave 46EP turbine oil after replacing imported Mobil DTE Oil Medium in a

Cameron compressor at one of the power stations of the Khanty-Mansiysk Autonomous Area.

The station includes gas and steam turbines of foreign manufacturers, a domestic heat recovery steam generator. The power of the unit is 400 MW.

Fuel gas is supplied to gas turbine plant by Cameron MSG-5 booster compressors.

В 2022 году на фоне антироссийских санкций ускорился процесс перехода потребителей масла из импортного сегмента в отечественный. Это достаточно долгий и сложный процесс, потому что замена «традиционных» импортных масел сопровождается не только отсутствием необходимых регламентных согласований с производителями оборудования, но и с риском снижения надежной работы техники.

Этот риск небезоснователен, поэтому производитель смазочных материалов «Таиф-СМ» особое внимание уделяет контролю качества базового сырья, используемого для производства товарных смазочных материалов, контролю качества готовой продукции и показателей рабочего масла (чистота, срок службы, физико-химические свойства). Для обеспечения перехода с импортных масел на смазочные материалы Taif Lubricants с владельцем оборудования согласовывается программа замены масла, определяются ответственность и задачи каждого участника.

Сегодня в качестве и надежности смазочных материалов серии Taif Rave для компрессоров и газовых турбин убедились десятки конечных заказчиков: масло успешно работает в оборудовании Siemens (SGT-300, SGT-600, SGT-800), General Electric (Frame 6FA, LM2500), Solar Turbines (Taurus 60, Mars 100, Titan 130), Cameron (MSG-5, MSG-4), Borsig (T-Jet 70-4), Atlas Copco и др. Ставка производителя сделана на долгосрочное сотрудничество и развитие компетенций в области управления смазочными материалами. Главная задача – повышение надежности оборудования и снижение эксплуатационных расходов его владельца.

В статье представлен опыт использования турбинного масла Taif Rave 46EP после замены импортного Mobil DTE Oil Medium в компрессоре Cameron на одной из электростанций Ханты-Мансийского автономного округа. В составе станции – газовая и паровая турбины

зарубежных изготовителей, котел-утилизатор отечественного производства. Мощность блока составляет 400 МВт. Топливный газ в ГТУ подается дожимными компрессорами марки Cameron MSG-5.

Рынок дожимных компрессоров для подачи топливного газа в ГТУ представлен в РФ широким списком производителей, в основном зарубежных. Связано это с использованием импортных газотурбинных установок для строительства новых генерирующих мощностей по программе ДПМ-1. Оборудование таких производителей, как Cameron, Atlas Copco, Ariel, GEA Grasso, Borsig часто применялось в проектах для подачи газа в ГТУ.

Для смазки компрессора Cameron на период первой заливки использовалось собственное масло производителя – Turbo Blend Lubricating Oil. В связи с тем что этот продукт производится в США (в основном для Северной Америки), продажи в РФ были ограничены. Представителем производителя компрессора Cameron был согласован другой, более доступный продукт – Mobil DTE Oil Medium. Это базовое циркуляционное масло, которое применяется для паровых турбин, гидротурбин, компрессоров и другой техники.

С 2022 года масло этой марки не поставляется в РФ через официальное представительство ExxonMobil – его можно получить путем параллельного импорта. К сожалению, данная схема поставки оставляет конечного пользователя без технической поддержки от производителя смазочного материала и самое главное – без гарантийных обязательств. Участились случаи поставки контрафактной продукции, фиксируются случаи выхода из строя оборудования.

Учитывая такую ситуацию, многие пользователи приняли решение перейти на отечественные смазочные материалы. Результатом такого решения и была замена масла Mobil DTE Oil Medium турбинным маслом Taif Rave 46EP



в системе смазки дожимного компрессора Camerom MSG-5 на объекте в ХМАО. Турбинное масло Taif Rave 46EP соответствует требованиям производителя Camerom и превышает характеристики Mobil DTE Oil Medium (табл).

Особенностью данной модели компрессора являются высокая частота вращения вала (от 17 000 до 45 000 об/мин, в зависимости от ступени), увеличенные температуры масло-системы. Это обуславливает необходимость использовать высококачественное масло, обладающее соответствующими свойствами. И турбинное масло Taif Rave 46EP обладает такими свойствами.

Высокая термостойкость: масло Taif Rave 46EP выдерживает высокие температуры, которые могут достигать 150...200 °С на подшипниках компрессоров и ГТУ. Оно сохраняет свои свойства под воздействием высоких температур за счет высокой степени очистки базового сырья (3-я группа по API).

Хорошая окислительная стабильность: Taif Rave 46EP обладает высокой окислительной стабильностью, что позволяет ему сохранять свои свойства на протяжении длительного времени без образования отложений и шлама. Это особенно важно для компрессоров и ГТУ, где масло работает в условиях высоких значений температуры и давления.

Противоизносные свойства: масло обеспечивает хорошую защиту от износа и коррозии подшипников и других деталей компрессора и турбины. Противоизносные присадки в составе масла предотвращают износ и увеличивают срок службы оборудования.

Совместимость с материалами: как правило, Taif Rave 46EP совместимо с большинством материалов, используемых в компрессорах, ГТУ и подшипниках. Это позволяет избежать коррозии и других нежелательных реакций, которые могут привести к преждевременному износу оборудования.

Время выпуска воздуха: Taif Rave 46EP обладает превосходными характеристиками деаэрации, так как это крайне важное свойство смазочного масла для высокооборотных компрессоров с гидродинамической системой смазки. Воздух, попавший в масло, снижает прочность масляной пленки, что приводит к потенциальным проблемам с физическим контактом между валами и подшипниками.

Возможность использования в широком диапазоне температур: масло подходит для работы в различных климатических условиях и может использоваться как при низких, так и при высоких температурах окружающей среды.

Показатель	Метод испытания	Требования Camerom	Характеристики Mobil DTE Oil Medium	Характеристики TAIF Rave 46EP
Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с	ASTM D445	46	44,5	46
Кинематическая вязкость при 100 °С, мм ² /с	ASTM D445	7	6,9	7,2
Индекс вязкости	ASTM D2270	>100	98	121
Деэмульсация (54 °С и 82 °С), мл эмульсии/мин	ASTM D1401	<3/15	3/15	0/10
Склонность к пенообразованию (I, II, III стадии), мл	ASTM D892	<10/0	<50/0	10/0
Деаэрация при 40 °С, мин	ASTM D3427	<5	3	1,2
Испытания на коррозию дистиллированной водой	ASTM D665A, D6658	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает
Стабильность против окисления, мин	ASTM D2272	>400	690	1600

Неправильно подобранное турбинное масло или масло с низкими свойствами термической и окислительной стабильности приводит к появлению нагара на подшипниках или лаковых отложений (рис. 1, 2).

Нагар на подшипниках легко удаляется в период проведения сервисных работ механическим способом. Лаковые отложения, напротив, удаляются с трудом, так как состоят из углеводородных соединений (продуктов распада базового масла и присадок), которые конденсируются и полимеризуются при высоких температурах и давлении, образуя прочную пленку на металлических поверхностях. Эта пленка может снижать эффективность работы системы смазки, уменьшая пропускную способность маслопроводов, снижая коэффициент теплопередачи (рост температуры на подшипниках) и увеличивая трение между деталями (повышение вибрации).

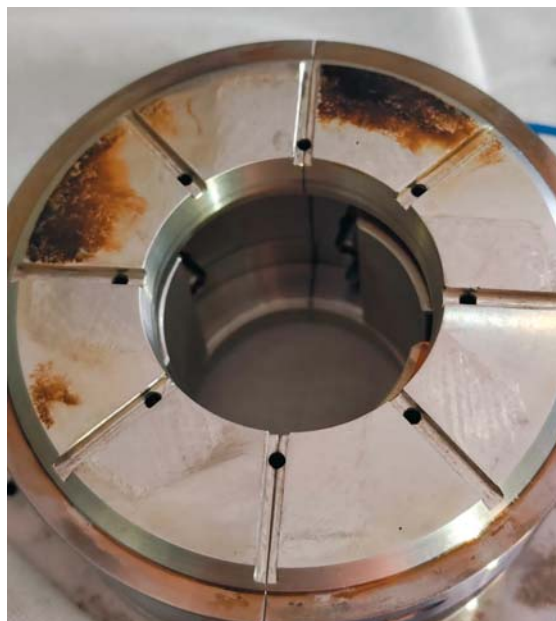


Табл. Требования к маслу производителя компрессоров Camerom и характеристики масел

Рис. 1. Нагар турбинного масла на подшипниках ГДК Atlas Copco

Рис. 2.
Лаковые отложения
на элементах подшипников



ООО «Таиф-Смазочные материалы», входящее в группу компаний «Таиф», – первый и единственный в России завод по производству полиальфаолефиновых (ПАО) базовых масел. Центр исследований и разработок «Таиф-Смазочные материалы», который находится в г. Казани, имеет самое современное оборудование для разработки эффективных и надежных смазочных материалов.

Производство смазочных материалов, выпускаемых под брендом Taif Lubricants, представляет собой полный технологический цикл: от приема сырья с предприятия «Нижнекамскнефтехим» до разработки собственных рецептур и изготовления товарных смазочных материалов и базовых масел IV группы (ПАОМ) по API в промышленных объемах.

ООО «С-Техникс» – федеральный партнер ООО «Таиф-Смазочные материалы» по дистрибуции турбинных и компрессорных масел как для отечественного, так и для импортного динамического оборудования.

Компания «С-Техникс» обладает всеми необходимыми экспертными знаниями в области турбинных и компрессорных масел для проведения консультаций по замене смазочных материалов, аудиту технического состояния смазки и оборудования с целью качественного подбора подходящего смазочного материала.

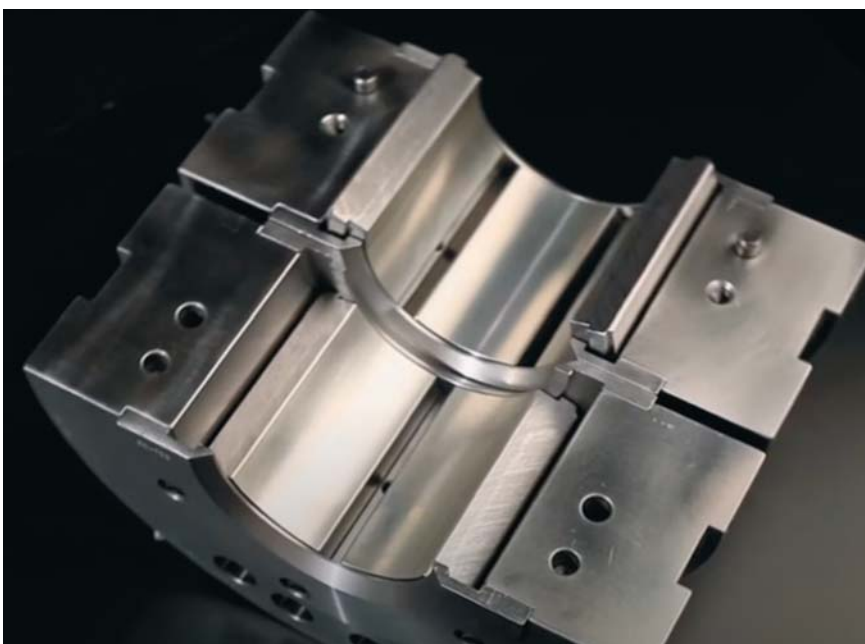


Рис. 3. Подшипники компрессора Cameton без отложений

Для предотвращения образования лаковых отложений в системе смазки ГТУ применяются разные способы: использование высококачественных масел с низкой склонностью к образованию отложений, регулярная замена масла и фильтров, а также контроль и поддержание оптимальных условий работы системы.

С момента пуска компрессора Cameton в 2022 году на масле Taif Rave 46EP оборудование работает в штатном режиме, регулярно проводится контроль параметров рабочего масла на соответствие нормам рабочих диапазонов.

На данный момент наработка масла составляет более 11 400 моточасов. В аккредитованной независимой лаборатории контролируются такие параметры, как чистота, окислительная стабильность, наличие побочных продуктов окисления, индикаторы износа металлов, время выпуска воздуха и вязкость при различных температурах. Параметры находятся в допустимых значениях.

Параллельно проводится наработка турбинных масел Taif Rave 32, Taif Rave PAO 32, Taif Rave PAO 46EP в газодожимных компрессорах Ariel, Atlas Copco, Borsig и турборедукторах к ним Flender-Graffenstaden, Reng-Maag, Voith Turbo и другие, где особое внимание уделяется противозносным свойствам масла.

В следующих статьях мы расскажем об опыте использования турбинных масел Taif Rave в этом оборудовании. **Д**

При возникновении вопросов, связанных с использованием турбинных масел Taif Rave, обращайтесь в службу технической поддержки федерального дистрибьютора Taif Lubricants – ООО «С-Техникс».

www.stechnics.ru, mail@stechnics.ru,
тел: 8-800-550-06-62, моб. 8-929-047-30-31.

INNIO поставит газопоршневой энергоблок для когенерационной электростанции в Сербии.

Компания заключила контракт с PANEL DId.o.o. на поставку установки Jenbacher JMC 420 для строительства электростанции когенерационного цикла в г. Нова Пазова.

Энергоблок будет работать на водороде и обеспечивать электроэнергией зарядную станцию электромобилей, излишки будут продаваться в региональную электросеть. Тепловая энергия предназначена для потребителей, находящихся рядом с электростанцией. Ввод станции в коммерческую эксплуатацию запланирован на конец текущего года.

Топливом для энергоблока будет водород, вырабатываемый электролизером, электроэнергия для которого производится солнечной электростанцией. Предприятие по производству и хранению водорода находится в г. Чуприя. Большая часть водорода будет производиться в летнее время, в случае перебоев с его поставкой электростанция будет работать на природном газе.

Газотурбинные двигатели ПД-8В и ПД-35 создаются с помощью российского ПО.

Корпорация «Ростех» сообщила, что новые газотурбинные двигатели авиационного и промышленного назначения будут проектироваться с применением российских программных продуктов. Проект по созданию отечественного инженерного ПО для авиационной отрасли стартовал в начале текущего года. В настоящее время Объединенная двигателестроительная корпорация и компания «АСКОН» начали тестирование и доработку собственных PLM и CAD-решений.

Внедрение в эксплуатацию отечественного инженерного софта запланировано на конец 2026 года. При этом для создания передовых авиационных двигателей ПД-8В и ПД-35 активно применяется собственное программное обеспечение. На базе данных двигателей в дальнейшем будет разработан модельный ряд промышленных газовых турбин.

PD-8V and PD-35 gas turbine engines are created using Russian software.

Rostec Group of companies announced that new gas turbine engines for aviation and industrial application will be designed using Russian software products. The project to create domestic engineering software for the aviation industry started at the beginning of this year.

Новая электростанция в Туркменистане повысит экспортный потенциал страны.

В соответствии с постановлением президента Туркменистана начато строительство электростанции мощностью 1574 МВт на территории этрапа Туркменбаши Балканского велаята. Строительство ПГУ предусмотрено государственной инвестиционной программой на 2023 год и нацелено на удовлетворение внутренних потребностей в электроэнергии и постоянно растущего спроса на нее со стороны стран-импортеров.

Генеральным подрядчиком по проекту выступает компания Calik Enerji Sanayi ve Ticaret A.S (Турция). Станция будет включать два энергоблока комбинированного цикла. В состав каждого из них войдут две газотурбинные установки 9F.04 мощностью по 288 МВт и одна паровая турбина, которые будут поставлены компанией GE Vernova. Ввод электростанции в коммерческую эксплуатацию запланирован на 2027 год.

Электроэнергия из Туркмении в настоящее время поставляется в соседние страны: Иран, Афганистан, Узбекистан и Киргизию. Планируется увеличить экспорт электроэнергии за счет поставок через Узбекистан и Иран в третьи страны. Туркменистан предложил также рассмотреть возможность поставки электроэнергии в Турцию – строительство новой электростанции на туркменском побережье Каспия обеспечит необходимые для этого возможности.

Согласно данным правительства Туркменистана, в настоящее время в стране в эксплуатации находятся 12 ПГУ общей мощностью 6 943 МВт. На них установлены 39 ГТУ и 12 ПТУ.

Компания «ИНГК» ввела ГПА на КС «Бозой» в Казахстане.

Заказчик оборудования – ТОО «Газопровод Бейнеу – Шымкент». Проект осуществляется совместно Казахстаном и Китаем согласно договору о строительстве магистрального газопровода Казахстан – Китай.

Для компрессорной станции компания «ИНГК» изготовила и поставила три комплекта КМЧ компрессорных агрегатов ГПА-16 с газотурбинным приводом Titan-130 и компрессором С65 производства Solar Turbines.

ГПА мощностью по 16 МВт размещены в легкосборных зданиях. На станции выполнены строительно-монтажные и пусконаладочные работы, оборудование введено в эксплуатацию. Генпроектировщиком выступает Казахский институт нефти и газа, генподрядчик – Китайская нефтяная инженерная-строительная группа.

КС повысит пропускную способность газопровода. Для развития газотранспортного потенциала Казахстана газопровод, протяженность которого составляет 1475 км, имеет большое значение.



Современный взгляд на фильтрацию масла

В. В. Дьяченко – ООО «Лаборатория надежности»

С. С. Долгополов – ООО «Фильтрационная техническая компания»

В предыдущем номере мы отмечали, что согласно статистике производителей причины отказов прецизионного оборудования: гидроприводов (80%), подшипниковых узлов (60%), зубчатых передач (60%) – связаны с состоянием смазочного материала или рабочей жидкости. Мы продемонстрировали ключевые аспекты в вопросах управления смазыванием машин, синергический эффект которых образует ключ к механизму надежности оборудования.

In brief

A modern look at oil filtration

In this article, we will consider the first, main aspect of the functioning of the reliability mechanism, which is located at the intersection of the influence of key areas: the MRO functions, the production environment and the technical equipment of machines. It's called «keep it clean». In 2006 when FTC LLC was established, specializing in industrial filtration products, we told our customers about new technical developments in the field of filtration, special filter materials, bypass filtration, beta coefficient, breather, oil analysis, etc.

В данной статье мы рассмотрим первый, главный аспект функционирования механизма надежности, он называется «содержи чистым», на который критически влияют три ключевых направления:

- процедуры и стратегии ТОиР;
- производственная среда;
- техническая оснащённость машин.

В 2006 году, когда было создано ООО «ФТК», специализирующееся на промышленной фильтрационной продукции, мы рассказывали клиентам о новых технических разработках в области фильтрации, специальных фильтрующих материалах, байпасной фильтрации, коэффициенте бета, сапунах, анализе масла и т.д. Мы считали, что это главные вопросы, на технической части которых нужно было фокусироваться.

Но исходя из многолетнего опыта общения с представителями технических служб, мы изменили свой взгляд на решение задач. На первое место вышли системообразующие направления, вопросы повышения квалификации, работа с корневыми причинами, поиск простых и эффективных решений. Вопросы,

ограниченные техническими характеристиками фильтров, ушли на второй план (хотя это несколько парадоксальный вывод для компании-производителя фильтров и фильтрующего оборудования.)

Известно, что лучших результатов достигают те компании, где безупречно налажены рабочие процессы, высокая культура обслуживания, работают квалифицированные технические специалисты, а руководители открыты для новых идей и способны достигать поставленной цели.

Мы часто наблюдаем, как эффективные технические разработки, создаваемые в передовых лабораториях, не достигают конечного результата, так как используются неправильно.

Современные предприятия за прошедшие 20 лет прошли через трансформационные изменения в подходах к оборудованию. Потребность в повышении эффективности и технологичности производственных линий обуславливает жесткие требования к составу и характеристикам оборудования.

Технологические процессы требуют увеличения мощности, давления, частоты вращения, повышаются требования к быстродействию и точности позиционирования выходных звеньев. Машины совершенствуются (рис. 1), становятся компактными, уменьшаются объемы маслабака. Это усложняет процесс теплообмена, сводятся к минимуму динамические зазоры в оборудовании, что диктует новые требования к фильтрации, стабильности свойств рабочих жидкостей и средствам быстрого обнаружения признаков потенциального отказа. Технические новации требуют сложного инструментария, квалифицированного персонала, к сожалению, в меньшем количестве (избыток персонала на всех уровнях производства ушел в историю).

Мы ценим время и ресурсы наших клиентов: в поддержку этих ценностей мы разработали собственную «концепцию чистоты», стандартизировали внутри компании подход

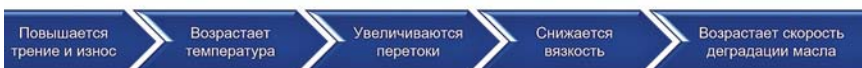
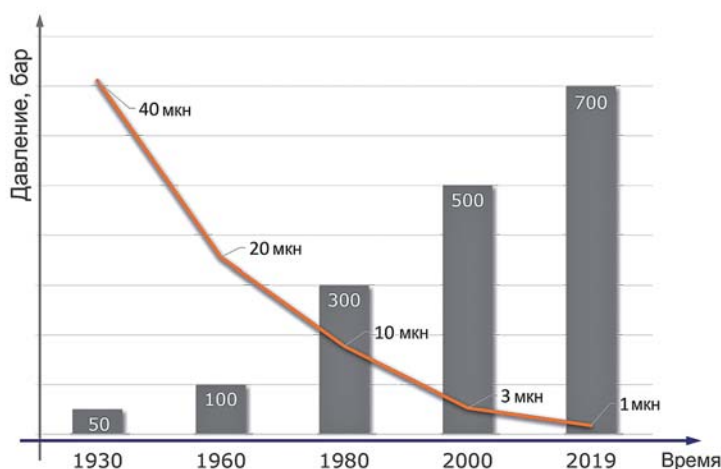


Рис. 1. Повышение давления и требований к фильтрации масла с 1930 года

к достижению лучшего результата. «Концепция чистоты» (рис. 2) была выработана в результате сотен часов общения со специалистами. И она начинает работать в том случае, когда ответственные лица или структуры системы ТОиР осознают выгоду, которая обеспечивается от эксплуатации оборудования в зоне оптимального ресурса (подробнее в № 6, 2023 г.).

Надлежащая чистота масла – это одно из ключевых условий. В основе нашего подхода лежит цикл, который позволяет реализовать и настроить «концепцию чистоты» с учетом условий эксплуатации и обслуживания оборудования (рис. 3).

Реализация хорошего плана или концепции имеет большое значение

Оценка текущей ситуации

Для того чтобы заработала «концепция чистоты» и эффект от последующих действий был полезен, необходимо сделать первый шаг – оценить текущую ситуацию. Далее выстраивается поэтапная стратегия. В оценку текущего состояния попадают ключевые направления:

- статистика отказов прецизионного оборудования;
- статистика замены в сочетании с заявленным моторесурсом оборудования;
- карты смазки;
- техническая документация;
- проекты реализации инженерных решений;
- операционные процедуры обслуживания и смазки оборудования;
- результаты технического аудита и условий эксплуатации оборудования;
- подходы к диагностике и результаты анализа рабочих жидкостей;
- подходы к ведению обслуживания маслохозяйства предприятия и т.д.

Представленный список исследуемых направлений может дополняться ввиду специфики производства разных отраслевых групп. Важно, чтобы информация была актуальной и доступной.

Например, хорошей практикой обобщения данных об оборудовании и состоянии технических жидкостей может стать система компьютерного управления обслуживанием оборудования (CMMS), в каталоге которого будет размещена актуальная информация. Это данные о маслах и их диагностических данных, фильтрэлементах, история их замены, планы техобслуживания, спецификации работ и необходимый инструментарий, сообщения о неисправностях и отказах прецизионного оборудования с информацией о причинах отказа и т.д. Фактическая информация не всегда совпадает с данными CMMS, также как и задание

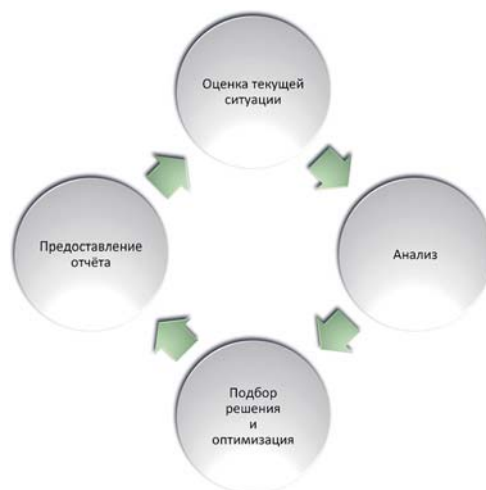


Рис. 2.
Схема «Концепции чистоты»

на обслуживание оборудования, которое дает механик или мастер участка, не всегда совпадает с пониманием того, что нужно делать, у ремонтного персонала.

Актуальные данные – это отправная точка на пути к цели. На первом шаге реализации «концепции чистоты» будет произведена тщательная инвентаризация всех фильтров и рабочих жидкостей, используемых в производстве, и требований к чистоте производителей оборудования. Инвентаризация должна проводиться совместно с техническими специалистами, чтобы они могли поделиться опытом и в то же время учиться новому. Технические специалисты являются главными действующими лицами в этом процессе.

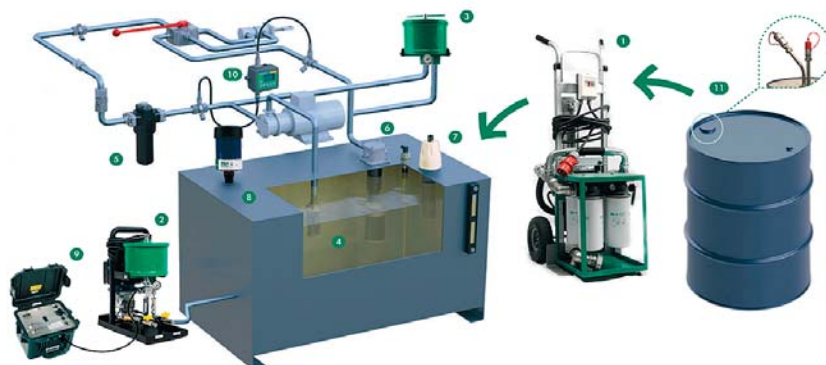
Четыре этапа концепции:

1. Оценка текущей ситуации – что и как используется для обслуживания оборудования;
2. Анализ – верно и корректно ли работают жидкости и фильтры;
3. Подбор и оптимизация;
4. Отчетность и обсуждение.

Анализ

Когда вы знаете, какие жидкости и фильтры используются для надлежащего функционирования оборудования, следующим шагом будет анализ и проверка того, правильно ли они

Рис. 3.
Принципиальная схема стандартной маслосистемы:
1 - станция залива масла;
2 - станция дополнительной микрофильтрации масла;
3 - байпасный фильтр;
4 - всасывающий фильтр;
5 - напорный фильтр;
6 - сливной фильтр;
7 - дыхательный фильтр;
8 - дыхательный фильтр с силикагелем;
9 - портативный анализатор масла;
10 - онлайн анализатор масла;
11 - бочка и адаптер для герметичной эксплуатации



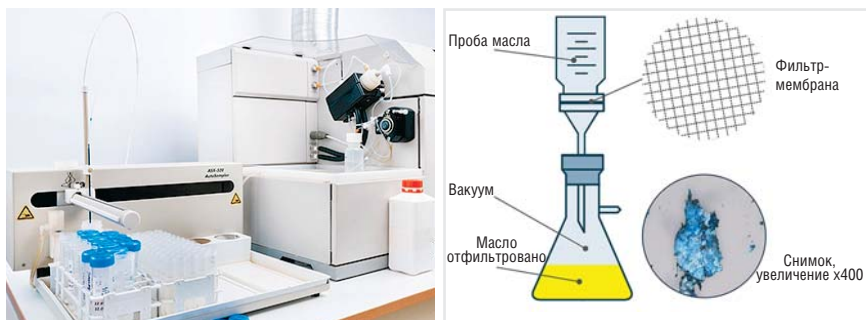


Рис. 4.
Атомно-эмиссионный
спектрометр

Рис. 5.
Схема процесса исследования
масла при помощи
патч-микроскопии

работают. Анализируя эту информацию, можно в значительной степени унифицировать большой объем используемых материалов, сведя к минимуму номенклатуру закупаемых фильтров. Это сокращает складские остатки на уровне предприятия, а на уровне цехов в экстренных ситуациях появится возможность взаимной выручки.

Какие технологии лучше всего использовать для анализа масла? К сожалению, крупные компании, которые первыми несут ответственность за диагностику жидкостей, не всегда делятся информацией с клиентами.

Объективная информация – реальность, все остальное – философия

В 1970-е годы был представлен спектроскоп индуктивно-связанной плазмы для анализа моторных масел (рис. 4). Он измеряет энергию, поглощенную атомами в испаряющейся капле масла, нагревая ее в плазменном пламени (дуге) с температурой 9000 °С и «стреляя» монохроматическим световым лучом. Когда атомы в масле испаряются, их электрон изменяет орбиталь, поглощая энергию.

Многие исследования показали, что из-за быстрого впрыска и испарения капли масла успевают «сгореть» только мелкие частицы, в большинстве исследований говорится об идентификации частиц только размером менее 7 мкм. Для моторных масел эта технология, несомненно, идеальна. Большое трение и абразивные силы, действующие в двигателе, рас-

щепляют крупные частицы на более мелкие. Таким образом, анализ только мелких частиц является приемлемым для моторного масла. Однако для анализа гидравлических масел это недопустимо. Рабочие жидкости гидравлических систем содержат большое количество частиц размером более 7 мкм.

Тем не менее, спектрометрия является относительно дешевым автоматизированным анализом, и нефтяные компании часто продают ее как гидравлический анализ – тогда клиенты получают неверную информацию. По нашему мнению, это один из негативных факторов в современном обслуживании. Для анализа рабочих жидкостей гидравлических систем мы настоятельно рекомендуем применять мембранный анализ масла, лазерные счетчики частиц и инфракрасную спектроскопию с преобразованием Фурье.

Первая методика, мембранный анализ, является самой простой и, по нашему мнению, – лучшей. Суть методики заключается в визуальном изучении продуктов износа. Для этого исследования заранее подготовленный образец фильтр-мембраны анализируется под специальным микроскопом с увеличением до 400.

ГОСТ 17216 по ИСО 4407 – чистота промышленная, класс чистоты жидкостей (рис. 5).

Фильтр-мембрана: Ø 47 мм, материал – нитрат целлюлозы, поры 0,8; 1,2 или 3 мкм. Подготовка образца: 100 мл рабочей жидкости, взятой из интересующей системы, процеживание через фильтр-мембрану при помощи вакуумного насоса.

Нами проведено более тысячи таких анализов (рис. 6), и при этом исследовании можно получить большое количество подсказок о моменте, механизме и виде зарождения отказа машины, которые другие аналитические методы не покажут. Можно увидеть разницу между прозрачными частицами пластика и песка или такие частицы, как волокна из фильтров высокого давления, которые не были заменены вовремя.

Но самое основное – это разнообразие металлических частиц, которые свидетельствуют о том, что происходит в масле и в системе в целом. Новые частицы имеют яркие цвета, в то время как старые частицы имеют более темные, окисленные цвета (например, медь будет более желтого цвета) (рис. 7).

Форма металлических частиц также указывает на то, что нельзя обнаружить другими аналитическими методами.

Что еще важно – можно обнаружить смолянистые и гелевидные отложения (шлам) (рис. 8). Эти отложения являются остатками продуктов окисления масла при его деграда-



Рис. 6.
Комплект ФТК
для анализа масла
(патч-микроскопия, вода,
шлам МРС, вязкость)

ции. У процессов окисления существуют свои механизмы развития, в которых в качестве катализаторов выступают вовлеченный в масло воздух, цветные металлы, повышенная температура, электростатика. Подобные гелевидные отложения способны «приклеиваться» к поверхности рабочих баков или в каналах регулирующей и распределительной аппаратуры и впоследствии отвердевать, принимая структуру пластика.

Опыт показывает, что после замены масла можно получить следующий эффект: более сильная активность моющих присадок нового масла разрыхляет и отрывает кусочки гелевидных отложений и в потоке разносит их по системе. При этом забиваются дросселирующие отверстия клапанов, смазочные каналы насосов и т.д., сокращая срок их полезного использования, удар принимает на себя также система фильтрации.

Одна из основных наших рекомендаций – всегда перед заменой масла производить фильтрацию старого масла для снижения уровня содержания шламовых отложений, например по MPC Color, и затем произвести процедуру замены. Далее необходимо продолжить процесс дополнительной фильтрации, еще некоторое время тщательно контролируя показатель исследования MPC и чистоту. Такой подход позволит сохранить эксплуатационные свойства нового масла намного дольше и снизить риск аварийных ситуаций. Стоит отметить, что эти включения также могут называть смоляными отложениями, лаком или шламом.

MPC Color ASTM D 7843 – потенциал лакообразования.

Первые два шага – «Оценка текущего состояния» и «Анализ» являются объективными.

Подбор решения и оптимизация

В первую очередь, необходимо позаботиться о мелочах, а не вкладывать средства в дорогие дополнительные фильтры, аналитические приборы или масла. Например, иметь хорошие воздухозаборники на резервуарах (рис. 9) или индикаторы на фильтрах, которые работают должным образом. Также нужно вовремя менять простые всасывающие фильтры – в противном случае выход насоса из строя из-за кавитации будет дорогостоящим последствием.

Исходя из 15-летнего опыта, мы точно можем сказать, что мелочи делают машины лучше шаг за шагом. Например, что необходимо сделать вначале:

- обследовать сапуны;
- внедрить цветовую маркировку масел;
- разработать и разместить для персонала большую читаемую карту смазки;

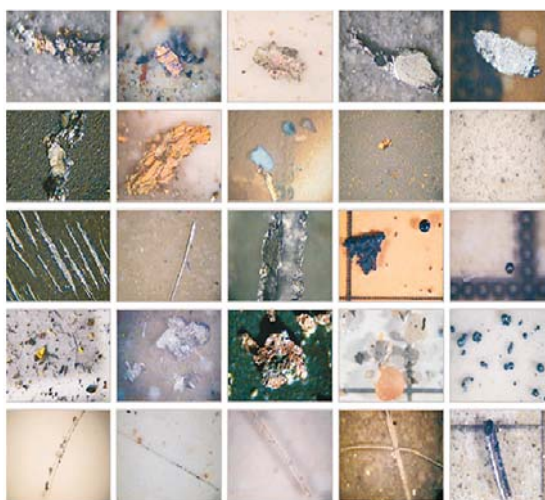


Рис. 7. Фотографии исследуемых мембран, сделанные при помощи микроскопа, – примеры частиц. Исследования по ГОСТ 17216 ИСО 4407

- уделить внимание индикаторам засорения фильтрующих элементов;
- изучить штатные фильтрующие элементы: кто, почему и как их заменяет;
- выяснить, как часто, с какой целью и кем проводится анализ масла;
- какие масла используются в системах и почему;
- убедиться, что при заливке масла используется фильтрация;
- внедрить индикатор протока для мониторинга подачи смазки;
- связаться с нами info@filtechcom.ru и попробовать дополнительную фильтрацию ФТК.

Дополнительная фильтрация

Станции дополнительной фильтрации могут улучшить ситуацию, они имеют различное применение.

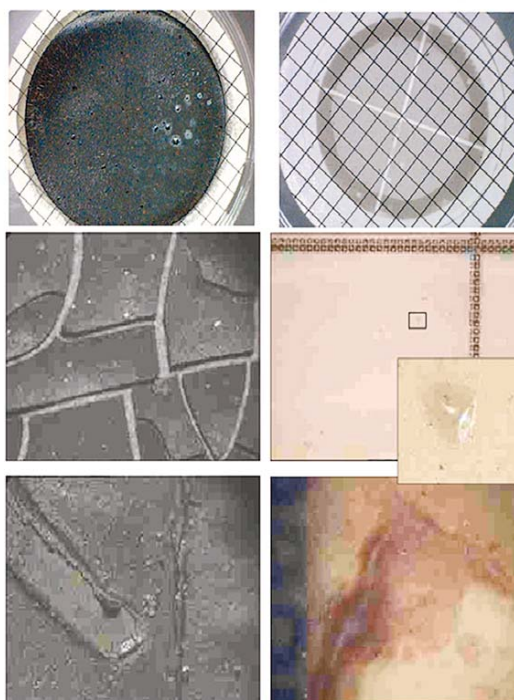


Рис. 8. Примеры шламовых отложений. Фотографии исследуемых мембран сделаны при помощи микроскопа. Исследования по ГОСТ 17216 ИСО 4407



Рис. 9.
Дыхательные фильтры
и сапуны

Станции фильтрации с высоким расходом для слива / залива / перелива масла

Их приобретение нужно планировать в том случае, когда первых шагов недостаточно. Мы производим такое оборудование серии FTC OFUHF долгое время.

При планировании приобретения таких устройств рекомендуем обратить внимание на следующие нюансы:

- мобильность – оборудование может перемещаться по цехам: большие колеса, ручки, рама-тележка;
- винтовой насос – работает с любыми маслами при разных температурах, таким образом можно перекачивать / фильтровать турбинные, гидравлические, редукторные и другие масла даже при температурах 10...20 °С без потери производительности, в отличие от шестеренчатых насосов;
- обводная линия – слив старого масла в обход фильтрующего блока позволит сэкономить ресурс фильтрующих элементов для будущих работ;
- фильтрующие элементы навинчиваемые (лучшее решение). Простота обслуживания без необходимости вскрытия корпусов фильтров ускоряет процесс, при замене таких фильтрующих элементов грязь всегда остается внутри них (в корпусных решениях зачастую не производится их полная очистка, особенно донного остатка, где скопилось наибольшее количество грязи, которая впоследствии попадет обратно в маслосистему основного оборудования);

Рис. 10.
Станция фильтрации:
а) FTC OFU-135;
б) FTC OFU-435

а)



б)



- электропитание – всегда 380 В для исключения перегрева и возможности запуска даже на холодном масле;
- вилка с фазоинвертором ускорит переключение при неправильном направлении вращения двигателя;
- присоединения РВД–БРС или камлок исключат лишние протечки в местах соединения, упростят подключение, не требующее специального инструмента;
- точки пробоотбора (до фильтров и после фильтров) – позволят контролировать состояние масла и поддерживать уровень культуры обслуживания;
- моновакуумметры (до насоса, после насоса, после фильтров) – дадут полное представление о состоянии основных компонентов МОУ: эффективность насоса, загрязнение фильтрующих элементов.

Зачастую требование большого расхода при фильтрации не имеет смысла. В некоторых случаях оператору необходимо больше времени на перемещение бочек с маслом, чем на их опорожнение при помощи МОУ.

Станции сверхтонкой фильтрации серии FTC OFU (рис. 10)

Их приобретение всегда экономически целесообразно, что легко обосновать. Современный подход подразумевает их наличие уже с поставкой основного оборудования. Они считаются неотъемлемым компонентом системы очистки как штатные фильтрующие элементы, так как решают широкий спектр задач, с которыми не могут справиться основные полнопоточные фильтры: фильтрация до 1 мкм, удаление шламовых отложений, дополнительное снижение влаги, снижение кислотного числа, продление ресурса масла и дорогостоящих компонентов системы.

Принцип работы этого оборудования основан на способности спрессованной целлюлозы к адсорбции – это крайне важно: иметь принципиально другой конструктив фильтров дополнительной фильтрации, чтобы эффект был максимальным. Помимо перечисленных преимуществ этих МОУ, стоит дополнительно отметить высокую грязеемкость, превышающую более чем в 100 раз стандартные гофрированные картриджи, и низкую стоимость за счет отечественного высокотехнологичного производства всех компонентов изделия. Толщина фильтрующего слоя более 110 мм (в стандартных картриджах 2 мм) позволяет добиться высокой эффективности очистки. (рис. 11).

Затраты на высокоэффективный фильтрующий элемент на протяжении срока службы

машины, как правило, меньше, чем на простые малоэффективные картриджи (рис. 12).

Среди опций, улучшающих работу и обслуживание, нужно отметить следующие:

- индикатор протока на выходе из МОУ в виде прозрачной секции с вращающимся элементом;
- онлайн счетчики чистоты масла и содержания влаги;
- прозрачные крышки корпуса фильтрующего элемента для оценки текущей загрязненности;
- вилка с фазоинвертором;
- точки отбора проб;
- несколько систем байпасирования и защит, позволяющих проводить фильтрацию без постоянного присутствия оператора.

Дыхательные фильтры

- с механической очисткой;
- с механической очисткой, гигроскопичные (для снижения воздушной влажности и конденсатообразования внутри маслобака).

Отчетность и взаимодействие

Последним шагом в нашей концепции является коммуникация «как вниз, так и вверх». Как уже отмечалось, на 3-м этапе изменения должны приниматься после сбора объективной информации. Разумеется, для внедрения этих изменений нужны квалифицированные специалисты. Поэтому очень важна хорошая система, которая направляла бы данные снизу организации наверх и обратно. Эта система коммуникации должна быть простой и понятной.

Заключение

Концепция, представленная ООО «Фильтрационная техническая компания», включает четыре основных этапа – сбор данных и оценка ситуации, анализ, оптимизация, отчетность и взаимодействие.

Такой подход, подкрепленный стратегическим планом реализации концепции, поднимает престиж технических служб на уровне руководства. А видимый и осязаемый, с экономической точки зрения, эффект демонстрирует возврат инвестиций уже в первые месяцы реализации проекта.

Существуют две ключевые стратегии реализации аспекта «Содержи чистым»:

1. *Предотвращение.* Ее целью является недопущение загрязнения в систему. С точки зрения фильтрации, необходимо:

- обеспечение адекватной вентиляции и применение фильтр-сапунов;
- контроль частиц износа и содержания влаги в смазочном материале, а также



Рис. 11. Сравнение толщины фильтрующего слоя стандартного фильтрующего элемента и байпасного фильтра производства ООО «ФТК»

физико-химических свойств смазочного материала;

- оснащение систем линиями принудительной циркуляции с установкой эффективных фильтров (на стадии проектирования);
- недопущение внесения загрязнений при введении ТО;
- анализ загрязнений засорившихся фильтр-элементов;
- применение автономных фильтрационных тележек при промывке резервного оборудования перед установкой.

Стоимость предотвращения попадания одного грамма грязи не превышает 10 % от стоимости потерь, понесенных в случае попадания загрязнений в смазочный материал или рабочую жидкость системы.

2. *Постоянное удаление загрязнений.* Цель данной стратегии – немедленное удаление загрязнений из смазочного материала (как правило, это происходит при возникновении отказов, поломок, простоев). С точки зрения эффективности данной стратегии, необходимо применять:

- эффективные фильтры для циркуляционных систем (в случае невозможности быстро устранить источник проникновения загрязнения);
- автономные фильтрационные тележки;
- портативные фильтрационные блоки;
- сепараторы и дегидраторы.

Также рекомендуется установка магнитных ловушек; баков-отстойников на обратных линиях. **D**

Держите масло чистым и сухим, повышайте профессионализм, а компании «ФТК» и «Лаборатория надежности» помогут это реализовать.

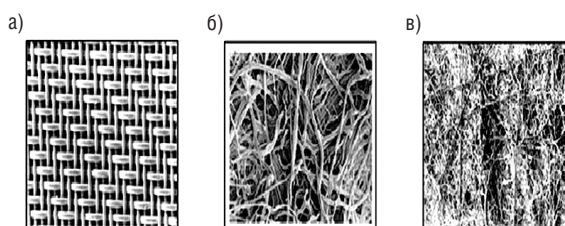


Рис. 12. Общий вид фильтрационной ткани при 100-кратном увеличении: а) металлическая сетка; б) бумага; в) стекловолокно

Анализ методов расчета крутильной податливости коленчатого вала на примере двигателя 4Ч 8,2/7,1 (ВАЗ–21083)

О. В. Абызов, к.т.н. – доцент, oleg.abyzov@yandex.ru,
А. Б. Зайцев, к.т.н. – доцент, abzaytsev@mail.ru
В. В. Румянцев, к.т.н. – доцент, rum.dvs@yandex.ru
А. А. Сидоров, к.т.н. – доцент, turbo_motor@mail.ru
А. Ю. Шабанов, к.т.н. – доцент, aush2003@mail.ru
ФГАОУ ВО «Санкт–Петербургский политехнический университет Петра Великого»

Ключевые слова:

податливость коленчатого вала, крутильные колебания, эмпирическая формула, метод конечных элементов, эксперимент, рабочий объем двигателя, угол поворота сечения, форсирование, виртуальная модель колена, деформация

Аннотация

Статья посвящена определению крутильной податливости коленчатого вала двигателя рабочим объемом до 1,6 литра. В качестве объекта исследования использовался двигатель 4Ч 8,2/7,1 (ВАЗ–21083). В работе анализируются три метода: использование эмпирических формул, которые традиционно применяются, использование метода конечных элементов (МКЭ) в среде ANSYS и метода экспериментального определения податливости на реальном двигателе.

Результаты расчетов крутильной податливости коленчатого вала по эмпирическим формулам дают существенный разброс. Несовпадение достигает 42 %. Эмпирические

формулы получены при испытании различных классов двигателей, рабочий объем и конструкция которых существенно отличаются от современных высокофорсированных двигателей, особенно малого рабочего объема. Это, по нашему мнению, является причиной несовпадения.

Расчет податливости колена вала МКЭ в трехмерной постановке производился по двум моделям: упрощенной, аналогичной тем, которые используются для эмпирических формул, и модели с учетом особенностей конструкции коленчатого вала (противовесов, масляных каналов, галтелей и др.).

Analysis of methods for calculating the torsional compliance of the crankshaft using the example of a 4H 8.2/7.1 engine (VAZ–21083)

O. V. Abyzov, PhD in Engineering – Associate Professor, oleg.abyzov@yandex.ru
A. B. Zaitsev, PhD in Engineering – Associate Professor, abzaytsev@mail.ru
V. V. Rummyantsev, PhD in Engineering – Associate Professor, rum.dvs@yandex.ru
A. A. Sidorov, PhD in Engineering – Associate professor, turbo_motor@mail.ru
A. Yu. Shabanov, PhD in Engineering – Associate professor, aush2003@mail.ru
Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University (SPbPU)

Key words:

crankshaft compliance, torsional vibrations, empirical formula, finite element method, experiment, engine displacement, section rotation angle, forcing, virtual crankshaft model, deformation

Abstract

The article is devoted to determining the compliance of the crankshaft of an engine with a working volume of up to 1.6 liters for torsion. The 4H 8.2/7.1 engine (VAZ–21083) was used as the object of the study. The article analyzes three methods: the use of empirical formulas that are traditionally used, the use of the finite element method (FEM) in the ANSYS environment and the method of experimental determination of compliance on a real engine.

The results of calculations of the crankshaft compliance during torsion according to empirical formulas give a significant variation. The discrep-

ancy reaches 42 %. Empirical formulas were obtained by testing various classes of engines, the displacement and design of which differ significantly from modern high-power engines, especially small displacement. This, in our opinion, is the reason for the discrepancy.

The calculation of crankshaft compliance by the FEM in a three-dimensional formulation was carried out using two models: a simplified one, similar to those used for empirical formulas, and a model that takes into account all the design features of the crankshaft (counterweights, oil channels, galtels, etc.).

Высокое форсирование ДВС по среднему эффективному давлению для двигателей нового поколения требует повышенной точности расчетов на прочность для обеспечения их динамической прочности, надежности и долговечности. В связи с этим исследование крутильных колебаний коленчатых валов является актуальной задачей. При данных исследованиях используют приведенную схему вала и трансмиссии в дискретной модели с определением дискретных инерционных масс и податливостей участков между этими массами. Для коленчатого вала определение крутильной податливости является сложной задачей [1–6].

Решение этой задачи возможно следующими способами:

- использование эмпирических формул;
- численными методами на основе МКЭ и специализированных компьютерных технологий;
- экспериментально, при наличии коленчатого вала исследуемого двигателя.

Эмпирические формулы, основанные на экспериментальных исследованиях конструкций двигателей, созданных ранее, имеют широкое применение [1–4].

Ниже приведены эмпирические формулы, наиболее часто применяемые для определения податливости колена вала и которые использовались в предлагаемой работе

Формула Урванцева:

$$e = \frac{32}{\pi G} \left[\frac{l_1}{D_1^4 - d_1^4} + \frac{l_2}{D_2^4 - d_2^4} + \frac{0,9R}{hb^3} \left(1 + \frac{0,64^3}{R^2} \sqrt{\frac{(D_1^4 - d_1^4)(D_2^4 - d_2^4)}{R^2}} \right) \right] H^{-1} m^{-1}.$$

Формула Зиманенко:

$$e = \frac{32}{\pi G} \left(\frac{l_1 + 0,6h \frac{D_1}{d_1}}{D_1^4 - d_1^4} + \frac{0,8l_2 + 0,2b_3 \frac{D_1}{R}}{D_2^4 - d_2^4} + \frac{R}{hb^3} \sqrt{\frac{R}{D_2}} \right) H^{-1} m^{-1}.$$

Формула Картера:

$$e = \frac{32}{\pi G} \left(\frac{l_1 + 0,8h}{D_1^4 - d_1^4} + \frac{0,75l_2}{D_2^4 - d_2^4} + \frac{1,5R}{hb^3} \right) H^{-1} m^{-1}.$$

Формула Терских:

$$e = \frac{9,4}{G} \left(\frac{H + 0,5R}{D_{cp}^4 - d_{cp}^4} \right) H^{-1} m^{-1},$$

где $D_{cp} = (D_1 + D_2)/2$ и $d_{cp} = (d_1 + d_2)/2$.

Все конструктивные размеры колен, обозначения которых используются в формулах, представлены в эскизе на рис. 1.

Очевидно, что эскиз колена вала создается на основе упрощения действительной конструкции коленчатого вала.

В качестве объекта исследования использовался коленчатый вал двигателя 4Ч 8,2/7,1

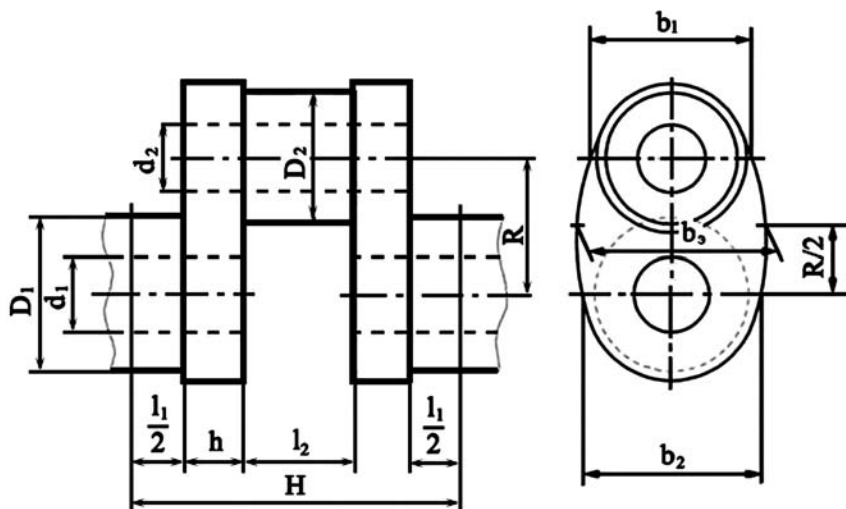


Рис. 1.

Эскиз колена вала

(ВАЗ-21083), представленный на рис. 2. Материал – высокопрочный чугун (ВЧ 60, с параметрами прочности $E = 18,0 \cdot 10^{10}$ Па, $G = 7,2 \cdot 10^{10}$ Па, $\mu = 0,25$).

Расчеты податливости колена вала двигателя 4Ч 8,2/7,1 по эмпирическим формулам производились в программе Excel.

Значения конструктивных параметров колена вала приведены в табл. 1; результаты вычислений податливости колена вала по формулам Урванцева, Зиманенко, Терских и Картера – в табл. 2.

Значения крутильной податливости коленчатого вала двигателя 4Ч 8,2/7,1, представленные в табл. 2, показывают существенный разброс, максимум которого достигает 42 %.

Эскиз, представленный на рис. 1, не учитывает всех особенностей реальной конструкции коленчатого вала. Сами эмпирические формулы выведены на основе экспериментальных исследований действительных конструкций коленчатых валов устаревших моделей двигателей. В современных двигателях все основные детали конструктивно значительно отличаются от деталей двигателей прошлых лет. Поэтому рассмотренные формулы не могут гарантировать достаточную практическую

Размер	мм
D_1	51
d_1	0
l_1	29
D_2	48
d_2	0
l_2	31
h	15,5
b_3	70
R	35,5
H	89

Табл. 1.

Значения конструктивных параметров колена вала

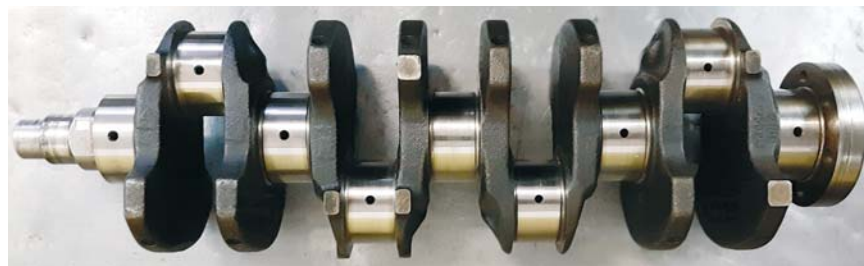
Автор формулы	Податливость колена, $(Н \cdot м)^{-1}$
Урванцев	$3,6 \cdot 10^{-6}$
Зиманенко	$2,98 \cdot 10^{-6}$
Картер	$2,94 \cdot 10^{-6}$
Терских	$2,52 \cdot 10^{-6}$

Рис. 2.

Коленчатый вал двигателя 4Ч 8,2/7,1

Табл. 2.

Результаты расчета податливости колена вала по формулам Урванцева, Зиманенко, Терских и Картера



точность, в том числе и для высокофорсированных двигателей нового поколения. Это касается не только мощных форсированных дизелей, но и бензиновых двигателей с рабочим объемом от 1,0 до 1,6 литра.

Коленчатые валы современных форсированных малолитражных двигателей имеют сложную конфигурацию, выполняются со значительным перекрытием шеек, выходящим за пределы применимости полученных ранее эмпирических зависимостей для оценки коэффициентов крутильной податливости. Сказанное относится и к соотношению диаметров шеек к толщине щек, которые имеют сложную форму, иногда выполнены заодно с противовесами и поэтому невозможно их выделить в отдельные элементы, также очень часто используются косые маслоподводящие отверстия. В этом случае для определения коэффициентов крутильной податливости необходимо использовать объемные конечно-элементные модели с точным описанием геометрии [3, 4, 5, 7].

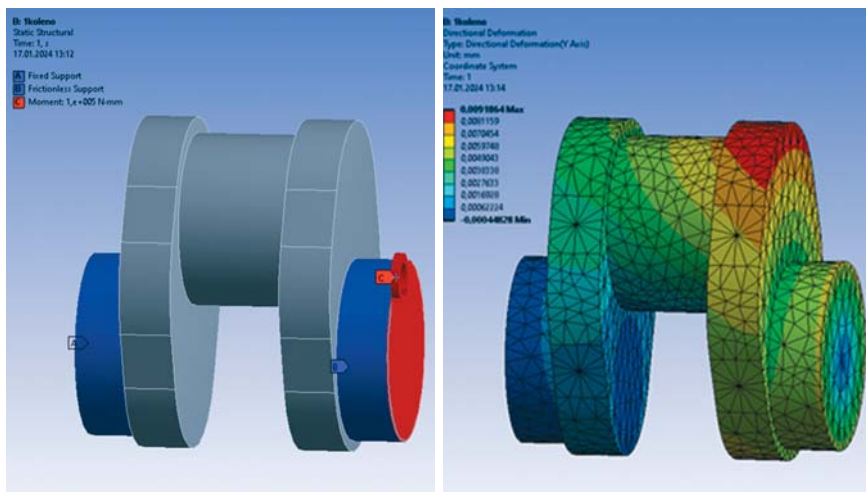
Современные программные комплексы (ANSYS, SolidWorks, Pro/E, CATIA-V5 и др.), основанные на численных конечно-элементных методах, позволяют рассчитать податливость на кручение коленчатого вала, основываясь на виртуальной модели колена, которая может учитывать все основные конструктивные особенности [3, 4, 8–14].

Расчет крутильной податливости колена численными методами на основе МКЭ проводился в среде ANSYS в трехмерной постановке. В рамках работы было создано две модели. Одна из них представляла упрощенную модель колена без противовесов, масляных отверстий и галтелей, вторая – точно соответствовала конструкции целого вала.

Расчетная конечно-элементная модель в упрощенном представлении колена вала представлена на рис. 3. Колено выделяется из

Рис. 3.
Модель колена вала
с упрощением конструкции

Рис. 4.
Эпюра перемещений колена
в среде ANSYS



коленчатого вала сечением по серединам коренных шеек. Узлы торцевого сечения левой коренной шейки полностью закреплялись от перемещений. Крутящий момент, равный 100 Н·м, прикладывался по сечению правой коренной шейки.

Угол закручивания сечения определялся как средний из суммы углов поворота узлов конечно-элементной сетки, расположенных на поверхности сечения коренной шейки. Для малых перемещений, которые присутствуют при крутильных колебаниях коленчатых валов, когда нагрузка и перемещения находятся в зоне упругости материала, распределение по узлам сетки и в целом по сечению коренной шейки достаточно точно подчиняется линейному закону.

Результаты расчета деформации колена вала в среде ANSYS при нагружении его моментом 100 Н·м представлены на рис. 4 (материал вала – высокопрочный чугун с прочностными параметрами, указанными выше).

Среднее перемещение точек на линии пересечения наружной поверхности правой коренной шейки и плоскости сечения этой шейки; $\Delta_{ср} = 0,00597$ мм; угол поворота сечения коренной шейки (в радианах) $\phi = \Delta_{ср} / R_{кш} = 0,00597 / 25,5 = 0,000234$ рад, где $R_{кш}$ – радиус коренной шейки. Податливость $e = \phi / M_{кр} = 0,000234 / 100 = 2,34 \cdot 10^{-6} (\text{Н} \cdot \text{м})^{-1}$.

Расчетная конечно-элементная модель коленчатого вала без упрощений, с учетом всех геометрических особенностей представлена на рис. 5.

Применено жесткое закрепление по внешней половине поверхности пятой коренной шейки «без трения». Нагружение так же, как и в первом расчете, осуществлялось моментом 100 Н·м, приложенным на переднем конце коленчатого вала по месту привода масляного насоса.

Результаты расчета податливости сведены в табл. 3.

Учет конструктивных особенностей коленчатого вала при расчете податливости показал значительное уменьшение значения в сравнении с упрощенной моделью. Расхождение составляет до 15,0 %.

Экспериментальные исследования традиционно являются важным инструментом сравнения и оценки теоретических обсуждений [3, 8, 13, 15, 16]. Поэтому для анализа результатов расчета крутильной податливости колена вала методом конечных элементов и используемых эмпирических формул проведены экспериментальные исследования на реальном коленчатом валу двигателя 4Ч 8,2/7,1.

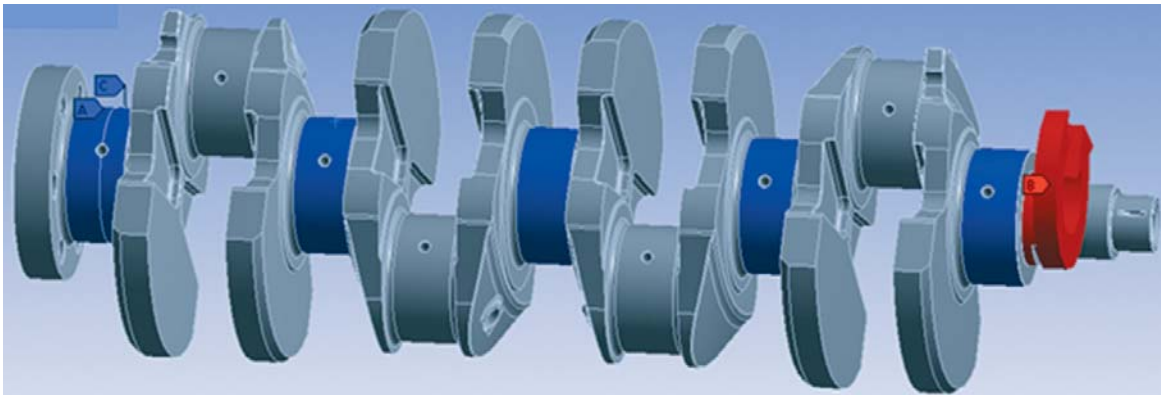


Рис. 5. Полноразмерная модель коленчатого вала: А – фиксация коленчатого вала от проворачивания; В – нагружающий момент; С – тип закрепления «без трения»

Экспериментальная установка представляла собой блок цилиндров двигателя ВАЗ–21083 без крышки цилиндров, который газовым стыком устанавливался на фундаментную раму и закреплялся специальными болтами (рис. 6).

Коленчатый вал от проворота фиксировался жестко по поверхности внешней половины пятой коренной шейки (рис. 5) за счет трения и болтом, ввернутым через фланец крепления маховика в выточку в пятой крышке коренного подшипника.

Нагружение крутящим моментом осуществлялось на переднем конце коленчатого вала через шлиц приводного масляного насоса весовым способом, ступенчато, до максимального значения 102,3 Н·м.

Деформация измерялась на переднем конце коленчатого вала микрометром часового типа, закрепленным на блоке. Микрометр отслеживал перемещение тяги, жестко закрепленной на шестерне привода газораспределительного механизма.

При таком нагружении определялась податливость всего коленчатого вала. Схема нагружения представлена на рис. 7.

Податливость полного коленчатого вала определяется формулой

$$e_{кв} = \frac{\arctg\left(\frac{\Delta}{R}\right)}{PgL_p}$$

где обозначения соответствуют рис. 7.

Углы поворота сечения коренных шеек в радианах (абсолютные значения)				
Θ_1	Θ_2	Θ_3	Θ_4	Θ_5
0,00081	0,00061	0,00040	0,00019	0
Углы закручивания колен вала				
$\Phi_1 = \Theta_1 - \Theta_2$	$\Phi_2 = \Theta_2 - \Theta_3$	$\Phi_3 = \Theta_3 - \Theta_4$	$\Phi_4 = \Theta_4 - \Theta_5$	
0,00020	0,00021	0,00021	0,00019	
Податливость колена вала				
$e = \Phi_{ср} / M_{кр} = (\Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3 + \Phi_4) / 4 / M_{кр} = 2,03 \cdot 10^{-6} \text{ (Н·м)}^{-1}$				

Расчет податливости одного колена коленчатого вала производился путем вычитания податливости половины коренной шейки на переднем конце и делением оставшейся податливости на количество колен.

Податливость половины коренной шейки

$$\frac{e_{кш}}{2} = \frac{l}{2GJ_p} = 0,33 \cdot 10^{-6} \text{ (Н·м)}^{-1},$$

где l – длина коренной шейки;

$$J_p = \frac{\pi D^4}{32} \text{ – полярный момент инерции;}$$

G – модуль упругости на кручение.

Податливость колена вала может быть представлена формулой

$$e = \frac{1}{4} (e_{кв} - \frac{e_{кш}}{2}).$$

Результаты эксперимента приведены в табл. 4.

Средняя податливость колена по семи измерениям: $e = 1,8 \cdot 10^{-6} \text{ (Н·м)}^{-1}$.

Результаты всех исследований: расчетов методом конечных элементов, расчетов по эмпирическим формулам и результатов эксперимента сведены в табл. 5.

На основании полученных результатов можно сделать следующие выводы.

1. Результаты расчетов крутильной податливости коленчатого вала двигателя 4Ч 8,2/7,1 (ВАЗ–21083) по эмпирическим формулам дают существенный разброс значений, достигающий 42%. Это объясняется



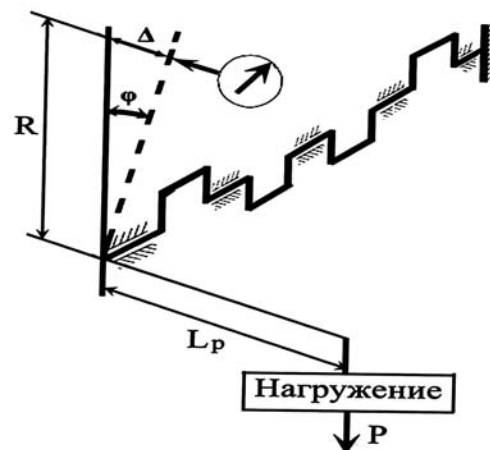
Рис. 6. Экспериментальная установка определения податливости

Табл. 3. Результаты расчета податливости

Момент кручения $M_{кр}$, Н·м	Показания микрометра $\Delta \cdot 10^{-2}$, мм			Радиус измерения поворота сечения	Угол поворота $\Phi = \Delta_{ср} \cdot 10^{-2}/R$, рад	Податливость коленчатого вала $e_{кв} = \Phi/M_{кр}$, (Н·м) $^{-1} \cdot 10^{-6}$	Податливость колена коленчатого вала $e = 1/4 (e_{кв} \cdot e_{кш}/2)$, (Н·м) $^{-1} \cdot 10^{-6}$
	Прямой ход нагружения	Обратный ход нагружения	Среднее значение				
12,5	0,8	0,8	0,80	90	0,000089	7,12	1,70
31,7	1,9	2,2	2,05	90	0,000228	7,19	1,70
47,4	2,9	3,1	3,00	90	0,000333	7,03	1,68
55,2	3,2	3,8	3,50	90	0,000389	7,05	1,69
70,9	4,5	5,0	4,75	90	0,000528	7,45	1,79
86,6	5,9	6,0	5,95	90	0,000661	7,63	1,83
102,3	7,1	7,1	7,1	90	0,000789	7,71	1,85

Табл. 4. Результаты эксперимента

Рис. 7. Схема нагружения коленчатого вала



тем, что эмпирические формулы рекомендованы для разных классов двигателей, конструкция которых существенно отличается от конструкций современных высокофорсированных двигателей, особенно малого рабочего объема. При этом минимальное расхождение с экспериментальными данными составляет около 40,0 %. Это очень много.

2. Расчет податливости колена вала в программном комплексе ANSYS с упрощением и без упрощения показал, что учет всех особенностей конструкции коленчатого вала (в данном случае учет противовесов и др.) выявил также существенное различие – до 15,0 %. При этом учет особенностей конструкции коленчатого вала является предпочтительным, т.к. имеет минимальное расхождение с экспериментом, составляющее 11 %.

3. Точность определения крутильной податливости с помощью МКЭ в программном комплексе ANSYS вполне подтверждается экспериментальными измерениями.

4. Расчет крутильной податливости коленчатых валов вновь создаваемых конструкций форсированных двигателей малого рабочего объема с применением ANSYS является предпочтительным, т.к. возможно создание расчетной модели без упрощения, с учетом особенностей конструкции коленчатого вала.

Табл. 5. Результаты всех исследований: расчетов методом конечных элементов, расчетов по эмпирическим формулам и результатам эксперимента

Податливость колена вала, (Н·м) $^{-1} \cdot 10^{-6}$				
Расчет по эмпирическим формулам		Расчет МКЭ в среде ANSYS		Эксперимент
конструкция колена с упрощением		конструкция колена с упрощением	конструкция колена без упрощений	
ф. Урванцева	3,60	2, 34	2,03	1,80
ф. Зиманенко	2,96			
ф. Картера	2,90			
ф. Терских	2,52			

5. Результаты, представленные в статье, очень хорошо согласуются с выводами, которые представлены в работах других исследователей [3, 4, 6, 7, 15, 16].

Список литературы

- Терских В. П. Крутильные колебания валопроводов силовых установок. Т.1. Элементы системы и возмущающие моменты. – Л.: Судостроение, 1969. – 206 с.
- Дизели. Справочник. Издание: 3-е, переработанное и дополненное. Под ред. В. А. Ваншейдта, Н. Н. Иванченко, Л. К. Коллерова. – Л.: Машиностроение, 1977. – 480 с.
- Ефремов Л. В. Теория и практика исследований крутильных колебаний силовых установок с применением компьютерных технологий. – СПб.: Наука, 2007. – 276 с.
- Тарсис Ю. Л. О применении эмпирических формул для определения крутильной податливости колена коленчатого вала // Вестник Национального технического университета «ХПИ». Серия: Динамика и прочность машин. – № 52. – 2011. – С. 191-195.
- Гоц А. Н. Прогнозирование долговечности коленчатого вала поршневого двигателя // Фундаментальные исследования. – 2011. – № 12 (часть 4). – С. 766-769.
- Халиуллин Ф. Х. Влияние конструктивных параметров коленчатого вала на его упругодемпфирующие свойства при крутильных колебаниях // Ф. Х. Халиуллин, Б. И. Ситдииков, Г. В. Пикмуллин, А. А. Нурмиев, С. А. Сеницкий // Инновации и Инвестиции. – 2021. – № 7. – С. 99-102.
- Галышев Ю. В. Усовершенствованная методика расчета крутильных колебаний валопровода силовой установки с ДВС // Ю. В. Галышев, А. Ю. Шабанов, И. А. Веремченко // Двигателестроение. – 2002. – № 3. – С. 21-24.

8. Дегтярева Т.С. Реализация и сравнение методов расчета частот собственных крутильных колебаний в поршневых компрессорах / Т.С. Дегтярева, Г.С. Сурков // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. – 2019. – №11. – С. 19–25. DOI: 10.18698/0536-1044-2019-11-19-25.

9. Капустин П.Н. Определение собственных частот крутильных колебаний вала многорядного поршневого компрессора / П.Н. Капустин, Т.С. Дегтярева // Компрессорная техника и пневматика. – 2022. – №2. – С. 26-30.

10. Basavaraj S. A review on vibration analysis of crankshaft of internal combustion / S. Talikoti1 Basavaraj, S.N. Kurbet, V. V. Kuppast // International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET). – 2015. – Volume: 02, Issue: 09. – pp. 1943-1948.

11. Thriveni K. Modeling and analysis of the crankshaft using ANSYS software / K. Thriveni, B.J. Chandraiah // Int. J. Comput. Eng. Sci. – 2013. – 3. – P. 84.

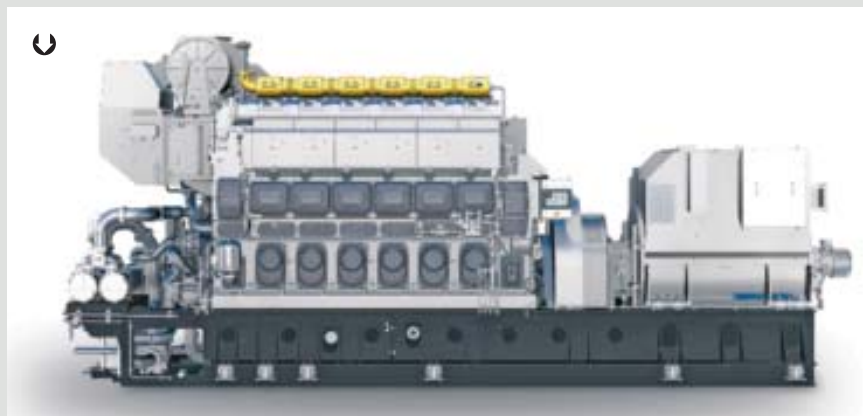
12. Talikoti B. Harmonic analysis of a two cylinder crankshaft using ANSYS / B. Talikoti, S.N. Kurbet, V. V. Kuppast and M. Arvind // 2016 International Conference on Inventive Computation Technologies (ICICT), Coimbatore, India. – 2016. – pp. 1-6. DOI:10.1109/INVENTIVE.2016.7823219.

13. Shabanov A. Yu. Method for Calculating and Selection the Optimal Profile of Clearance in Pairs of Cylinder-Piston Group of Piston Engine [Электрон. ресурс] / A.Yu. Shabanov, A. A. Sidorov, P.N. Brodnev, O. V. Abysov, V. V. Rumyantsev // In: A. N. Evgrafov (Ed.): MMESE 2020, LNME. – pp. 173-184. – URL: https://doi.org/10.1007/978-3-030-62062-2_17. (дата обращения 24.01.2024).

14. Sharma A. A simulation of vibration analysis of crankshaft / A. Sharma, V. Sharma, R. Bi. Sharma // International Journal of Engineering Research and Applications. – March 2014. – pp. 330-334.

15. Минасян М. А., Лэ Хи Ха, Минасян А. М. Экспериментальное определение крутильной податливости коленчатого вала двигателя 2Ч8,5/11 / М.А. Минасян, Лэ Хи Ха, А. М. Минасян // Труды Крыловского государственного научного центра. – Спец. выпуск №1. – 2021. – С. 64-65.

16. Стручков А. В. Экспериментальные исследования крутильной податливости элементов трансмиссии / А. В. Стручков, А. А. Климов, Т. Т. Ереско // Системы. Методы. Технологии. – 2016. – №1 (29). – С. 33-39. DOI: 10.18324/2077-5415-2016-1-33-39.



MAN Energy Solutions представила новый двигатель для работы на метаноле.

Привод создан в сотрудничестве с компанией STX Engine с учетом ужесточающихся экологических требований во всех регионах. В настоящее время двигатель доступен в конфигурации 6...10 цилиндров рядного расположения. Удельная мощность на цилиндр – 560 кВт. Диапазон мощности модельного ряда составляет 3,2...5,3 МВт.

L35/44DF планируется использовать для замены 32/44CR-T2, эксплуатирующихся в составе судовых пропульсивных систем. В связи с этим при разработке были соблюдены стандартные габариты установки, а также использованы многие компоненты двигателя 32/44CR-T2. Привод MAN 35/44DF CD отличается высокой гибкостью в использовании топлива. Кроме метанола, он может работать на различных видах жидкого и газообразного топлива.

На ПХГ «Газли» в Узбекистане выполнена модернизация ДКС-6.

Проект реализован под ключ компанией Enter Engineering Pte. В состав ДКС входят две компрессорные установки контейнерного исполнения, которые обеспечат сжатие газа в объеме 20 млн м³/сут для последующей транспортировки по газопроводу в Узбекистан и Китай.

Каждая установка оснащена одноступенчатым центробежным компрессором DATUM. Приводом является газовая турбина SGT-750 мощностью 41 МВт (ISO) производства компании Siemens Energy.

Оба агрегата оснащены водогрейными котлами-утилизаторами. ГТУ имеют необходимую эксплуатационную гибкость с точки зрения выбора топлива в широком диапазоне нагрузок. Они способны снизить выбросы NO_x до значений менее 10 ppm при 20 %-й нагрузке.



Модульные электростанции для эксплуатации в суровых климатических условиях

С. Н. Батяев, А. В. Редько – ООО «ВладМодуль»

Н. В. Сгребнев, к.т.н. – Морской государственный университет им. адмирала Г. И. Невельского

Развитие современных модульных решений генераторных установок позволяет повысить качество электро- и теплоснабжения потребителей при значительно меньших затратах, с преимуществом перед размещением энергоблоков в новых капитальных зданиях.

In brief

Modular power plants for severe operating conditions

VladModul LLC has many years of experience in the construction and operation of both stationary and modular thermal power plants on the coastal and island territories of the Far East. The company accounts for the construction from scratch or the modernization of several energy facilities. These are primarily diesel generator power plants with heat recovery on the islands of Paramushir and Iturup, a modular power plant on Kunashir, gas engine power stations in the settlements of Bogorodskoye, Lazarevo and De Kastri of the Khabarovsk Territory and other facilities on Sakhalin, Kamchatka and Chukotka.



Модульные электростанции – весьма удобный, а в некоторых случаях единственно возможный вариант решения проблемы электро- и теплоснабжения удаленных от большой энергетики поселков и объектов. Дизель-генератор и система утилизации тепла, установленные в стандартный или специально изготовленный контейнер, – это мобильное и, в том числе экономичное решение, позволяющее избежать затрат на капитальное строительство и связанных с этим сопутствующих расходов.

Номенклатура модульных электростанций сегодня очень велика, и это создает иллюзию, что выбор подходящего варианта не представляет проблемы. Однако условия эксплуатации оборудования во многих регионах Дальнего Востока часто сужают круг выбора.

Компания «ВладМодуль» имеет многолетний опыт строительства и эксплуатации как стационарных, так и модульных теплоэлектростанций на береговых и островных территориях Дальнего Востока. В активе компании строительство с нуля либо модернизация ряда энергетических объектов. Прежде всего, это дизель-генераторные электростанции (ДЭС) с утилизацией тепла на островах Парамушир и Итуруп, модульная электростанция на Кунашире, электростанции на газомоторном топливе в поселках Богородское, Лазарево и Де-Кастри Хабаровского края, а также другие объекты на Сахалине, Камчатке и Чукотке.

Всё это территории с очень сложными климатическими условиями, а Курильские острова

– еще и активно сейсмический район. В связи со сложностью и высокой стоимостью капитального строительства в этих районах использование мобильных модульных электростанций является оптимальным решением. Примером может служить одна из таких станций, установленная компанией «ВладМодуль» в поселке Рейдово на о. Итуруп.

Модульная электростанция размещается в двух специально изготовленных контейнерных модулях размерами 12х3,7х2,9 м. В одном модуле расположена высоковольтная дизель-генераторная установка и помещение систем управления с высоковольтными ячейками, в другом – оборудование утилизации тепла выхлопных газов и помещение для хранения минимального запаса топлива.

Внутри модули тепло- и звукоизолированы, что позволяет использовать их при любых погодных условиях. Теплоизоляция закрыта перфорированными листами из нержавеющей стали. Температура в модуле поддерживается автоматически регулированием положения впускных/выпускных клапанов, изменением производительности приточных вентиляторов с частотным управлением и регулированием положения клапанов рециркуляции теплого воздуха по перепускным воздушным каналам.

Каркас модулей выполнен цельносварным из специальных конструкционных балок с вваренными стальными перфорированными листами толщиной 2 мм. Весь металл корпуса покрыт специальным защитным антикоррозионным грунтом. Корпус модулей – прочный, всепогодный, защищен от кислотных

воздействий внутри и снаружи. Основание модулей является фундаментом для дизель-генератора и для оборудования утилизации тепла выхлопных газов.

В модуле генераторной установки смонтирован дизель-генератор 3516В компании Caterpillar номинальной электрической мощностью 1,6 МВт, напряжением 6,3 кВ. Он обеспечивает следующие режимы работы:

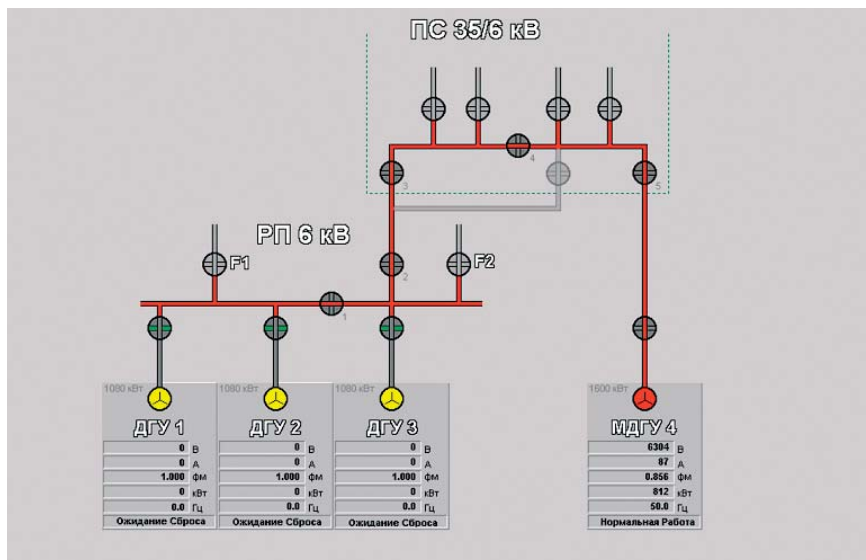
- совместно (островной режим) с другими ДГУ 3512В, установленными на ДЭС в с. Рейдово;
- отдельно (островной режим) для электропитания части потребителей г. Курильска или с. Рейдово;
- совместно (параллельно с сетью) для обеспечения электроэнергией части потребителей г. Курильска.

В состав модуля входят также топливная и масляная системы, системы охлаждения, отопления и вентиляции, запуска, выхлопная система с управляемым перепуском выхлопных газов на крыше модуля, система пожарной безопасности, единая система контроля и управления электростанцией.

Для повышения экономичности дизель-генераторная установка оборудована системой утилизации тепла. Охлаждающей жидкостью первичного контура, циркулирующей в контуре установки утилизации тепла, является водно-гликолевый раствор. Охлаждающая жидкость первичного контура, пройдя контур охлаждения двигателя и контур охладителя моторного масла, нагревается и циркуляционным насосом подается в теплообменник отходящих газов. Нагретый в теплообменнике отходящих газов водно-гликолевый раствор подается в пластинчатый теплообменник.

В теплообменнике происходит передача тепла от водно-гликолевого раствора (первичный контур) к сетевой воде (вторичный контур). Охлажденный раствор подается на охлаждение двигателя. Сетевая вода в теплообменнике нагревается и подается по температурному графику 90/70 °С.

При отсутствии теплового потребления во вторичном контуре (нет необходимости нагревать сетевую воду) нагретый водно-гликолевый раствор после теплообменника отходящих газов отводится в радиатор аварийного охлаждения, где он охлаждается потоком воздуха. Далее антифриз подается в систему охлаждения двигателя. Для обеспечения постоянного давления в первичном контуре охлаждения двигателя установлен расширительный бак запаса охлаждающей жидкости мембранного типа.



Мощность системы утилизации составляет 1,29 Гкал/ч. Она подключена к существующей теплосети теплового пункта ДЭС с. Рейдово и практически обеспечивает необходимое отопление поселка в течение четырех лет при единичной работе.

Система контроля и управления осуществляется полностью автоматическое управление генераторной установкой и системой утилизации тепла: поддержание электростанции в состоянии готовности к принятию нагрузки, автоматическое или ручное (со щита управления или с дистанционного пульта) управление пуском, остановом, предпусковыми и предостановочными операциями.

Осуществляется коммутация силовой цепи генератора с включением/отключением главного генераторного автомата, автоматическое и ручное регулирование в заданных пределах выходного напряжения и частоты генератора, автоматическое регулирование температуры в системе охлаждения дизеля.

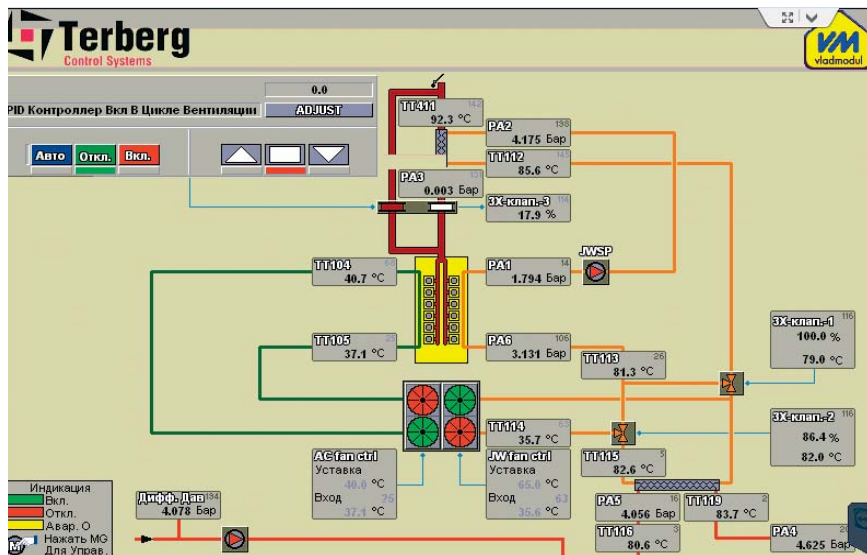


Рис. 1.
Дизельная электростанция с. Рейдово, о. Итуруп: энергосхема распределения нагрузки

Рис. 2.
Тепловая схема когенерационного энергоблока

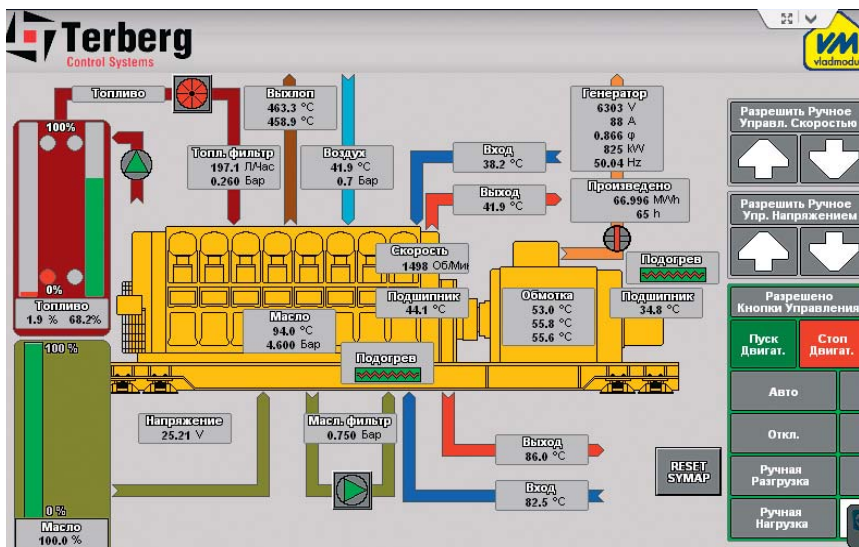


Рис. 3.
Мнемосхема управления ДВС.
Экран рабочего места
оператора ДЭС

Обеспечена индикация состояний ДГУ, включая текущие температуры двигателя, обмоток генератора и аварийно-предупредительную сигнализацию, все виды защит электростанции с отключением нагрузки, остановом и включением аварийной сигнализации. При необходимости работы генератора параллельно с другими генераторами или сетью происходит автоматическая синхронизация и распределение активных и реактивных нагрузок.

Система управления «Терберг» обеспечивает:

- автоматический запуск генераторных установок;
- задание последовательности пуска установок;
- автоматическую синхронизацию генераторов;
- распределение нагрузки между генераторными установками;
- измерение / наброс нагрузки;
- измерение и регулирование частоты и напряжения в островном режиме и при параллельной работе с сетью;

- дистанционное управление работой генераторных установок;
- управление системой утилизации тепла и системой охлаждения ДГУ;
- регулирование климат-контроля в помещениях модулей.

В состав системы входят: контрольная панель, панель собственных нужд МСС, система SCADA (программное обеспечение).

Применение увеличенных в размерах модульных решений с делением производственных помещений имеет преимущества в обслуживании генераторных установок по сравнению с размещением внутри единого машинного зала здания, так как отсутствует влияние других работающих ДГУ (шум, вибрация, системы обеспечения – трубопроводы, кабельные трассы, воздуховоды и др.).

В то же время увеличение площади отдельных производственных помещений имеет преимущества относительно стандартных (компактных) контейнерных решений: обеспечена возможность круглогодичного технического обслуживания оборудования при любых погодных условиях и отрицательных температурах.

Всё обслуживаемое оборудование установлено внутри просторных помещений, основной проход расширен до 1,5 м, трубопроводы и кабели проложены в подземных лотках. Помещение утилизации тепла позволяет хранить достаточный запас смазочного масла на весь зимний период, замена масла также организована из теплого помещения.

Таким образом, развитие современных модульных решений генераторных установок позволяет повысить качество электро- и теплоснабжения потребителей при значительно меньших затратах, с преимуществом перед размещением энергоблоков в новых капитальных зданиях. **TD**

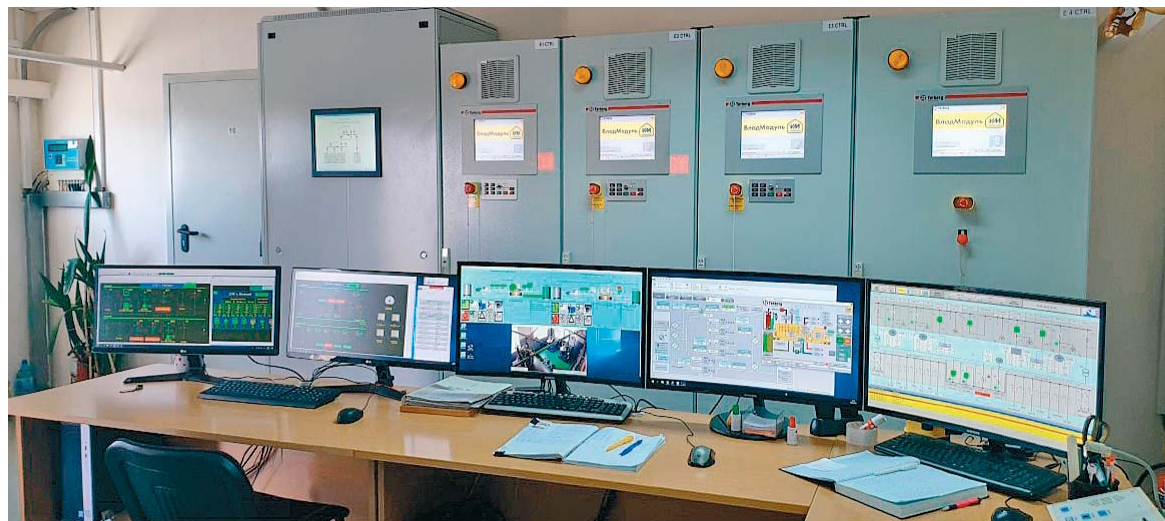


Рис. 4.
Центральный щит
управления станцией

В ПАО «ОДК–Кузнецов» элементы камер сгорания изготавливаются методом 3D-печати.

Технология аддитивного наращивания на предприятии применяется для изготовления деталей малоэмиссионной камеры сгорания (МЭКС) газотурбинного двигателя НК-36СТ. Полученные детали прошли испытания, начато их серийное производство.

Серийное производство деталей горячей части ГТД методами прямого и селективного лазерного наращивания позволило сократить время их изготовления на 15 % по сравнению с традиционными способами. Данная технология обеспечивает высокий коэффициент использования материала, объем брака не превышает 5 %.

Освоено производство деталей из новых видов отечественных порошковых сплавов, в том числе на основе никеля и титана. Стендовые испытания деталей в составе опытного двигателя НК-36СТ полностью подтвердили прочностные, температурные и экологические параметры двигателя с МЭКС. Проект реализован совместно с Самарским университетом им. академика С.П. Королева.

Газотурбинный двигатель НК-36СТ мощностью 25 МВт применяется в составе газоперекачивающих агрегатов.

В Италии введена в эксплуатацию ГПЭС на базе энергоблоков Wartsila.

Контракт на поставку оборудования был заключен с энергетической компанией A2A Gencogas, которая в сотрудничестве с инженеринговой фирмой Cefla построила электростанцию в г. Кассано д'Адда. Общая мощность ГПЭС составляет 110 МВт. Благодаря высокой эксплуатационной гибкости и быстрому запуску энергоблоков производства Wartsila электростанция обеспечивает резервирование мощности и поддержание баланса в энергосистеме региона, в составе которой работает большое количество СЭС и ВЭС.

В состав станции вошли шесть энергоблоков Wartsila 50SG. Поставка оборудования была выполнена осенью 2022 года.

Электростанция в г. Кассано д'Адда – крупнейшая газопоршневая электростанция в Италии. Природный газ является самым экологически чистым из всех ископаемых видов топлива и играет важную роль в течение переходного периода в направлении производства энергии с низкими выбросами углерода.



INNIO Jenbacher поставит на ПХГ в Австрию ГПУ для работы на водороде.

Проект реализуется в сотрудничестве с компанией RAG Austria AG, которая с 2015 года изучает возможности хранения водорода в подземных хранилищах газа. В 2023 году компания ввела в коммерческую эксплуатацию ПХГ в г. Гамперне (Верхняя Австрия), его объем составляет 7 млн м³ водорода.

Водород, который получают в летний период из электроэнергии, производимой СЭС и ВЭС, закачивается в ПХГ. В зимний период он используется в качестве топлива для энергоблоков при производстве электрической и тепловой энергии.

В рамках контракта INNIO Jenbacher поставит газопоршневой энергоблок JMS 320 GS мощностью 1067 кВт, который будет работать на 100 %-м водороде и производить электроэнергию и тепло для нужд инфраструктуры ПХГ. Избытки электроэнергии будут передаваться в местную энергосистему. Ввод ГПУ-ТЭС в эксплуатацию запланирован на конец 2024 года.

INNIO Group delivers gas engine power plant for hydrogen cogeneration station in Austria.

RAG Austria AG has selected INNIO Jenbacher hydrogen engine technology to power its hydrogen cogeneration plant in Gampern, Upper Austria.

Компания «МКС» начала производство электрощитового оборудования на базе отечественных компонентов.

Продукция, изготовленная на челябинском предприятии, по ряду показателей превосходит иностранные образцы. Налажено серийное производство сборных камер одностороннего обслуживания (КСО), шкафов управления (ШАУ) и панелей распределительных щитов серии ЩО-70. Ранее оборудование для газопоршневых электростанций собирали из компонентов зарубежных производителей.

КСО и ЩО-70 используются при строительстве ГПЭС и служат для приема, распределения электрической энергии, защиты отходящих линий от перегрузок и токов короткого замыкания. ШАУ предназначены для регулирования, контроля и дистанционного управления технологическими процессами электростанции.

После модернизации отечественное оборудование не только сохранило технические характеристики, но и имеет более низкую стоимость.

Термоустойчивые материалы в опорах стационарных газотурбинных установок. Модернизация опор ГТУ Т32

Н. Ю. Овчаренко¹ – зам. генерального директора, td@npk-promtech.ru

М. Ю. Егорушков² – руководитель проектов, m.egorushkov@gehia.ru

П. Г. Романенков³ – зам. генерального директора по производству, info@ufa-tr.gazprom.ru

А. Е. Константинов³ – начальник ПОЭКС, akonstantinov@ufa-tr.gazprom.ru

¹АО «НПК» «Промышленные технологии»

²ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы»

³ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Ключевые слова:

высокомолекулярные полимеры, баббиты, опоры ГТУ, энергоэффективность, потери энергии в подшипниках, расход масла ГТУ, повышение КПД ГТУ Т32

Аннотация

Рассмотрены недостатки классических баббитовых антифрикционных материалов в опорных конструкциях ГТУ и преимущества применения высокомолекулярных полимеров взамен баббитовых. Отмечены ограничения в эволюции баббитов для получения более высоких технических и эксплуатационных характеристик, необходимых для расширения эксплуатационных диапазонов и повышения энергоэффективности ГТУ.

Показаны положительные результаты ресурсных испытаний опорно-упорных конструкций опор ГТК-10, разработки Невского

завода им. В. И. Ленина (сейчас АО «НЗЛ»), с применением полимерного антифрикционного сплава К30ПТ разработки и производства АО «НПК «Промышленные технологии».

Рассмотрены возможности масштабирования технических решений по применению полимерных антифрикционных сплавов в опорно-упорных конструкциях газотурбинной установки ГТУ Т32 производства АО «НЗЛ» с целью повышения энергоэффективности, расширения эксплуатационного диапазона и снижения себестоимости ГТУ в целом.

Heat-resistant materials in the supports of stationary gas turbine plants. Modernization of T32 gas turbine plant supports

N. Yu. Ovcharenko¹ – Deputy General Director, td@npk-promtech.ru

M. Yu. Egorushkov² – Project Manager, m.egorushkov@gehia.ru

P. G. Romanenkov³ – Deputy General Director for Production, info@ufa-tr.gazprom.ru

A. E. Konstantinov³ – Head of Operation, akonstantinov@ufa-tr.gazprom.ru

¹NPK Industrial technologies, JSC

²Gazprom energoholding industrial assets, LLC

³Gazprom transgas Ufa LLC

Key words:

high-molecular polymer, babbitts, gas turbine supports, energy efficiency, power losses in bearings, oil consumption in gas turbine, efficiency upgrading of T32 gas turbine plant

Abstract

The disadvantages of classical babbitt of antifriction materials in GTP support structures and the advantages of using high-molecular polymers instead of babbite ones are considered. Limitations in the evolution of babbitts are noted in order to obtain higher technical and operational characteristics necessary to expand the operational ranges and increase the energy efficiency of GTP.

The positive results of endurance tests of the thrust bearing structures of the GTK-10 supports, developed by the Nevsky Plant named after V.I. Lenin (now NZL JSC) using a polymer

antifriction alloy K30PT developed and manufactured by NPK Industrial Technologies JSC are shown. The issues of the possibility of scaling technical solutions for the use of polymer antifriction alloys in the thrust structures of the T32 gas turbine plant of NZL JSC in order to increase energy efficiency, expand the operational range and reduce the cost of GTP as a whole are considered. The effectiveness of the use of antifriction materials based on high molecular polymers in GTK-10 gas pumping unit bearings has been confirmed.

В 1950-х годах на Невском заводе им. В.И. Ленина (сегодня АО «НЗЛ») была создана газотурбинная установка ГТК-10 (рис. 1), на которой проводились различные усовершенствования по повышению параметров рабочего цикла и технико-экономических показателей с учетом требований газотранспортных компаний РФ по энергоэффективности и производительности работы. Энергоэффективность ГТК-10 зависит не только от оптимизации газодинамических процессов и связанных с ними решений (конструкция лопаточных аппаратов компрессора, турбины, управление процессами в камере сгорания и др.), но и от стабильности и устойчивости к процессам разрушения внутри опорных силовых компонентов роторов и статора ГТУ, воспринимающих динамическую нагрузку подшипников скольжения и других узлов трения.

Как правило, основными современными ключевыми показателями энергоэффективности (КПЭ) подшипников скольжения являются:

- высокая термостабильность, выражающаяся в устойчивости к повышенным температурам;
- пониженное трение и, соответственно, уменьшение тепловыделения и снижение потерь энергии вследствие трения;
- повышенная износостойчивость и связанная с ней стабильность геометрии конструкции;
- поддержание устойчивости смазки и связанная с этим повышенная несущая способность подшипника.

В ГТУ стационарного типа опоры выполняются в виде подшипников скольжения, где основным смазывающим элементом является турбинное масло, а сами опорные ложементы изготавливаются из классических баббитов Б16 ГОСТ 1320–74 или Б83 ГОСТ 1320–74 способом центробежной заливки в стальные корпуса.

Однако уже становится очевидным, что баббитовые материалы не способны удовлетворить современные требования по энергоэффективности подшипников. Причины этого хорошо известны техническим специалистам:

- низкая термоустойчивость и сопротивляемость усталости;
- необходимость поддерживать температурный режим в узком диапазоне 50...80 °С, что требует наличия маслосистемы большой производительности, принудительного охлаждения и, соответственно, дополнительных затрат энергии и эксплуатационных расходов;
- недостаточная твердость баббитовых материалов, низкая сопротивляемость к наличию посторонних включений на рабочей



Рис. 1.
Газотурбинная установка ГТК-10

поверхности приводит к повышенному износу поверхности цапфы и шеек вала, а в случае перегрева – к аварийному повреждению и дорогостоящему ремонту;

- низкая коррозионная устойчивость ограничивает применение современных смазочных материалов.

Усилия технических специалистов направлены на совершенствование баббитовых сплавов, и здесь достигнуты определенные успехи: применяются тонкие слои баббита, увеличивающие сопротивление усталости; новые составы, несколько увеличивающие (макс. до 130 °С) температурные режимы работы подшипников. Совершенствуются методы нанесения баббитов, в т.ч. на промежуточные слои, используются методы напыления частиц сплавов.

Однако невозможно пока преодолеть главные ограничители в развитии баббитов:

- баббит остается гетерогенным сплавом, причем нужные свойства придают ему не олово или свинец, являющиеся лишь связующими элементами, а легирующие примеси меди, сурьмы, никеля, мышьяка, кадмия, цинка (рис. 2) и др. (Поскольку за прошедший период уже найдены лучшие составы, то прорыва в совершенствовании сплавов не ожидается.)
- механические свойства баббитов полностью зависят от правильности кристаллической решетки связующих элементов и расположения легирующих примесей

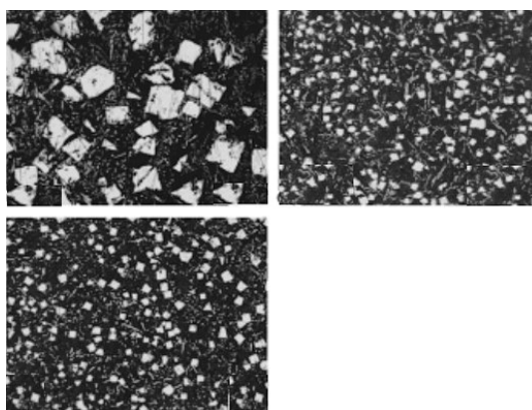


Рис. 2.
Структура баббита под микроскопом:
кристаллы сурьмы в матрице из олова или свинца

Материал	Нагрузка	Температура	Усталость	Трение	Коррозия	Вибрация	Простота технологии	Электроизоляция	Стоимость
Баббитовые сплавы, алюминивно-оловянные сплавы	+	-	-	+/-	-	+/-	+	-	+
Бронза, латунь	+	+	+	-	-	-	+	-	+
Графиты, в т.ч. композиты	-	+	+	-	+	-	+	-	+
Монополимеры, простые композиции (фторопласт, полиамиды, полиимиды, графито-фторопласты), в т.ч. многослойные	-	-	+	+	+	+	+/-	+	-
Карбиды, металлокерамические, алмазные поверхности	+	+	+	+/-	+	-	-	+	-

Табл. 1.

Качественное сравнение свойств антифрикционных материалов по отношению к основным параметрам работы изделий:

- + преимущество материала;
- +/- нейтральная характеристика;
- недостаток материала

в ней – разрушение, нарушение идеальности кристаллической решетки как в процессе изготовления, так и при эксплуатации ведет к широкому ряду повреждений подшипников;

- связующие элементы, являясь легкоплавкими металлами, становятся сильно текучими выше точки плавления, температуру которой не изменить. Это приводит к значительным повреждениям подшипников и шеек валов в аварийных ситуациях, расплавлению подшипникового слоя, к

	Баббит	КЗОПТ
Коррозия и воздействие агрессивных сред	Подвержен	Нет
Усталость	Сильно подвержен	Нет
Термическое фасетирование поверхности	Наблюдается	Нет
Межзерновое растрескивание	Наблюдается	Нет
Кавитационные повреждения	Наблюдается	Нет
Повреждения от индукционных токов	Наблюдается	Нет
Потеря смазки	Критична	Некритична
Задиры шейки ротора	Наблюдаются	Нет
Следствия перегрева, °С	Коксование, фасетирование, коррозия, выплавка	Нет. Выдерживает кратковременные перегревы до 300
Температура изгиба под нагрузкой 1,8 МПа, °С	240	343
Рабочая температура, max, °С	70	250
Удельное рабочее давление, МПа	10...15	20...30
Предел текучести при сжатии, МПа	78...79	370
Предел прочности при сжатии, МПа	102...105	230
Предел прочности при изгибе, МПа		290
Твердость по Шору		85
Плотность, кг/см ³	7,35	1,44
Коэффициенты теплопроводности, вдоль потока/средний, Вт/(м·К)	33,6	2,2/1,3
Удельное электросопротивление, Ом·м	10 ⁻⁷	10 ⁸
Коэффициенты линейного расширения вдоль потока/средний (α, 1/°С), 10 ⁻⁶	16-31	9/35
Износ при сухом трении по стали, мм ³ /км	1 084...1 355	30...50
Коэффициенты трения покоя	0,24...0,38	0,09
Коэффициенты трения скольжения без смазки	0,28	0,04

Табл. 2. Сравнительные характеристики материалов баббит (Б-83) и КЗОПТ

существенным ограничением температурных режимов работы;

- техническая сложность и высокие затраты ресурсов при разработке новых баббитовых сплавов. Так, в РФ продолжают использоваться в основном марки баббитов пятидесятилетней давности (ГОСТ 1320–74 «Баббиты оловянные и свинцовые. Технические условия»). Современные баббитовые сплавы и методы их заливки не находят широкого применения.

Возможной альтернативой могли бы стать другие многочисленные антифрикционные материалы с отдельными улучшенными свойствами: графиты, сплавы алюминия, пластмассы (тефлон, фторопласт), карбид вольфрама, металлокерамика, алмазные поверхности. Однако все они, кроме самых узкоспециализированных, также применяются на основе технологий 50...100-летней давности и не дают существенных преимуществ по энергоэффективности (табл. 1).

Поэтому конструкторы АО «НЗЛ» обратились к мировому опыту применения новых антифрикционных материалов [1] на основе специализированных композиционных высокомолекулярных полимеров, обеспечивающих высокие трибологические характеристики подшипников благодаря низкому коэффициенту трения и износу полимера. Использование полимеров позволяет получать более простые и надежные конструкции пар трения, гибко менять режимы трения, применять необслуживаемые подшипники, работающие без смазки при высоких нагрузках [2].

В кооперации с АО «НПК «Промышленные технологии» (г. Тула) были проведены стендовые и натурные испытания модернизированных подшипников (ПСКМ) с применением антифрикционного материала КЗОПТ на следующем оборудовании:

- ГПА ГТК-10М, эксплуатирующихся в ООО «Газпром трансгаз Уфа»;
- ЦБК 220-8,42/183-5300/18С, эксплуатирующихся на ГТЭС ООО «ЯрГео»;
- ГПА «Ладога-32» – ООО «Газпром трансгаз Краснодар».

Сравнительные характеристики материала КЗОПТ приведены в табл. 2.

Основные результаты проведенных работ

Подтверждена эффективность применения антифрикционных материалов на базе высокомолекулярных полимеров в подшипниках ГПА ГТК-10М, находящегося в эксплуатации в ООО «Газпром трансгаз Уфа».

Замена баббитовых вкладышей опор вкладышами с антифрикционным сплавом КЗОПТ

выполнялась при очередном ремонте. Основной целью испытаний было подтверждение технико-экономических показателей применения сплава К30ПТ [3, 4] компании «Промышленные технологии» на базе высокомолекулярных полимеров. Исследовалась также возможность расширения эксплуатационного диапазона в части сокращения количества потребляемого масла, возможность работы опор ГТУ при более высоких, чем для баббита, температурах и увеличение ресурсных показателей опор.

Длительные испытания в ходе опытной эксплуатации комплекта опорных/упорных вкладышей подшипников ГПА типа ГТК-10М с ЦБК-370-18-1 с вкладышами антифрикционного сплава К30ПТ разработки и производства НПК «Промышленные технологии» проводились в два этапа согласно утвержденной программе и методике.

На первом этапе опытной эксплуатации после наработки 3000 часов проведено ступенчатое снижение давления масла в линии подачи смазки за регулятором давления «после себя» с 6,2 до 3,2 кгс/см². Испытания проводились на режиме работы ГПА «Магистраль», частота вращения роторов $N_{ТВД} = 4640...4660$ об/мин, $N_{ТНД} = 3850$ об/мин, температура газов ТПС = 494...500 °С. В результате было выявлено, что снижение подачи масла на подшипники турбины на 51 % от номинального значения при постоянной частоте вращения ротора ОК-ТВД в ГТД не влияет на устойчивость работы подшипниковых опор.

На втором этапе опытной эксплуатации после наработки 3000 часов проведено последовательное повышение температуры масла в маслосистеме с 44,2 до 72,0 °С. Испытания проводились на режиме работы ГПА «Магистраль», частота вращения роторов $N_{ТВД} = 4590...4670$ об/мин, $N_{ТНД} = 3850$ об/мин, температура газов ТПС = 490...500 °С, температура наружного воздуха до +20...29 °С. В результате выявлено, что повышение температуры масла не приводит к повышению уровня вибрации подшипниковых узлов ГПА.

После наработки 6284 часов выполнен разбор агрегата, произведены замеры геометрических зазоров подшипниковых узлов и шеек роторов ОК-ТВД, ТНД, ЦБК.

По результатам испытаний установлено следующее:

1. На всех режимах работы ГПА уровень вибрации подшипниковых узлов не превышает установленных инструкцией по эксплуатации.

2. При уменьшении подачи масла на подшипники турбины до 51 % от номинального

при постоянной частоте вращения ротора ОК-ТВД уровень вибрации остается постоянным.

3. При увеличении температуры масла в маслосистеме ГПА с 44,2 до 72,0 °С уровень вибрации остается постоянным.

4. После проведенных длительных испытаний в течение 6284 часов отсутствуют существенные дефекты на поверхностях антифрикционного полимерного материала К30ПТ комплекта опорных/упорных вкладышей.

5. Как показали геометрические замеры подшипниковых узлов после наработки 6284 часов, отсутствует износ шеек роторов и антифрикционного полимерного материала К30ПТ.

Результаты испытаний подтверждают, что применение в конструкции ГТУ подшипников скольжения с вкладышами из высокомолекулярных полимеров позволяет не только расширить на 40 % температурный диапазон в опорах турбины, но и снизить на 50 % количество потребляемого для смазки опор масла; получить стабильность геометрии опорных поверхностей под роторы ГТУ и ЦБК, а также снизить величину потерь энергии в подшипниках. Аналогичные результаты были получены при испытаниях подшипников НЦ-16/76-1,44 ГПА-Ц-16 в ООО «Газпром трансгаз Москва» [5], где удалость снизить подачу масла на 90 %.

Таким образом, в данных испытаниях подтверждены три из четырех более высоких коэффициентов показателей эффективности (см. выше) для ПСКМ. Остальные показатели также были подтверждены в других испытаниях, о чем будет изложено в последующих публикациях.

Полученные результаты планируется использовать при разработке мероприятий по повышению энергоэффективности и снижению себестоимости следующего поколения ГТУ Т32 производства АО «НЗЛ» (рис. 3).

Рис. 3.
Газотурбинная установка ГТУ Т32

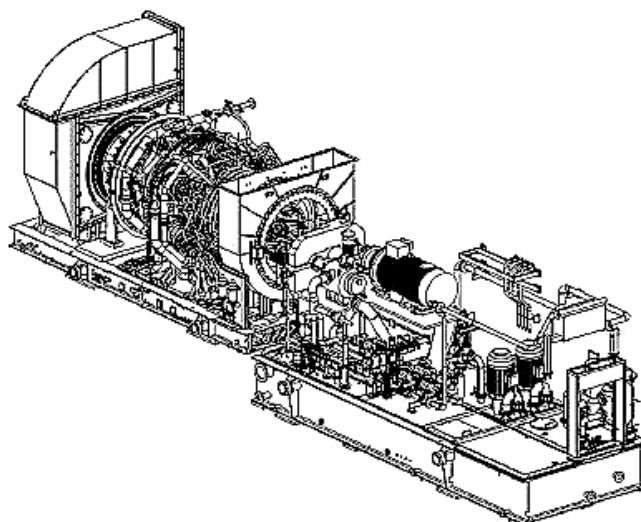
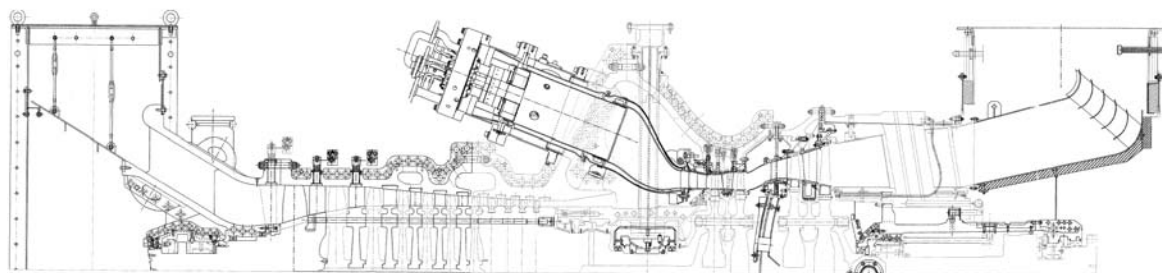


Рис. 4.

Силовая установка ГТУ Т32



Замена баббита в узлах трения (рис. 4) позволит:

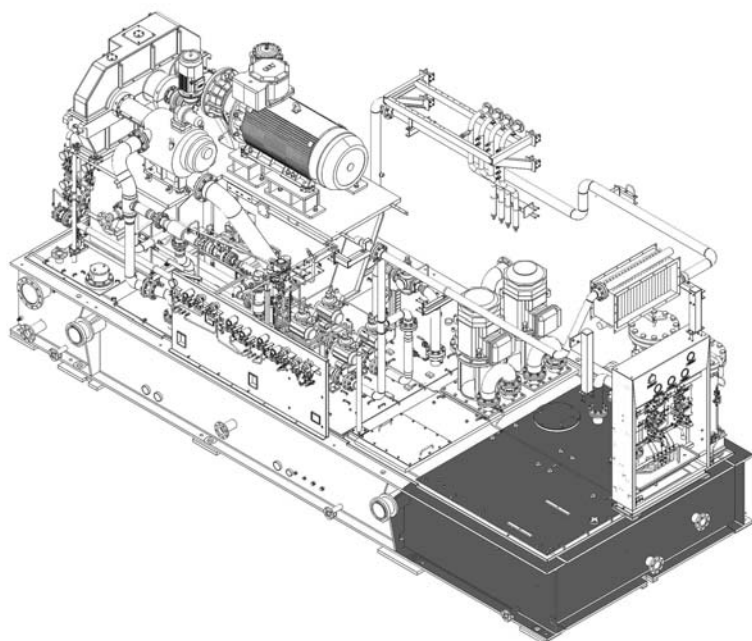
- сократить количество потребляемого масла;
- сократить объем маслосистемы и отказаться от аварийного маслобака;
- снизить нагрузку и уменьшить потребляемую мощность принудительной системы охлаждения масла.

Ключевые показатели эффективности энергоустановки повысятся за счет снижения себестоимости производства и обслуживания ГТУ Т32, сокращения объема маслобака рамы вспомогательных устройств (РВУ) и сокращения площади застройки вследствие уменьшения габаритов агрегата (рис. 5).

Применение ПСКМ в газотурбинных установках ГТУ Т32 может положительно влиять не только на снижение себестоимости ГТУ в целом, но также на ее энергоэффективность за счет увеличения и других ключевых показателей. Это снижение потерь энергии в подшипниках, сохранение геометрии формы опор и повышение КПД, увеличение производительности, межремонтного периода и др. Подробные результаты эксплуатации, аналитика, исследования и технические решения будут опубликованы в последующих выпусках журнала.

Рис. 5.

Сокращение объема
маслобака РВУ



Выводы

1. Рассмотрены недостатки баббитовых сплавов и преимущества применения полимерных сплавов взамен баббитовых в опорно-упорных конструкциях ГТУ.

2. Представлены результаты ресурсных испытаний опорно-упорных подшипниковых узлов с полимерными сплавами в составе ГТК-10.

3. По результатам ресурсных испытаний определены показатели энергоэффективности применения полимерных сплавов взамен баббитовых.

4. Показаны направления масштабирования результатов испытаний опорно-упорных подшипниковых узлов с полимерными сплавами в составе ГТК-10 для газотурбинной установки Т32. ▢

Список литературы

1. К. Friedrich / *Advanced Industrial and Engineering Polymer Research*. – 2018. – № 1. – pp. 3-39.
2. Овчаренко Н.Ю., Егорушков М.Ю. *Технический прогресс в разработке новых подшипниковых материалов узлов трения // Турбины и дизели*. – 2023 г. – № 4.
3. Патент 2691356, Российская федерация, МПК С23С28/00. Способ нанесения антифрикционного слоя на металлическую деталь. – № 2018129167. Заявл. 09.08.2018; опубл.: 11.06.2019 Бюл. 17. / Ю.Г. Кузьмин. // Приобретатель исключительного права АО «НПК «Промышленные технологии».
4. Патент 2671779, Российская федерация, МПК С23С28/00. Способ нанесения антифрикционного слоя (варианты). – № 201803777. Заявл. 31.01.2018; опубл.: 06.11.2018. Бюл. 31. / Ю.Г. Кузьмин // Приобретатель исключительного права АО «НПК «Промышленные технологии».
5. Смирнов Е.А. Применение антифрикционных материалов в подшипниках скольжения центробежных нагнетателей газоперекачивающих агрегатов / Е.А. Смирнов, Ю.Ю. Толстихин, А.В. Шишов [и др.] // *Газовая промышленность*. – 2023 г. – № 4.



**Компания Mitsubishi Power
ввела ГТУ в Узбекистане.**

Контракт на поставку энергетического оборудования под ключ на Сырдарьинской ТЭС реализует корпорация ACWA Power (Турция). Mitsubishi Power, дочерняя компания МНП, поставила на станцию два газотурбинных энергоблока M701JAC электрической мощностью по 557 МВт. Они установлены на строящейся электростанции комбинированного цикла мощностью 1500 МВт в ходе реализации проекта «Сырдарья». Строительно-монтажные работы выполняет China Gezhouba Group Co., Ltd. (КНР) в качестве подрядчика ЕРС проекта.

Mitsubishi Power предоставила технических консультантов на этапе строительства и пусконаладочных работ. Контракт также предусматривает проведение технического обслуживания и ремонта основного энергетического оборудования в процессе эксплуатации в течение 25 лет.

На электростанции начали работать в простом цикле энергоблока №1 и №2. Их перевод в парогазовый цикл планируется в 2024 году.

**ГПЭС для предприятия бытовой химии
построена в Краснодарском крае.**

Компания «Газовые машины» завершила пусконаладочные работы на мини-ТЭС, состоящей из двух установок электрической мощностью 350 и 700 кВт. Энергоблоки изготовлены на базе двигателей 6M33G6N0/5 и 12M33G10N0/5 производства Baudouin Moteurs (КамАЗ-Вейчай) и генераторов компании Evotec.

При создании ТЭС использовались комплектующие российского производства, что упрощает проведение техобслуживания оборудования. Система автоматического долива масла в двигатель позволяет организовать бесперебойную работу ГПУ в режиме 24/7.

Заказчик мини-ТЭС – ООО «Меридиан». Станция полностью обеспечивает потребности предприятия в электрической и тепловой энергии.

Международный симпозиум «Потребители – производители компрессоров и компрессорного оборудования» пройдет в С.-Петербурге.

Санкт-Петербургский политехнический университет 20–22 мая 2024 года проводит 20-й Международный симпозиум «Потребители – производители компрессоров и компрессорного оборудования», приуроченный к 125-летию СПбПУ. В программе – обмен практическим опытом и проблемами эксплуатации, знакомство с новой компрессорной техникой и ГПА, установление прямых контактов для проведения модернизации существующих или создания новых компрессорных установок, сопутствующего оборудования и ГТУ.

В симпозиуме традиционно участвуют представители крупнейших российских нефтегазодобывающих и перерабатывающих компаний, поставщики компрессорного и иного оборудования для газовой промышленности, а также ученые и инженеры отраслевых научно-исследовательских институтов и вузов. Будут представлены доклады по следующим темам:

- Компрессоры и компрессорное оборудование;
- Эксплуатация, обслуживание, ремонт компрессоров и оборудования ГПА;
- Вспомогательное оборудование;
- Газотурбинные и электрические приводы ГПА;
- Технологии изготовления и агрегатирования ГПА;
- Цифровизация компрессорной отрасли;
- Импортозамещение в компрессорной отрасли.

Вся необходимая информация представлена на сайте симпозиума <https://cegts.spbstu.ru>

Consumers – manufacturers of compressors and compressor equipment International Symposium.

St. Petersburg polytechnic university will host the 20th International Symposium «Consumers – manufacturers of compressors and Compressor Equipment» on May 20-22, 2024, dedicated to the 125th anniversary of SPbPU. The program includes the exchange of practical experience and operational problems, acquaintance with new compressor equipment and gas pumping units, establishment of direct contacts for modernization of existing or creation of new compressor units, related equipment and gas turbine plants. The symposium is traditionally attended by representatives of the largest Russian oil and gas producing and processing companies, suppliers of compressor and other equipment for the gas industry.



Разработка и апробация принципов локализации энергетического оборудования

на отечественном машиностроительном предприятии

И. Ю. Кляйнок¹, к.т.н. – начальник управления по развитию производства, i.kleinrock@gehia.ru

В. В. Спири² – директор по локализации, V.Spirin@reph.ru

А. Ю. Кулышев¹, д.т.н. – заместитель генерального директора – технический директор, al.kultyshev@gehia.ru

¹ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы»

²АО «НЗЛ»

Ключевые слова:

локализация, импортозамещение, конструкторская и технологическая подготовка производства, анализ неисправностей, модернизация оборудования, газоперекачивающий агрегат ГПА-32 «Ладoga»

Аннотация

С точки зрения отечественного машиностроительного предприятия, локализация представляет собой совокупность мероприятий по конструкторской и технологической подготовке производства, а также его техническому переоснащению, которые направлены на изготовление иностранного оборудования с обеспечением или улучшением его технических и эксплуатационных характеристик.

На Невском заводе завершается локализация газовой турбины Т32 (MS5002E разработки GE) мощностью 32 МВт. На сегодня локализована большая часть компонентов газовой турбины (более 86%). На примере программы

локализации турбины Т32 сформированы и обобщены основные рекомендации и принципы освоения производства оборудования на машиностроительном предприятии.

Целесообразность и объем локализации оборудования или его отдельных компонентов определяется с учетом экономических и геополитических факторов. При этом важно определять приоритетные направления работ. С учетом этого рассмотрены основные этапы реализации программы локализации, включая формирование ее структуры, приоритизацию, конструкторскую и технологическую подготовку производства, а также модернизацию.

Development and testing of the principles of power equipment localization

at a domestic machine–building enterprise

I. Yu. Kleinrock¹, PhD in Engineering – Head of the Production Development Department, i.kleinrock@gehia.ru

V. V. Spirin² – Director for Localization, V.Spirin@reph.ru

A. Yu. Kultyshev¹, Doctor of Engineering Science – Deputy General Director – Technical Director, al.kultyshev@gehia.ru

¹Gazprom energoholding industrial assets LLC

²Nevsky Zavod JSC

Key words:

localization, import substitution, design and technological preparation of production, fault analysis, equipment modernization, GPA-32 Ladoga gas pumping unit

Abstract

From the point of view of a domestic machine-building enterprise, localization is a set of measures for design and technological preparation of production, as well as its technical re-equipment aimed at manufacturing foreign equipment to ensure or improve its technical and operational characteristics.

Currently, the T32 gas turbine localization program (MS5002E developed by GE) with a capacity of 32 MW is being completed at the Nevsky Plant. To date, most of the components of the gas turbine have been localized (more than 86%). Using the example of the localization program for

the T32 gas turbine, the main recommendations and principles of localization of equipment at a domestic machine-building enterprise are formed.

The expediency and volume of localization of equipment or its individual components is determined taking into account both economic and geopolitical factors. At the same time, it is important to determine the priority areas of localization. With this in mind, the main stages of the localization of localization programs are considered, including the formation of its structure, prioritization, design and technological preparation of production and modernization.

Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года предусматривает достижение технологической независимости отраслей топливно-энергетического комплекса (далее ТЭК) и повышение их конкурентоспособности за счет обеспечения предприятий ТЭК собственными компетенциями и отечественными технологическими комплексами, оборудованием, материалами, программным обеспечением и соответствующими услугами.

Для решения этой задачи в отраслях ТЭК и смежных с ними отраслях промышленности приняты меры поддержки локализации производства современных иностранных технологий, а также определен перечень технологического оборудования, востребованного предприятиями ТЭК, создание или локализация производства которого необходимы на территории России до 2035 года.

С точки зрения отечественного машиностроительного предприятия, локализация представляет собой совокупность мероприятий по конструкторской и технологической подготовке производства, а также его техническому переоснащению с целью изготовления иностранного оборудования с обеспечением или улучшением его технических и эксплуатационных характеристик.

В настоящее время на Невском заводе завершается программа локализации газовой турбины Т32 (MS5002E разработки General Electric) мощностью 32 МВт. На сегодня локализована большая часть компонентов газовой турбины (более 86 %) – система автоматизированного управления, опоры и подшипники, выхлопной диффузор, все компоненты осевого компрессора и турбины низкого давления, элементы турбины высокого давления (корпус, диски, шрауды, диафрагмы и др.), элементы камеры сгорания (передние и задние корпуса, направляющие трубы потока, пламеперекидные трубы, крышки и др.). Подобраны серийные отечественные аналоги, соответствующие зарубежному вспомогательному оборудованию: электродвигатели, приводы, нагреватели, клапаны, насосы, КИП, система зажигания и др.

Локализованные компоненты с целью проверки заявленных технических характеристик проходят стендовые и ресурсные испытания на объектах эксплуатации ПАО «Газпром». Ключевые задачи заключительного этапа локализации – освоение технологии изготовления лопаток турбины высокого давления (в том числе с применением технологии направленной кристаллизации), а также эле-

ментов камеры сгорания: форсунки, жаровые и переходные отсеки. Работы планируется завершить до конца 2024 года.

Участие в реализации настоящей программы позволяет обобщить и сформировать основные рекомендации и принципы локализации для продукции разного типа.

Принципы формирования структуры программы локализации на отечественном предприятии

Целесообразность и объем локализации оборудования или его отдельных компонентов определяется с учетом как экономических, так и геополитических факторов. При этом важно выделить приоритетные направления локализации. Приоритетность локализации отдельных узлов и компонентов может быть определена на основе технико-экономического анализа, включающего себестоимость освоения и изготовления импортных комплектующих на территории РФ. Важным, но не ключевым критерием в этом случае является себестоимость локализованного оборудования, не превышающая стоимости приобретения готовых иностранных изделий, а также возможность серийного изготовления локализованных компонентов с учетом потребности изготовителей, использующих локализованные изделия в своей продукции.

При локализации оборудования для отраслей ТЭК необходимо руководствоваться не только стоимостными характеристиками изделия, но и вопросами независимости и безопасности страны, связанными с возможностью прекращения поставки иностранных компонентов.

С учетом изложенного, на примере ГТУ Т32 программа локализации энергетического оборудования может быть разделена на три части.

1. Локализация основного оборудования: осевой компрессор, камера сгорания, турбина высокого давления, турбина низкого давления, прочие элементы конструкции – суммарно 34 изделия.

Программа содержит критически важные и наиболее маргинальные элементы конструкции и должна реализовываться преимущественно за счет собственных технологических переделов, в том числе с учетом дооснащения и модернизации производства. В частности, для освоения технологии изготовления лопаток компрессора, механической обработки корпусных деталей, дисков и валов ТВД, ТНД на Невском заводе проведена масштабная модернизация технологического оборудования и дооснащение производственных площадей (более 7 единиц современного технологического оборудования).

Табл. 1.
Локализация прочих покупных
изделий и материалов

Тип изделия/материала	Количество наименований, шт
Крепежные изделия	713
Трубная продукция и детали трубопроводов	494
Готовые изделия	259
Отливки, поковки, прокат	228
Электрическая обвязка и КИП	221
ГСМ, ЛКМ	84
Сварочная продукция	52
Кабельная продукция	37

2. Локализация вспомогательного оборудования: масляная система, редукторы и муфты, двигатели и приводы, нагреватели, клапаны, насосы, контрольно-измерительные приборы (КИП), электрооборудование, прочее оборудование – суммарно 44 изделия.

При комплектации ГТУ Т32 вспомогательным оборудованием привлекаются отечественные профильные производители, имеющие готовые изделия с требуемыми характеристиками. В ряде случаев они специально разрабатывают или дорабатывают существующие изделия под требования Невского завода.

На основе опыта локализации ГТУ Т32 можно сформулировать следующие условия для потенциальных поставщиков вспомогательного оборудования:

- изделие должно обладать техническими характеристиками и показателями надежности оборудования с минимальным объемом изменений и доработок конструкции;
- поставщик должен обеспечивать бесперебойные поставки вспомогательного оборудования в соответствии с объемом производственной программы завода-изготовителя;
- поставляемое изделие должно быть полностью отечественным и не зависеть от поставок импортных компонентов;
- поставщик выбирается на конкурентной основе, с учетом технико-экономического обоснования;
- заявленные характеристики локализуемого оборудования подтверждаются в ходе проведения его заводских, стендовых и ресурсных испытаний.

Кроме подбора уже существующего серийного оборудования, возможно изготовление вспомогательного оборудования в индивидуальном порядке на профильных отечественных предприятиях. Для ГТУ Т32 это система зажигания, система виброконтроля, система измерения крутящего момента, система контроля пульсации в камерах сгорания и др.

3. Локализация прочих низкотехнологичных покупных изделий и материалов общего применения – 2088 позиций (табл. 1).

В ходе локализации реализованы следующие решения:

- 1758 позиций – определен производитель на территории РФ, изделия приобретаются у отечественных производителей для комплектования производственных заказов;
- 151 позиция – изготовление изделий переведено на собственное производство Невского завода, разработана технология изготовления;
- 179 позиций (детали трубопроводов дюймового типоразмера) – потенциальные производители/поставщики в РФ имеются, но получены отказы по причине минимальной партии. По мере необходимости и с целью унификации данной продукции запланирован переход с дюймового типоразмера на метрический в соответствии со стандартами РФ. Производственные заказы обеспечиваются поставками из дружественных стран.

Принципы локализации оборудования при конструкторской подготовке производства

Как отмечалось выше, в локализацию сложного промышленного оборудования входят мероприятия по конструкторской (КПП) и технологической (ТПП) подготовке производства. При этом в зависимости от предпосылок локализации и текущей геополитической ситуации отечественное предприятие может иметь разные объемы исходных данных в части КПП и ТПП.

В случае локализации оборудования в рамках лицензионного соглашения с зарубежным партнером отечественный завод-изготовитель может получить полный комплект конструкторской документации на изделие. При этом в комплекте документации, как правило, будут отсутствовать расчетно-справочные данные, трехмерные твердотельные модели, прочностные и газодинамические расчеты. Это, в свою очередь, затруднит дальнейшее сопровождение производства, сервиса и модернизации изготавливаемого оборудования.

Частой практикой в подобных лицензионных соглашениях было сохранение за оригинальным производителем конструкторской и технологической документации на высокомаржинальные изделия, например, «горячую» часть газовой турбины, систему автоматизации, программное обеспечение и т.д. Также возможны ситуации импортозамещения оборудования при полном отсутствии конструкторской документации: изготовление изделия-

аналога с «нуля» либо методами обратного проектирования.

Таким образом, на начальном этапе локализации оборудования необходимо выполнить анализ доступной конструкторской документации с точки зрения ее качества и достаточности для дальнейшего проведения технологической подготовки производства.

С учетом изложенного, локализация на этапе КПП, в зависимости от объема и качества исходных данных, выполняется следующими способами:

- восполнение и адаптация существующей конструкторской документации;
- новое проектирование, модернизация отечественного аналога;
- разработка конструкторской документации методами обратного проектирования.

Основные этапы КПП при локализации оборудования для трех вариантов сведены в табл. 2. Как видно из таблицы, даже при обладании комплектом иностранной конструкторской документации перечень этапов КПП не меньший, чем при обратном или новом проектировании. Однако в зависимости от плановых сроков проведения локализации и доступности зарубежных комплектующих часть этапов может быть пропущена или выполнена позднее. В частности, целесообразность замены стандартных изделий DIN, ISO, ASME, а также иностранных материалов определяется с учетом оценки затрат на перевыпуск КД и доступность этих изделий на российском рынке или на рынке дружественных стран.

3D-моделирование также может быть пропущено на первых этапах локализации, однако последующее проведение расчетов и необходимость внедрения цифровых методов сквозного проектирования потребует восполнения этих данных.

Отсутствие расчетно-справочных данных также может стать проблемой при подборе материалов, производимых на территории РФ, и производстве изделий, а именно – будет невозможно принять обоснованное решение о допустимости отклонений и способах устранения несоответствия. Аналогичная ситуация может возникать на протяжении всего жизненного цикла изделия: при монтажных и пусконаладочных работах, эксплуатации, плановых и аварийных ремонтах, модернизации оборудования.

Принципы модернизации оборудования в ходе его локализации

В ходе освоения технологии изготовления иностранного оборудования нужно предусмот-

реть возможность корректировки конструкторской документации по результатам опыта его эксплуатации, а также оценить потенциал дальнейшей модернизации. То есть освоить в производстве не текущий профиль оборудования, который потеряет свою актуальность по результатам локализации, а улучшенный. Либо планировать последующую модернизацию без существенной переработки конструкции и изменения технологии. С этой целью на начальном этапе локализации необходимо выполнить: а) анализ основных неисправностей и опыта эксплуатации оборудования, планируемого к локализации; б) анализ конструкции и характеристик с точки зрения востребованности и возможности дальнейшей модернизации.

Анализ неисправностей ГПА-32 «Ладога» выполнен на основе актов дефектации, отчетов, писем от эксплуатирующих организаций, а также результатов планового технического обслуживания агрегатов за период с 2017 г. по 2023 г. Всего по действующему парку агрегатов проанализировано около 600 неисправностей и повреждений [1]. По каждой неисправности разрабатывались мероприятия по их предотвращению, вносились изменения в конструкцию, технологию изготовления, менялись поставщики сырья, материалов и вспомогательного оборудования в случае недостаточного качества поставляемой продукции.

В частности, анализ неисправностей ГПА-32 «Ладога» показал, что наибольший процент неисправностей ГТУ приходится на выхлопную систему (23 %) и камеру сгорания (15 %). Данные несоответствия устранены путем совершенствования конструкции в ходе локализации оборудования.

Одновременно с устранением конструктивных недостатков, заложенных на этапе проектирования, проведена расчетно-аналитическая работа по обоснованию дальнейшего

Табл. 2. Основные этапы КПП при локализации оборудования

Наименование этапа	Восполнение и адаптация КД	Обратное проектирование	Новое проектирование
Сборка/разборка узлов, 3D-сканирование	-	+	-
Адаптация стандартов DIN, ASME	+	+	-
Замена зарубежных материалов отечественными	+	+	-
3D-модели	+	+	+
Расчетные модели	+	+	+
Подбор аналогов покупных изделий	+	+	-
Выпуск КД	-	+	+
Доработка КД с учетом опыта эксплуатации (модернизация)	+	+	-

Табл. 3.
Показатели
локализованной ГТУ Т32

Наименование	Исходное состояние	Этап 1	Этап 2
Обозначение ГТД	Т32	Т32М-1	Т32М-2
Номинальная мощность на муфте ГТД, МВт	32,0	32,5	34,0
Эффективный КПД ГТД при номинальной мощности, %, не менее	36,1	36,3	37,5

совершенствования конструкции и повышения характеристик газовой турбины.

В ходе разработки модернизированной газовой турбины предполагается максимально использовать освоенные в производстве заготовки и материалы корпусных и роторных деталей, подшипники, элементы горячего тракта, узлы и вспомогательное оборудование агрегата ГТУ Т32, не имеющие выявленных недостатков при изготовлении и в эксплуатации [2, 3].

На первом этапе плана модернизации предполагается повышение эксплуатационных свойств парка серийных агрегатов за счет минимальной доработки исходной конструкции и алгоритмов системы управления. Основанием для начального этапа модернизации является анализ накопленного опыта испытаний и эксплуатации парка ГТУ Т32.

В первый этап плана модернизации входят следующие мероприятия:

- исключение сбросных клапанов за осевым компрессором;
- расширение диапазона регулирования входного направляющего аппарата;
- нанесение прирабатываемого покрытия на корпус осевого компрессора;
- уплотнение радиального зазора рабочего колеса ТВД;
- наружная изоляция корпуса турбины;
- оптимизация алгоритмов пуска;
- перепрофилирование соплового аппарата первой ступени ТНД.

Целью второго этапа плана модернизации является существенное повышение параметра экономичности ГТД (КПД до 37 % и более). Повысить экономичность планируется путем увеличения степени сжатия осевого компрессора и поэтапного увеличения начальной температуры газа перед ТВД.

Второй этап плана модернизации включает следующие мероприятия:

- добавление двенадцатой ступени в осевой компрессор;
- перепрофилирование лопаточного аппарата турбины высокого давления;
- модернизацию системы охлаждения ТВД;
- модернизацию камеры сгорания.

В табл. 3 указаны целевые показатели локализованной ГТУ Т32.

Принципы локализации оборудования при технологической подготовке производства

Совместно с анализом конструкторской документации на начальном этапе локализации необходимо выполнить аудит собственных производственных возможностей, чтобы выявить отсутствующие «критические» технологии и начать проработку потенциальных сторонних исполнителей. Немаловажно также определить наличие на территории РФ доступных технологий для изготовления оборудования или аналогов доступных технологий, не уступающих по своим характеристикам иностранным.

С учетом изложенного, в ходе технологической подготовки производства локализуемых изделий необходимо выполнить следующие мероприятия:

1. Аудит собственных производственных возможностей и, при необходимости, переоснащение и модернизация производства. В частности, для освоения технологии изготовления лопаток компрессора, механической обработки корпусных деталей, дисков и валов ТВД и ТНД на Невском заводе реализована масштабная модернизация технологического оборудования и дооснащение производственных площадей. Например, на первом этапе локализации рабочих лопаток осевого компрессора их изготовление велось в рамках внешней кооперации на одном из профильных отечественных предприятий. С целью снижения доли внешней кооперации и освоения технологии изготовления лопаток осевого компрессора модернизировано лопаточное производство, введены в эксплуатацию роботизированный комплекс с 5-координатными фрезерными станками, виброгалтовочное оборудование, установка дробеструйного упрочнения.

2. Освоение или замена технологических процессов изготовления изделий, в том числе проектирование и изготовление технологической оснастки, позволяющей серийно производить локализуемые изделия в необходимом количестве. Например, одной из ключевых задач при освоении технологии изготовления дисков ТВД и ТНД является формирование пазов под установку рабочих лопаток. С этой целью модернизирован протяжной станок Hoffmann, а также приобретена уникальная технологическая оснастка, позволяющая выполнять необходимую конфигурацию пазов дисков. Также для увеличения объемов производства освоена альтернатив-

ная технология формирования пазов методом фрезерования на фрезерном станке с ЧПУ фирмы Hermle.

3. Внешняя кооперация с отечественными производителями, имеющими технологическое оборудование, на котором можно изготовить компоненты, соответствующие оригинальному изделию. Например, в кооперации с профильными отечественными предприятиями освоен полный цикл технологии изготовления лопаток ТНД: равноосное литье по выплавляемым моделям, механическая обработка, нанесение износостойкого покрытия.

Выводы

1. Определены критерии формирования структуры программы по локализации энергетического оборудования на примере газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога». Рассмотрены приоритетность и способы локализации различных компонентов.

2. Представлены основные принципы и подходы к локализации энергетического оборудования для этапов конструкторской и технологической подготовки производства.

3. Показано, что реализацию программы локализации необходимо совмещать с доработками и улучшениями элементов конструкции с учетом опыта эксплуатации изделия-аналога. Отмечено, что параллельно с программой локализации необходимо разработать план по устранению неисправностей и модернизации локализованного оборудования.

4. С учетом разработанных принципов и подходов локализовано и внедрено в промышленную эксплуатацию более 67 изделий, что подтверждается актами освоения технологии изготовления компонентов или актами внедрения локализованного оборудования в состав ГТУ Т32, подписанными эксплуатирующими организациями. **□**

Список литературы

1. Зуева Ю. В. Опыт эксплуатации газоперекачивающих агрегатов ГПА-32 «Ладога» / Ю. В. Зуева, И. Ю. Кляйнрок, А. Ю. Култышев // Турбины и дизели. – 2023 г. – № 4.

2. Гилев К. О. Перспективы развития газотурбинной установки Т32 в составе ГПА-32 «Ладога» / К. О. Гилев, И. Ю. Кляйнрок, А. Ю. Култышев, А. В. Скороходов // Турбины и дизели. – 2023 г. – № 1.

3. Юн В. К. К вопросу модернизации Т32 с целью повышения эффективности и надежности ГТУ / В. К. Юн, А. В. Скороходов // СПб.: Сборник докладов LXX научно-технической сессии по проблемам газовых турбин. – 2023 г. – 285 с.

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



Газоперекачивающие агрегаты ООО «ИНГК» с центробежными компрессорами

О. В. Бычков, С. В. Кудрявцев, С. Ф. Машанов, А. С. Печенкин – ООО «ИНГК»

С самого начала своей деятельности компания «ИНГК» осваивает новое направление – изготовление газоперекачивающих агрегатов с центробежными компрессорами.

In brief
**INGK LLC gas pumping units
equipped with centrifugal
compressors**

In 2015 INGK began to develop a new line of activity – the manufacture of gas pumping units with centrifugal compressors. During the period from 2010 to 2023 INGK production and engineering company implemented more than 29 projects for the supply of 71 complete gas pumping units on the base of gas turbines and electric drives in various power ranges.



За период с 2010 по 2023 год производственно-инжиниринговой компанией «ИНГК» реализовано 29 проектов по изготовлению и поставке 71 полнокомплектного газоперекачивающего агрегата с газотурбинным, паровым и электрическим приводами.

Также реализовано несколько проектов по изготовлению и поставке комплектов материальной части газоперекачивающих агрегатов и компрессорных установок для сторонних производителей.

ГПА с газотурбинным приводом

Для объектов добычи и транспорта газа в большинстве случаев наиболее эффективным типом привода является газотурбинный двигатель. Использование ГТД позволяет заказчикам значительно снизить затраты как на капитальное строительство объектов (за счет отсутствия необходимости строить линии электропередачи высокого напряжения и мощные понижающие подстанции), так и эксплуатационные расходы.

В рамках реализации контрактов с российскими и зарубежными компаниями предприятием «ИНГК» созданы газопере-

качивающие агрегаты на базе приводов отечественного и иностранного производства, в том числе:

- ГТУ–6ПГ с двигателем Д-30ЭУ-6 (ОДК-Авиадвигатель);
- ГТУ–10П с двигателем ПС-90П-3 (ОДК-Авиадвигатель);
- ГТУ–16П с двигателем ПС-90П-2 (ОДК-Авиадвигатель);
- ГТУ–25П с двигателем ПС-90П-25 (ОДК-Авиадвигатель);
- НК–14СТ (ОДК-Кузнецов);
- НК–16СТ (КМПО);
- НК-16–18СТД (КМПО);
- Titan 130 (Solar Turbines);
- Taurus 70 (Solar Turbines);
- NovaLT 16 (Baker Hughes);
- АИ-336-2-8 (Мотор Сич).

Ключевым узлом газоперекачивающего агрегата является центробежный компрессор. Выбор типа компрессора зависит от параметров перекачиваемого газа и назначения агрегата. Для линейных объектов транспорта газа, как правило, применяются однокорпусные компрессоры; для дожимных компрессорных станций –

двухкорпусные или компрессоры, в одном корпусе которых реализованы две секции сжатия. Двухсекционные компрессоры, применяющие технологию back-to-back, изготавливаются в настоящее время как зарубежными, так и российскими компаниями.

Наиболее сложными по конструкции являются агрегаты, предназначенные для обратной закачки газа в пласт. Предприятием «ИНГК» совместно с Solar Turbines Inc. созданы компрессорные линии для нужд Иркутской нефтяной компании, в их состав входит до трех корпусов сжатия, а также повышающие редукторы (мультипликаторы).

В составе агрегатов производства ООО «ИНГК» были применены центробежные компрессоры ведущих российских и зарубежных производителей следующих серий: НЦ (НПО «Искра»); BCL и 2BCL (Baker Hughes); STC (Siemens); С (Solar Turbines).

КБ компании конструирует агрегаты под конкретные требования заказчика путем подбора оптимальной конфигурации «привод – редуктор – центробежный компрессор» или «привод – центробежный компрессор», учитывая при этом следующие критерии: максимальная эффективность, оптимальная совокупная стоимость проекта, надежность, ремонтпригодность, экологические показатели.

ООО «ИНГК» имеет значительный опыт и большой запас компетенций в области разработки и создания ГПА с различным сочетанием динамического оборудования разных производителей, например: привод ГТУ-6ПГ (ОДК) и центробежный компрессор STC (Siemens); привод Taurus 70 (Solar Turbines) и центробежный компрессор 2BCL (Baker Hughes) и т.д.

В условиях санкционного давления на предприятии увеличивается объем использования отечественного динамического оборудования в составе ГПА. При этом, учитывая высокую загрузку российских двигателестроительных предприятий и изготовителей компрессоров, ООО «ИНГК» ведет поиск производителей оборудования в странах, не поддерживающих санкции в отношении Российской Федерации.

Специалисты компании принимают активное участие в инновационных проектах ПАО «Газпром», в частности, в разработке технического задания и документации на унифицированный ГПА мощностью 16...25 МВт.

Кроме того, в связи с интенсивным развитием в России технологий производства СПГ, предприятие планирует принять участие в создании агрегатов большой мощности на базе отечественных газовых турбин ГТД-110М,



ГТЭ-65 и ГТЭ-170, а также газовых турбин производства КНР и Ирана.

Рис. 1.

Газоперекачивающий агрегат ангарного исполнения. ДКС «Акыртобе», Казахстан

ГПА с электрическим приводом

В ряде случаев, например при наличии собственной генерации или при высоком содержании серы в товарном газе, заказчиком выгоднее использовать агрегаты с электрическим приводом.

ООО «ИНГК» разработаны и изготовлены газоперекачивающие агрегаты на базе электроприводов зарубежных производителей:

- электродвигатель 1NB1 564-4AA60-4AG0 (Siemens);
- электродвигатель 1NC1 564-4AA60-4CG0-Z (Siemens);
- электродвигатель ET900V2 (Nidec ASI) и др.

Рис. 2.

Газоперекачивающие агрегаты цехового исполнения. Уренгойский ЗПКТ, ЯНО





Рис. 3.
ГПА блочного исполнения.
ДКС «Самантепе», Узбекистан

На данный момент в составе выпущенных компанией «ИНГК» электроприводных газоперекачивающих агрегатах были применены исключительно центробежные компрессоры серии VCL производства Baker Hughes.

Далее, в перспективных ЭГПА планируется применять электродвигатели мощностью до 32 МВт и центробежные компрессоры преимущественно российского производства. В связи с ограниченным предложением высокоскоростных электродвигателей, все электроприводные агрегаты конструируются с использованием повышающих редукторов (мультипликаторов).

В диапазоне мощности до 4...5 МВт наиболее рационально использовать асинхронные взрывозащищенные электродвигатели с видом

Рис. 4.
ГПА ангарного исполнения.
Южно-Русское месторождение,
ЯНОА



взрывозащиты Exd и воздушным охлаждением. Такие двигатели в силу простоты конструкции отличаются высокой надежностью и длительным межремонтным ресурсом.

Для перспективных ГПА большой мощности планируется применять асинхронные или синхронные двигатели с видом взрывозащиты Exr и теплообменниками «воздух–жидкость».

В случае применения таких двигателей все системы обеспечения, такие как система наддува электродвигателя, насосный блок, аппарат воздушного охлаждения, трубопроводная обвязка и ЗРА, входят в состав комплектного агрегата с электрическим приводом.

Для повышения энергоэффективности ГПА по умолчанию оснащаются частотно-регулируемым электроприводом, если заказчиком в требованиях не указано иное.

Конструктивные особенности ГПА

В зависимости от требований заказчика предприятие «ИНГК» выпускает агрегаты в ангарных, модульных, контейнерных укрытиях или без укрытий для установки в существующих и вновь строящихся цехах на объектах эксплуатации. С целью обеспечения максимальной заводской готовности системы ГПА конструируются в виде блоков.

Как уже было отмечено ранее, ООО «ИНГК» имеет опыт агрегатирования ГПА с приводом от газотурбинного и электродвигателя, а также паровой турбины.

Агрегат ангарного исполнения полностью размещается в легковозводимом здании, состоящем укрупненно из металлокаркаса, стен и кровли из сэндвич-панелей. Для доступа в здание предусматриваются распашные ворота и двери с тамбурами. Помещение машинного зала в полном объеме оборудуется системами жизнеобеспечения: электрическое освещение, водяное или газовоздушное отопление, рабочая и аварийная вентиляция, пожарный водопровод.

В соответствии с требованиями федеральных норм и правил, на металлоконструкции здания при монтаже наносятся огнезащитные покрытия. Применение таких зданий позволяет совместить скорость монтажа на объекте и высокую степень удобства при обслуживании агрегатов, текущем и капитальном ремонте оборудования.

Агрегаты малой мощности, как правило, изготавливаются в контейнерном варианте. Преимуществом подобного решения является высокая степень заводской готовности, позволяющая свести к минимуму объем

строительно-монтажных работ на объекте заказчика.

При реализации проекта КС для обратной закачки в пласт на Ярактинском месторождении (Иркутская нефтяная компания) была применена компоновка агрегата в модульном укрытии (БМУ). Концепция БМУ заключается в том, что здание на объекте собирается из модулей высокой заводской готовности, в каждом из которых смонтирована одна или несколько систем агрегата. Применение БМУ совмещает преимущества ангарного укрытия (удобство эксплуатации) и контейнерного (высокая заводская готовность).

При соблюдении транспортного габарита системы подготовки топливного газа, буферного газа, маслосистемы крупных агрегатов ангарного исполнения поставляются на объект полностью собранными. При невозможности транспортировки в собранном виде системы проходят полную контрольную сборку на предприятии.

В большинстве случаев, если заказчиком не оговорено иное, электротехническое оборудование и автоматика поставляются в полностью собранном и испытанном на предприятии электротехническом блоке.

Системы автоматического управления серии МСКУ и системы бесперебойного питания, выпускаемые сторонними изготовителями, проходят испытания как на заводах-изготовителях, так и в составе блока на площадке ООО «ИНГК».

Предприятие имеет большой опыт в разработке и изготовлении низковольтных комплектных устройств 0,4 кВ, а также изготавливает системы автоматического управления собственной разработки под торговой маркой «Сириус».

При наличии требований со стороны заказчика ООО «ИНГК» изготавливает и поставляет широкий спектр стационарного оборудования, такого как сепараторы газа, АВО газа, крановую обвязку, резервуары и емкости и др.

Эксплуатация ГПА

Суммарная наработка газоперекачивающих агрегатов, изготовленных ООО «ИНГК», превышает 400 000 часов.

Заключение

ООО «ИНГК» планирует расширять номенклатурный ряд газоперекачивающих агрегатов с приводом от газотурбинных двигателей и электродвигателей для обеспечения потребностей российского рынка.



Наличие двух производственных площадок в г. Перми, собственного конструкторского бюро, развитых служб шефмонтажа, пусконаладки и сервиса гарантирует заказчику своевременное и качественное выполнение работ по изготовлению, поставке, вводу в эксплуатацию и обслуживанию ГПА любой сложности.


Накопленный за годы работы опыт позволяет ООО «ИНГК» сконструировать, изготовить и ввести в эксплуатацию агрегаты любой сложности, в полном объеме отвечающие требованиям заказчика. 

 Рис. 5.

ГПА в модульном укрытии.
Ярактинское месторождение,
Иркутская область



 Рис. 6.

ЭГПА блочного исполнения.
ДКС Повховского
месторождения, ХМАО

Аспекты применения компрессоров различного назначения для парогазовых установок

О. А. Сиделев, С. Н. Синицын (к.т.н.) – ООО «Хуасюнь Групп Ру»

С 2024 года компания H-Group стала официальным дистрибьютором по поставкам винтового компрессорного оборудования ведущих китайских брендов. На основе анализа технических возможностей определена область его применения на энергетических объектах в РФ.

In brief

Aspects of the applicability of compressors for various purposes combined cycle power plants

Combined-cycle power plants (CCGT) use modern gas turbines that require a pressure of natural gas at the turbine inlet in the range of 2...5 MPa, depending on the turbine manufacturer. The pressure of natural gas in gas pipelines is in the range of 0,2...1,2 MPa, depending on the location and capabilities of gas distribution points at the station.

To justify the supply of natural gas from the gas pipeline to the gas distribution point the design institute must have a complete picture for calculating the supply pressure to the CCGT, taking into account the existing pressure losses in the shut-off valve to the gas conditioning station. At the same time, the feasibility study considers various solutions using booster compressor units to ensure optimal conditions for their stable operation.



В парогазовых установках применяются современные газовые турбины, требующие давления природного газа на входе в турбину в диапазоне 2...5 МПа в зависимости от производителя турбины. Давление природного газа в газопроводах низкого и среднего давления составляет 0,2...1,2 МПа в зависимости от расположения и возможностей ГРП на ТЭС.

Для обоснования подачи природного газа из газопровода на ГРП-ТЭС проектный институт должен иметь полную картину для расчета давления подачи в ПГУ с учетом имеющихся потерь давления в отключающей арматуре до БППГ. При этом в составе ТЭО рассматриваются различные решения с применением дожимных компрессорных установок (далее ДКУ) для обеспечения оптимальных условий их стабильной работы.

Рассмотрим более подробно основные требования, предъявляемые к компрессорам ДКУ в условиях ТЭС:

- остановка ДКУ может привести в 80 % случаев к аварийному останову газовой турбины и рассматривается как крайне нежелательная ситуация производителем ГТ. Система защит ДКУ и уставки для низких оборотов газогенераторов в зависимости от производителя ГТ отличаются, поэтому компрессор должен обладать крайне высокой надежностью;
- переменное давление газа на входе в ДКУ: в зависимости от режима давления в газопроводе давление после ГРП может колебаться от 0,05 до 0,1 МПа – как следствие, изменение параметров газа требует устойчивости к изменению объемной производительности на входе в компрессор;
- переменная температура газа на входе в ДКУ, а в некоторых случаях и состав газа, в зависимости от изменения температуры окружающей среды, может привести к изменению плотности и калорийности газа и требует соответствующей гибкости в работе компрессора;
- точное постоянное давление на выходе из ДКУ для стабильной работы газовой турбины;

- быстрая разгрузка и загрузка, сохранение работоспособного состояния при «отвале» турбины;
- точное регулирование расхода газа в зависимости от режима газовой турбины;
- ремонтпригодность и короткий срок ремонта компрессора, возможность проводить ремонт на месте установки;
- компактность оборудования для установки на существующих ТЭС;
- адекватная стоимость запасных частей и сервисных работ по отношению к себестоимости оборудования.

В ДКУ для достижения требуемых параметров сжатого газа теоретически могут применяться различные типы компрессоров – центробежные, поршневые, винтовые. Рассмотрим, насколько каждый из них подходит для использования в составе ПГУ.

Центробежные компрессоры

Как известно, они являются компрессорами динамического типа сжатия. Требования к регулированию возникают в случае изменения давления, температуры, плотности газа на входе или изменения объемной производительности. Обладают следующими характеристиками:

- надежны при корректном выборе конструкции компрессора, но для ДКУ требуется многоступенчатое сжатие, что усложняет компрессор и требует межступенчатого охлаждения;
- могут поддерживать точное давление на выходе, однако желательно иметь постоянное давление, температуру, плотность на входе;
- быстрые загрузки и разгрузки могут осуществляться за счет байпасных клапанов, но всегда есть риск помпажа компрессора, поэтому обязательна установка дорогостоящих антипомпажных клапанов;
- на входе есть опциональный регулятор производительности в виде направляющего аппарата, действующий по принципу: создание сопротивления потоку газа

на всасывающей патрубке (во-первых, конструктивно это не всегда возможно, во-вторых, регулировать производительность в широком диапазоне электроприводу без ЧРП затруднительно).

В целом, данный тип компрессора не рекомендуется для применения в ДКУ в силу следующих причин:

- низкая ремонтпригодность, долгий срок ремонта, невозможно проводить капремонт компрессора в стационарных условиях (только с вывозом компрессора с ТЭС);
- оборудование компактно, но поскольку требуется резервирование, то в сочетании с решениями по межступенчатому охлаждению значительно усложняется трубопроводная обвязка;
- высокая стоимость компрессора, антипомпажной системы и двигателя с ЧРП;
- высокая стоимость запасных частей и сервисных работ.

Поршневые компрессоры

Являются компрессорами объемного типа сжатия, хорошо работают в случае изменения давления на входе, но плохо регулируются при изменении объемной производительности. Ступенчатое регулирование возможно только отключением цилиндров или внешним байпасом. Обладают следующими характеристиками:

- надежны, имеют конструкцию с большим количеством движущихся деталей. Как правило, требуется многоступенчатое сжатие, усложнение согласования PID-схем на стадии проекта;
- быстрые загрузки и разгрузки могут осуществляться за счет байпасных клапанов и отключения цилиндров, отсутствует риск помпажа компрессора;
- точное регулирование производительности только за счет внешнего байпаса, а ступенчатое регулирование не всегда возможно включением/отключением цилиндров;
- высокая ремонтпригодность: капремонт компрессора выполняется в условиях станции;
- оборудование занимает большую площадь и имеет сложно разветвленную обвязку.

Предварительно поршневой тип компрессора технически возможен для ДКУ, но исходя из данных таблицы, уже только на основе технико-экономических показателей выбор обоснован в пользу винтовой машины. Это обусловлено и тем, что длительность их ремонта и средняя стоимость запасных частей все-таки значительно выше, чем у винтовых



Рис. 1. Производство винтовых пар компрессоров института CSSC, г. Шанхай

компрессоров, а это, в свою очередь, усложняет планирование и требует наличия «горячего» склада ЗИП.

В области компримирования газа, будь то сжатие газа с одним хладагентом или многокомпонентным попутным газом нефтяных месторождений, поршневые и винтовые компрессоры уже подтвердили свою эффективность и имеют достаточный опыт эксплуатации. Поэтому в энергетике существует тенденция замены поршневых компрессоров винтовыми, что уже произошло в Европе и США, а также в Китае.

Винтовые компрессоры

Как и поршневые компрессоры, это машины объемного типа ротационного принципа сжатия. Они хорошо работают и регулируются в случае изменения давления, температуры, плотности газа на входе или изменения объемной производительности,

Рис. 2. Винтовой компрессор производства CSSC, г. Шанхай



оснащены встроенным плавным регулятором. Имеют следующие преимущества:

- надежны за счет простой конструкции: имеют широкий диапазон давлений на режиме (всасывание/нагнетание) для ДКУ одноступенчатого типа;
- способны поддерживать точное давление на выходе в случае незначительных изменений давления на входе;
- быстрые загрузки и разгрузки могут осуществляться за счет байпасных клапанов и за счет встроенного регулятора, при этом отсутствует риск помпажа компрессора;
- есть встроенный орган регулирования производительности в широком диапазоне расхода 20...100 %.

Данный тип компрессора является оптимальным для применения в ДКУ по совокупному ряду причин:

- компрессор адаптируется под параметры газа на всасывании и нагнетании;
- высокая ремонтпригодность, короткий срок ремонта в силу простой конструкции компрессора, возможен капитальный ремонт компрессора на ДКС;
- компактность оборудования;
- средняя стоимость компрессора; относительно невысокая стоимость запасных частей и сервисных работ.

Наиболее популярным решением для ПГУ в России до введения санкций было применение дожимных винтовых компрессоров GEO Grasso модели SP2 (заводы в Нидерландах, Германии, США). Агрегат, построенный на общей опорной раме, с применением системы управления масляным контуром и общего управляющего устройства был относительно прост в его установке, но в дальнейшем сложнее и дороже в эксплуатации и обслуживании.

Разработки китайских инженеров уже достигли значимого уровня, накоплен опыт

с объединением в одном агрегате конструкции с двумя отдельными приводами, что обеспечивает значительную эргономичность и гибкость режимов ДКУ. В настоящее время наиболее эффективные решения с применением винтовых компрессоров для ДКУ от крупных китайских производителей предлагает Nuaxin Group Ru. Компания представляет на российский рынок разработки новейшего компрессорного оборудования от ведущих институтов винтовых машин CSSC (г. Шанхай) и MOONTECH (г. Янтай), которые не уступают по качеству ушедшим из РФ производителям аналогичных машин западных стран.

При сравнении с поршневой машиной китайские производители подтверждают, что регулирование объема газа золотниковым клапаном будет гораздо эффективнее с точки зрения снижения энергозатрат для ПГУ, так как энергопотребление компрессора пропорционально объему потребляемого турбиной газа. В этом случае можно добиться реальной экономии энергии, работая на режимах с половинной нагрузкой, и более точно контролировать рабочее состояние «компрессор–турбина».

Винтовые машины для сжатия природного газа, прошедшего подготовку в БППГ, конструктивно предлагаются в варианте с впрыском масла. Маслозаполненное исполнение компрессора рекомендуется для сжатия более тяжелых по молекулярному весу углеводородных газов нефтяных месторождений и для обеспечения процессов нефтехимического производства.

Винтовая пара ведомого и ведущего роторов сцепляются друг с другом и вращаются в обратном направлении в соответствии с определенным передаточным числом. При вращении происходит периодическое изменение объема для обеспечения уровня производительности и сжатия газа. В качестве ротора используется двусторонний асимметричный винт в форме конверта с полной дугой (национальный патент MOONTECH – ZL02293802.8). В режиме работы компрессора под нагрузкой система распыляет определенное количество смазочного масла в рабочую камеру компрессора через внешний масляный насос. Впрыск масла осуществляется после охлаждения в маслоохладителе, что необходимо для эффективного снижения температуры и шума компрессора. При этом масляная пленка также улучшает герметичность компрессора за счет уменьшения перетока газа как между

Рис. 3.
Каскадная холодильная установка на базе винтового компрессора Yantaimoon



роторами, так и между ротором и корпусом машины.

Особенно важно, что рекомендуется использовать оригинальное компрессорное холодильное масло серии Bingsun на основе рафинированного синтетического масла с добавлением специальных присадок.

Только в этом случае изготовитель гарантирует максимально эффективную работу винтового компрессора на природном газе, учитывая физико-химические свойства масла:

- термическую стабильность. Высокая термическая стабильность и антипенные свойства предотвращают изменение свойств масла при высоких температурах;
- хорошую смазывающую способность. Вязкость и температура способствуют безопасной и стабильной работе компрессора;
- высокую растворимость и эффективность разделения с алканами;
- высокую температуру вспышки, низкую температуру замерзания, низкую зольность,

Табл.
Сравнение технико-экономических показателей компрессоров

Критерий	Винтовой компрессор	Поршневой компрессор
Главные отличия	Подача газа непрерывная, давление стабильное, импульсов нет.	Подача газа прерывистая, давление нестабильное, бывают импульсы.
Конструкция	<p>Двигатель напрямую соединен с ведущим ротором, приводя его в движение, во время работы компрессора движущимися частями являются ведущий и ведомый роторы. Двухполосный двигатель напрямую подключен, имеет большую частоту вращения, вся машина имеет небольшой размер и вес. За счет объединенного корпуса компрессоров двигателя, маслоотделители и др. смонтированы на одной раме и имеют компактную конструкцию.</p> <p>Передача газа стабильна и без пульсаций, буферный резервуар можно исключить, конструкция трубопровода значительно упрощается без необходимости введения антирезонансных мер.</p> <p>Общая вибрация устройства невелика, поэтому фундамент устройства прост. Компрессорная установка может иметь воздушное охлаждение.</p>	<p>Двигатель приводит в движение коленвал. Имеется много движущихся частей, общий габарит большой. Из-за нестабильной передачи газа и импульсов необходимо устанавливать демпферы пульсаций как на всасывающем, так и на выпускном отверстии, а также антирезонаторы.</p> <p>При движении поршня через шатун коленвала рабочий объем внутри цилиндра сжимается, в результате происходит сжатие газа внутри цилиндра. Компрессор этого типа подает газ прерывисто, с нестабильным давлением и пульсацией.</p> <p>Необходимо учитывать резонансные меры, а также расчет на общую вибрацию и влияние на фундамент с учетом определения центра массы установки.</p> <p>Для головки цилиндра компрессора необходима охлаждающая вода, не может полностью охлаждаться воздухом.</p>
Рабочие характеристики	<p>Используется технология внутреннего охлаждения с впрыском масла, которая может применяться в ситуациях с более высоким коэффициентом давления, при этом степень сжатия может достигать 15 и более.</p> <p>Нечувствителен к влажности и нет риска гидроудара. Даже если небольшое количество жидкости попадет в компрессор, это не приведет к его повреждению или неисправности.</p> <p>Температура выхлопных газов и подаваемого воздуха низкие. Температура не превышает 95 °С, при нормальной работе обычно 80...90 °С.</p> <p>Благодаря передовой технологии разделения нефти и газа MOONTECH, конечный выхлопной газ компрессора содержит очень мало масла.</p> <p>Объем подачи газа регулируется золотниковым клапаном и может плавно регулироваться в диапазоне от 10 до 100 %.</p>	<p>Компрессоры ограничены конструкцией, требующей, ограничения степени сжатия, т.к. могут возникнуть проблемы, например, дрожание тарелки клапана.</p> <p>Чрезвычайно чувствительны к влажности. При наличии жидкости или пыли могут произойти гидроудары, аварии и несчастные случаи.</p> <p>Поскольку в процессе сжатия нет охлаждения, температура выхлопа компрессора относительно высока и может достигать 300 °С.</p> <p>Необходимо добавить перепускной клапан между всасыванием и выпуском для регулирования потока.</p> <p>Регулирование объема подачи газа затруднительно и не может осуществляться бесступенчато. В зависимости от конструкции объем подачи регулируется ступенчато и изменением положения клапана мертвого пространства. При работе с небольшой нагрузкой эксплуатационные затраты значительно увеличиваются.</p>
Техническое обслуживание и ремонт	<p>Машина имеет длительный срок эксплуатации, нет изнашиваемых деталей, таких как поршневые кольца, проставки, тарелки и пружины клапанов, сальники и др.</p> <p>Легко обслуживать, простая конструкция, мало движущихся частей и более надежная работа, соответственно, затраты на техническое обслуживание низкие.</p> <p>С точки зрения долгосрочной эксплуатации, компрессионные детали никогда не изнашиваются, эффективность будет стабильной в течение длительного времени, работа – безопасной и надежной.</p>	<p>При длительной эксплуатации необходим частый ремонт и замена изнашиваемых деталей.</p> <p>Детали, участвующие в сжатии, необходимо заменять после износа, что достаточно затратно. При длительной эксплуатации требуется частый капитальный ремонт и замена уязвимых деталей.</p> <p>С точки зрения долгосрочной эксплуатации, компрессорные компоненты требуют замены по мере износа, стоимость их замены трудоемка и высока.</p>
Автоматика	Простое и надежное управление, полная автоматическая защита и возможность поддержания «малолюдной технологии» и работы без оператора.	Поршневой агрегат может быть частично автоматизирован, но не может оставаться полностью без контроля оператора.
Ресурс, надежность, резервирование	Благодаря конструктивным особенностям, надежность компрессора значительно выше, чем у других моделей. При работе с ПНГ с изменяющимся составом и большими перепадами давления имеет большие технические преимущества. Может работать непрерывно в течение 25 000 часов.	Из-за слишком большого количества движущихся частей не может соответствовать требованиям длительной непрерывной работы. Обычно используется схема «1+1» или «1+2». Ресурс и надежность использования значительно ниже, чем у винтовых компрессоров.

низкий остаток углерода и другие улучшенные свойства.

Выпущенная из компрессора газомасляная смесь поступает в высокоэффективный маслоотделитель, где под действием многократного гравитационного (ударного) разделения жидкости сжатый газ попадает в высокоэффективный сепаратор, где он снова подвергается ударному и гравитационному сепарированию, а высокоточный фильтрующий элемент перехватывает и адсорбирует его для дальнейшего снижения содержания масла в выхлопных газах. Применение газомасляного фильтрующего элемента обеспечивает содержание масла в выхлопных газах на уровне ниже 5 ppm, что принципиально решает проблему безвозвратных потерь. Эффект безвозвратных потерь для этих машин стремится к нулю. Маслоотделитель оснащен смотровым стеклом и электрическим нагревателем.

Винтовые компрессоры оснащаются двойным масляным фильтром, имеющим тонкость фильтрации около 20 мкм при сравнительно небольшом сопротивлении в контуре. Конструкция с клапаном переключения фильтра позволяет улучшить показатели очистки и обеспечить своевременность его замены.

В винтовом компрессоре данной конструкции используются аэрокосмические подшипники скольжения на обоих концах ротора для восприятия радиальной нагрузки. На выпускной стороне ротора установлена пара однорядных радиально-упорных подшипников для восприятия осевой нагрузки, в которых также применяются полимерные компоненты.

Рис. 4.

**Испытательный контур
винтовых компрессоров
института CSSC, г. Шанхай**



Поршень-балансир (думмис) служит для снижения нагрузки от осевой силы на подшипник качения, на выпускном конце ротора установлена регулировочная прокладка для уплотнения осевого зазора между ротором и выпускной торцевой поверхностью. Высокая точность изготовления позволяет достичь минимального зазора, что эффективно снижает вибрацию и шум компрессора.

Учитывая, что для данного класса машин капитальный ремонт проводится в среднем при наработке 25 тыс. часов, затраты на запасные части и проведение работ составляют примерно 5 млн. рублей без НДС.

Замена механических уплотнений вала, устойчивых к высоким температурам, стресс-коррозии, производится при наработке 16 тыс. часов, затраты на запасные части и проведение работ составляют 1,5–2 млн рублей без НДС.

В сочетании с решением автокалибровки для мембранной муфты, ответственной за соосность и контроль виброперемещений компрессора-двигателя, срок службы и запас ресурса подшипников скольжения сохраняется на уровне 80 тыс. часов. Это способствует увеличению срока службы уплотнений вала и других систем компрессора, обеспечивая надежность и бесперебойную работу в течение десяти лет.

Оригинальность применяемых конструкций подшипников и муфт, уплотнительных узлов в дополнение к другим указанным преимуществам регулирования винтовых машин наиболее полно удовлетворяет условиям их выбора для проектных решений на ПГУ-ТЭС, обеспечивая при этом:

- режим быстрой разгрузки/загрузки с сохранением работоспособного состояния при «отвале» турбины;
- повышение объемной эффективности сжатия на переменных режимах;
- точное регулирование расхода газа в зависимости от режима потребления ПГУ-ТЭС;
- постоянное давление на выходе ДКУ для стабильной работы газовой турбины;
- снижение энергопотребления и эффективное использование ресурса ДКУ в составе ПГУ-ТЭС.

В Китае замена поршневых компрессоров винтовыми в энергетике давно стала тенденцией, и авторы надеются, что технология производства винтовых компрессоров поможет по развитию и совершенствованию решений по агрегатированию в РФ для компаний-пользователей. **TD**

ГТУ компании Mitsubishi Power работает на доменном газе в Китае.

Газотурбинный энергоблок M701SDAX введен в промышленную эксплуатацию в составе электростанции комбинированного цикла мощностью 180 МВт. ГТУ использует доменный газ в качестве топлива. Контракт на поставку оборудования и строительство электростанции под ключ был заключен с Jiangsu Shagang Group – ведущим производителем стали в Китае.

В рамках контракта Mitsubishi Power поставила газотурбинный энергоблок M701SDAX, а также все электротехническое оборудование станции. Котел-утилизатор и паросиловая установка изготовлены китайской компанией Dongfang Electric Group.

Доменный газ имеет более низкую теплотворную способность по сравнению с природным газом, поэтому для обеспечения его стабильного сгорания необходимо использовать передовые технологии горения. Впервые Mitsubishi Power применила модернизированные камеры сгорания ГТУ для работы на доменном газе в 1990-х гг. Компания поставила большое количество установок данного типа на металлургические заводы по всему миру.



На Пермской ГРЭС введена паровая турбина нового поколения

В новой турбине К-850-23,5-1Р реализованы технические решения, направленные на достижение максимальных технико-экономических показателей, обеспечение надежности и ремонтпригодности. Это позволило увеличить ее максимальную мощность с 800 до 875 МВт. Срок службы паротурбинной установки составит 40 лет, а межремонтный период – 6 лет.

Одной из главных задач, поставленных перед СКБ «Турбина» Ленинградского металлического завода (АО «Силовые машины»), было увеличение мощности турбины и повышение ее экономичности. При этом необходимо было сохранить существующие компоновочные решения блока и установить ПТУ на существующий фундамент.

К основным конструктивным особенностям турбины нового поколения относится применение высокоэкономичного реактивного облопачивания в цилиндре высокого давления, современного лопаточного аппарата цилиндров среднего и низкого давления. Внедрено дроссельное парораспределение ЦВД. Используются цельнокованные роторы низкого давления (взаимозаменяемые между собой), втулочные вкладыши новой конструкции, новое валоповоротное устройство. Применен легкосъемный крепеж муфтовых соединений роторов, подпружиненных надбандажных уплотнений.

Специально для турбин серии К-850 на производстве ЛМЗ создан современный универсальный сборочно-испытательный стенд. Оборудование, необходимое для изготовления такой турбины, отсутствует на других производственных площадках России.

АО «Силовые машины» активно участвует в реализации программы КОММод в качестве поставщика основного генерирующего оборудования, в том числе для модернизации объектов компании «Интер РАО–Электрогенерация». В частности, изготавливаются паровые турбины К-850-23,5-1Р и другое оборудование для блока № 2 Пермской ГРЭС и блоков № 1, 2 Нижневартовской ГРЭС.

Пермская ГРЭС занимает четвертую позицию в списке крупнейших тепловых электростанций России по установленной мощности, являясь крупнейшим поставщиком электроэнергии Пермского края. На ее долю приходится 42 % энерго мощностей Прикамья.



Газопоршневая электростанция строится в Челябинской области.

ООО «Ролт Инжиниринг» построит мини-ТЭС для Варенского дробильно-сортировочного комплекса в п. Большевик.

ГПУ-ТЭС будет работать в базовом режиме, обеспечивая оборудование комплекса электрической энергией. В состав станции входят две газопоршневые установки TCG 2020 V12 контейнерного исполнения.

Агрегаты собраны на базе двигателя TCG 2020 V12 компании MWM. Номинальная электрическая мощность каждой ГПУ составляет 1200 кВт. Тепловая энергия агрегатов будет использоваться для технологических нужд и теплофикации. Топливо – природный газ.

Для генератора №2 Гусиноозерской ГРЭС поставлена новая система возбуждения.

Система возбуждения для турбогенераторов Гусиноозерской ГРЭС изготовлена заводом «Электросила» (АО «Силовые машины»). Система выполнена по схеме самовозбуждения с питанием от статора генератора и 100 %-й схемой резервирования преобразовательно-регулирующего канала (один канал в работе, второй в горячем резерве). Каждый канал содержит автоматический регулятор возбуждения и единичный трехфазный, полностью управляемый тиристорный мост, обеспечивающий все режимы работы турбогенератора, в том числе режим форсированного возбуждения.

Особенностью новой системы возбуждения является водяное охлаждение тиристорного преобразователя. Для охлаждения используется дистиллированная вода из контура охлаждения турбогенератора.

Это позволяет решить вопрос утилизации тепла. Снимаются ограничения на объем помещения для установки щита возбуждения. Не требуется громоздкой системы вентиляции, так как используется схема «прямого» водяного охлаждения без вентиляторов и промежуточных воздухоохладителей, в результате чего уменьшены размеры преобразователя.

Гусиноозерская ГРЭС является крупнейшей в Забайкалье электростанцией конденсационного типа и одним из крупнейших предприятий Республики Бурятия. Производство электроэнергии составляет около 5 млрд кВт.ч в год, отпуск тепла – около 300 тыс. Гкал.

New excitation system has been installed in No 2 generator at Gusinoozerskaya GRES.

The excitation system for the turbogenerators of Gusinoozerskaya GRES is manufactured by the Electrosila plant (Power Machines JSC). The system is made according to a self-excitation circuit powered by a generator stator and a 100 % redundancy circuit of the converter-regulating channel. Each channel contains an automatic excitation regulator and a single three-phase, fully controlled thyristor bridge that provides turbogenerator operating modes, including forced excitation mode. A special feature of the new system is the water cooling of the thyristor converter. Distilled water from the cooling circuit of the turbogenerator is used for cooling. This allows you to solve the issue of heat recovery. Restrictions on the size of the room for the installation of the excitation shield are removed. A bulky ventilation system is not required, as a result of which the size of the converter is reduced.



Тяжелая утрата: ушел из жизни наш коллега Т. Л. Шibaев.

4 февраля на 41-м году жизни скоропостижно скончался главный конструктор – технический директор Уральского турбинного завода Шibaев Тарас Леонидович. Член редакционного совета нашего журнала. Ушел из жизни талантливый инженер, успешный руководитель, авторитетный специалист в области турбиностроения, настоящий профессионал своего дела.

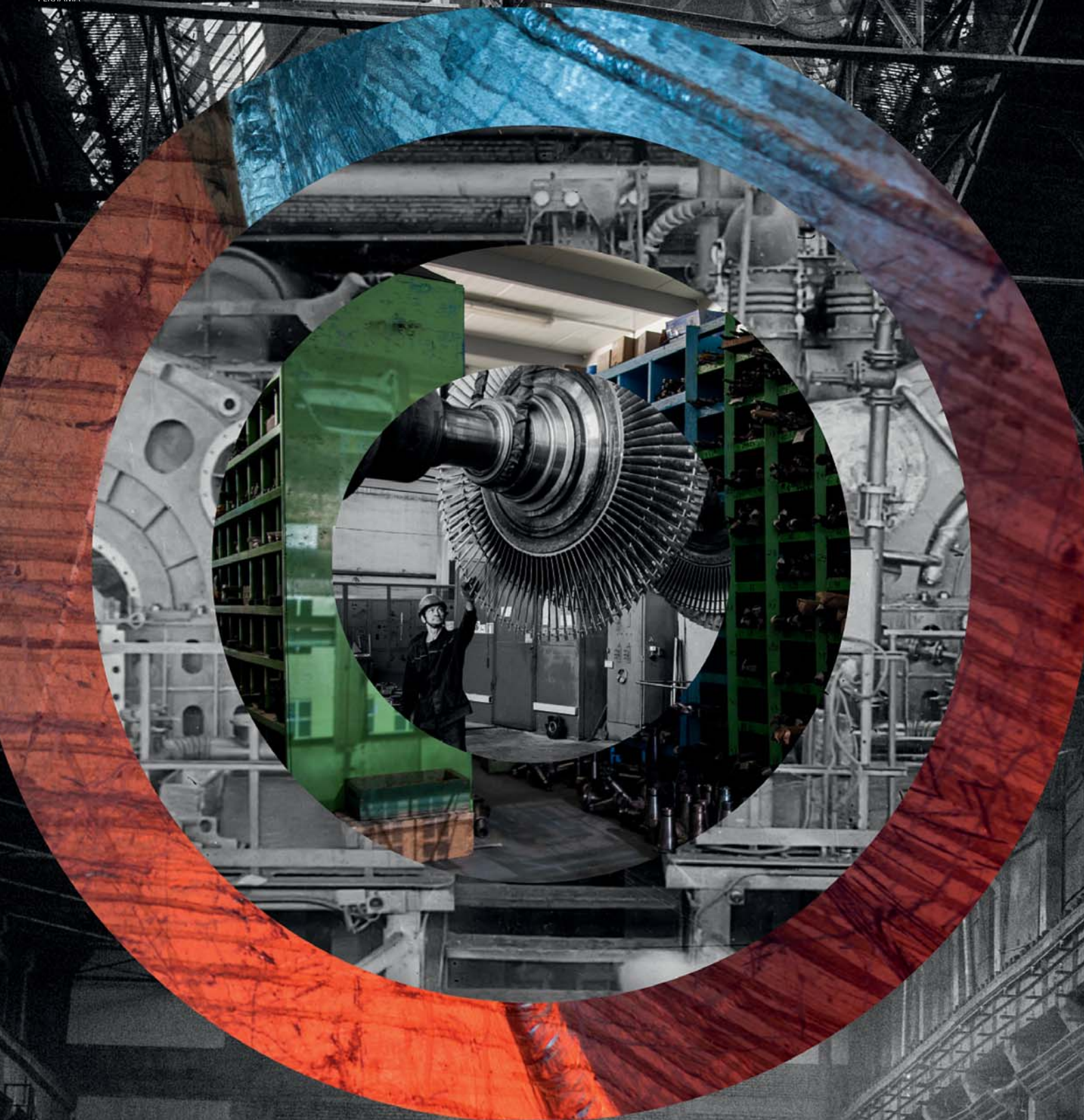
Тарас Леонидович – выпускник УрФУ, кандидат технических наук. Преподавал на кафедре в должности доцента. На УТЗ раскрылся яркий конструкторский талант Тараса Леонидовича. Под его руководством и при его участии создавались все проекты выпускаемых турбин, в частности, самая мощная в мире турбина Т-295, оборудование для атомных ледоколов и многое другое. Его считали одним из авторитетнейших экспертов в отрасли.

Невозможно осмыслить безвременный, неожиданный уход этого талантливого человека. Это невосполнимая утрата для всех, кому посчастливилось с ним общаться, работать. Неповторимая индивидуальность Тараса Леонидовича, его жизнелюбие, устремленность навсегда останутся в нашей памяти. Мы скорбим о его безвременной кончине и выражаем глубокие соболезнования родным и близким.

РЕКЛАМА



УРАЛЬСКИЙ
ТУРБИННЫЙ
ЗАВОД



85
ЛЕТ

Созидая
ЭНЕРГИЮ



ОБЪЕДИНЯЯ
СИЛЬНЕЙШИХ

ТЕХНОЛОГИИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ДЛЯ ВЕДУЩИХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ПРОИЗВОДСТВО И КОМПЛЕКСНЫЕ
ПОСТАВКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ

ИЗГОТОВЛЕНИЕ
ЗАПАСНЫХ
ЧАСТЕЙ

РЕМОНТ И СЕРВИСНОЕ
ОБСЛУЖИВАНИЕ
АГРЕГАТОВ

ГРУППА ПРОМЫШЛЕННЫХ, НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ.
КЛЮЧЕВОЙ ИГРОК НА РЫНКЕ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ОКАЗАНИЯ
СЕРВИСНЫХ УСЛУГ.

- Производство и комплексные поставки газотурбинного и компрессорного оборудования
- Ремонтно-сервисное обслуживание и инженерно-техническое сопровождение ГТД авиационного и судового типа
- Заводской ремонт и производство запасных частей для газоперекачивающих агрегатов, газотурбинных установок и двигателей
- Инженерно-конструкторское сопровождение
- Производство теплоизоляционных материалов для предприятий энергетического комплекса
- Модернизация и восстановительный ремонт
- Сервисное обслуживание и ремонт оборудования электростанций
- Экспертиза технического состояния оборудования с целью продления ресурса
- Удаленный мониторинг и диагностика энергетического оборудования

ПРОМЫШЛЕННЫЕ АКТИВЫ ГРУППЫ — КРУПНЫЕ РОССИЙСКИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ:

АО «Невский Завод»

ПАО «Тюменские моторостроители»

АО «Газэнергосервис»

АО «Уралтурбо»

ООО «ЦРМЗ»

ООО «ИТЦ»

ООО «ГЭХ Сервис газовых турбин»

ООО «Газпром энергохолдинг литейные технологии»

