



GAS TURBO TECHNOLOGY

ISSN 2311-2646

ГАЗОТУРБИННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ
ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

АПРЕЛЬ - МАЙ № 3/2015 (130)



Когенерационная ГТУ LM2500+G4 в особой экономической зоне «Алабуга»

ЗАО «РОТЕК»:
РОССИЙСКИЙ ОПЫТ
СЕРВИСА ГАЗОТУРБИННОГО
ОБОРУДОВАНИЯ

НОВЫЙ СТАНДАРТ
ГОСТ Р EN 779-2014
ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ ФИЛЬТРОВ
ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ
ДЛЯ ПГУ, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ
НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭЦ

с. 2

с. 8

с. 18

КАТАЛОГ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ 2015

Ежегодное издание, позволяющее объективно оценить состояние газотурбинной отрасли и ее составляющих в России. Весь спектр промышленных газотурбинных установок и агрегатов, созданных на их базе, а также основных комплектующих, входящих в состав данных установок.



Анализ рынка газотурбинных агрегатов на промышленных объектах СНГ:

Представлены все газотурбинные объекты, как в энергетике, так и в газотранспортной отрасли, введенные в эксплуатацию в 2014 г., и контракты, заключенные за данный период.

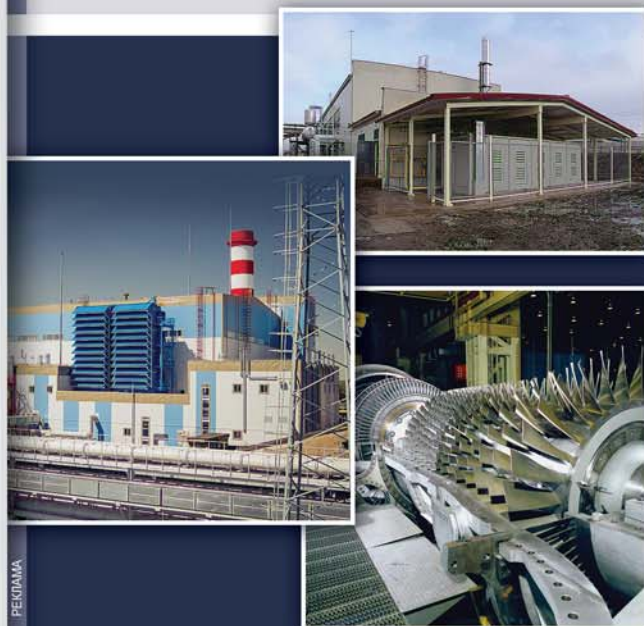
Обновлены таблицы основного оборудования действующих и строящихся ГТЭС простого цикла, когенерационных ГТЭС, ПГУ и газоперекачивающих агрегатов в России и странах СНГ.

Добавлено описание более 120 объектов.

Обновлена вся контактная и адресная информация всех участников рынка.

Дано подробное техническое описание 56 новых ГТУ, ПГУ и ГПА, не представленных в предыдущих изданиях.

Обновлены технические характеристики газотурбинного оборудования и комплектующих.



Подробную информацию
о «Каталоге газотурбинного
оборудования 2015»,
а также о предшествующих
выпусках можно получить
на нашем сайте

WWW.GTT.RU

по электронной почте

INFO@GTT.RU

Т/Ф: (4855) 295-235, 295-236, 295-237

Учредитель

ООО «Издательский дом
«Газотурбинные технологии»»

Редакционный совет:

Председатель Чепкин В.М.

Главный редактор Смирнов А.А.

Ананенков А.Г. Ольховский Г.Г.
Воусе М. Пономарев Н.Н.
Брындин О.В. Roberts J.
Будзуляк Б.В. Руецкий Ю.А.
Гарисов Г.С. Рыжковский И.Н.
Грибин В.Г. Скин В.А.
Егоров И.Н. Снитко А.А.
Егоров И.Ф. Соколовский М.И.
Зарицкий С.П. Сударев А.В.
Лукьяненко В.М. Фаворский О.Н.
Макаров А.П. Халатов А.А.
Марчук Е.Ю. Халфун Л.М.
Мордасов Р.А. Черников А.В.
Мошкарин А.В. Шайхутдинов А.З.
Mowll R.J. Щуровский В.А.

Генеральный директор Александр Смирнов

Научный редактор Владимир Галигузов

Литературный редактор Владимир Смирнов

Редактор блока новостей Марина Мальшева

Руководитель коммерческого отдела Любовь Тишинова

Менеджеры по рекламе Александр Комаров
Ольга Затеева

Менеджеры по подписке Ирина Алябьева
Светлана Махина
Наталья Яшина

Дизайн и верстка Светлана Ларионова

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи и массовых коммуникаций. Свидетельство ПИ № ФС77-34887 от 29 декабря 2008 г.

Адрес редакции Россия, 152934, Ярославская обл., г. Рыбинск, ул. Ломоносова, д. 30а

Адрес для писем Россия, 152900, Ярославская обл., г. Рыбинск, а/я 30

Телефон/Факс (4855) 295 235,
295 236,
295 237,
295 238,
295 239

www.gtt.ru

E-mail: info@gtt.ru

Распространяется по подписке

Подписной индекс в объединенном каталоге «Пресса России»:

87431 – журнал «Газотурбинные технологии»

87483 – Каталог энергетического оборудования

Отпечатано ООО «МЕДИА ГРАНД» г. Рыбинск, ул. Луговая, д. 7

Дата выхода номера 25.05.15 г.

Цена свободная

Перепечатка материалов или их фрагментов допускается только по письменному согласованию с редакцией, ссылка на журнал «Газотурбинные технологии» обязательна

Редакция не несет ответственности за содержание рекламы

Мнение редакции не обязательно совпадает с мнением автора



СОДЕРЖАНИЕ

Актуальное интервью

ЗАО «РОТЕК»: российский опыт сервиса газотурбинного оборудования

2

Аналитический обзор

Новый стандарт ГОСТ Р ЕН 779-2014 для воздушных фильтров общего назначения

8

Газотурбинные установки

Оптимизация работы воздухоочистительных устройств ГПА с точки зрения защиты от обледенения

12

Теплотехническое оборудование

Особенности проектирования котлов-утилизаторов для ПГУ, устанавливаемых на действующих ТЭЦ

18

Новые технологии

Возможность создания ГТУ для ГПА и энергетики на базе интеграции отечественных технологий

24

Оценка механических потерь мощности газоперекачивающих агрегатов

28

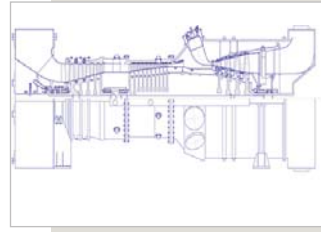
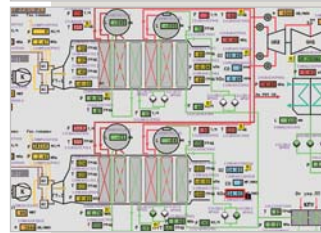
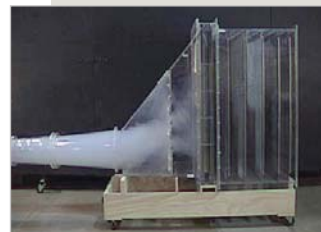
Метод определения количества воздуха, поступающего в компрессор ГТЭ-110

34

Альтернативные циклы

Парогазовые установки с дополнительным энергетическим котлом и паротурбинным приводом компрессора

40



АКТУАЛЬНОЕ ИНТЕРВЬЮ

ЗАО «РОТЕК»: российский опыт сервиса газотурбинного оборудования

В рамках выставки-конференции Power Gen Russia-2015, прошедшей в Москве 3–5 марта, состоялась встреча с генеральным директором ЗАО «РОТЕК» Михаилом Валерьевичем Лифшицем. Речь шла о газотурбинных установках и обязательствах, взятых на себя компанией по их ремонту и сервисному обслуживанию.

Михаил Валерьевич, бум строительства мощных современных парогазовых энергоблоков в России постепенно проходит, и встает вопрос технического обслуживания установленных энергетических мощностей, особенно с учетом нестабильной геополитической ситуации, оборудования иностранного производства. Как Вы оцениваете ситуацию на рынке сервисных услуг в России и каков портфель сервисных контрактов у Вашей компании?

Программа ввода новых мощностей по ДПМ действительно подходит к завершению. В прошлом году были сданы в эксплуатацию генерирующие объекты по ДПМ установленной мощностью около 5 ГВт, а общий объем введенных в стране мощностей был рекордным для российской энергетики постсоветского периода – 7,6 ГВт. В этом году объем ввода новых мощностей еще будет значительным, а с 2016 года заметно сократится.

Наша компания принимала участие в строительстве новых энергоблоков, оказывая инжиниринговые услуги; в частности, мы обеспечивали техническое сопровождение

работ по монтажу турбоустановок на семи электростанциях, сейчас продолжаем работы по проектам строительства парогазовых блоков на Нижнетуриной ГРЭС и ТЭЦ «Академическая». Новых энергообъектов будет вводиться все меньше, на первый план сегодня выходят задачи обеспечения качественного сервиса введенного в эксплуатацию оборудования и модернизации устаревшего парка турбин.

Что касается текущей ситуации на рынке сервисных услуг в России, то картина постепенно меняется. В связи с поставками импортного оборудования сервисные договоры на его обслуживание заключались в основном с зарубежными компаниями; таким образом, многие всемирно известные сервисные компании присутствуют на российском рынке. Но и российские предприятия начинают составлять им достойную конкуренцию.

Наша компания самостоятельно и в партнерстве с компанией Sulzer обслуживает на территории России уже более 20 газотурбинных установок суммарной мощностью свыше 2,5 ГВт. Мы выполняем сервис



Лифшиц Михаил Валерьевич, генеральный директор ЗАО «РОТЕК», председатель совета директоров Уральского турбинного завода, директор по развитию высокотехнологичных активов ГК «Ренова», член совета директоров компании Oerlikon.

Член Консультативного комитета по электроэнергетике Евразийской экономической комиссии.

Родился 4 мая 1963 года в Москве. Окончил МГТУ им. Н. Э. Баумана, Калужское авиационное летное училище. В 1997–2003 гг. – член сборной России по авиаспорту.

В 2005 и 2009 году становился «Предпринимателем года» по версии Ernst&Young.

В 2007 году награжден знаком «За полезное» губернатора Московской области.

В 2015 году за личный вклад в развитие энергосистемы Монголии удостоен звания «Почетный энергетик Монголии».

и ремонт газовых турбин всех ведущих мировых производителей: General Electric, Siemens, Alstom, Ansaldo, а также турбин ГТЭ-160 совместного предприятия Siemens и «Силовых машин». Кроме договоров на долгосрочное сервисное обслуживание ГТУ, а такие договоры, как правило, рассчитаны на 8–10 лет, есть и договоры на разовые регламентные работы, включая малую инспекцию, инспекцию горячего тракта, большую инспекцию, поставку запасных частей, работы по восстановлению компонентов газовой турбины. Нашими заказчиками являются такие компании, как «Интер РАО», «Волжская ТГК», «Мосэнерго», «ТГК-1».

Каждая из компаний-производителей энергооборудования предлагает заключить долгосрочные сервисные договоры на свое оборудование, и появление на рынке альтернативных поставщиков услуг воспринимается неоднозначно. Как ЗАО «РОТЕК» в условиях жесткой конкуренции с иностранными поставщиками остается конкурентоспособным – возможно, благодаря цене?

Вопрос цены актуальный, но не решающий. Мы выигрываем не за счет цены, она у нас средняя по рынку, а за счет того, что предлагаем комплексный пакет услуг с центром компетенции в России, без привлечения зарубежных специалистов.

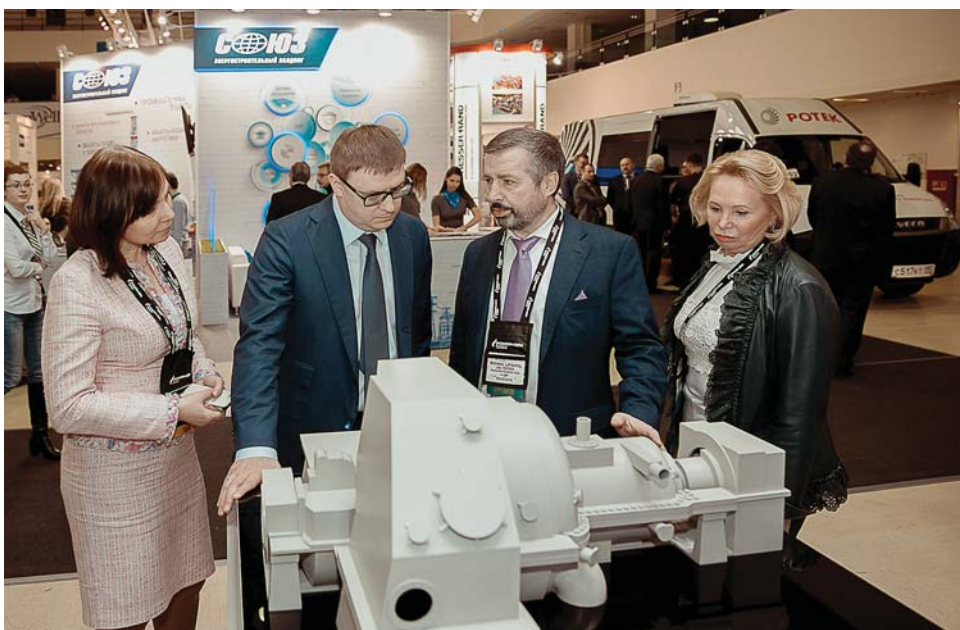
Типичной является ситуация, когда, заключая договор на поставку высокотехнологичного оборудования, производитель турбины предлагает одновременно и сервисный договор, основной частью которого является поставка новых комплектов запасных частей и восстановление элементов горячего тракта. Но технологии производства лопаток и деталей горячего тракта турбин сегодня не являются собственностью только компании-производителя. Появляются независимые поставщики,

которые обладают технологиями и оборудованием, сопоставимыми, а зачастую и превосходящими оригинальные образцы. Конкуренция развивается и в сервисных услугах, и в части выбора технологий ремонта турбины и сопутствующего оборудования. Благодаря появлению альтернативных сервисных компаний рынок становится более гибким, что в итоге положительно сказывается на конечном потребителе.

Для обеспечения сервиса и управления ситуацией важно располагать информацией о показателях работы газотурбинной установки и энергетического объекта в целом, для чего необходимы современные методы мониторинга и диагностики. Какие технологии внедряются и используются в ЗАО «РОТЕК»?

Мы выполняем сервисные договоры при поддержке собственного Центра удаленного мониторинга и прогностики, работа которого строится на основе разработанного нашими специалистами программного продукта. Анализ ситуации показал, что штатные системы удаленного мониторинга, применяемые мировыми производителями газовых турбин, по сути, просчитывают количество эквивалентных часов работы установки и учитывают отклонения режимных параметров от номинальных, получая всю информацию от АСУТП станции. При разработке собственной системы удаленного мониторинга мы ставили перед собой задачу не только наблюдать за режимом эксплуатации, но и оценивать состояние оборудования, прогнозировать остаточный ресурс деталей, предупреждать о возникающих рисках.

Получаемая через систему удаленного мониторинга и прогностики информация позволяет эксплуатирующей организации эффективно планировать сроки и объемы ремонта, номенклатуру запасных частей



и материалов. Это дает возможность увеличить межремонтный период, сократить сроки ремонта, оптимизировать объемы закупок.

Наш мониторинговый центр располагается на территории России, в подмосковных Химках, что в текущей ситуации тоже немаловажно.

Какова на сегодняшний день ремонтно-производственная база ЗАО «РОТЕК»?

Многие технологии производства и восстановительного ремонта компонентов турбин и компетенции в области обслуживания зарубежных газотурбинных установок стали доступны нам благодаря партнерским взаимоотношениям с компанией Sulzer, которая обеспечивает поставку и ремонт наиболее важных узлов и деталей большинства современных ГТУ. В настоящий момент по существующим сервисным контрактам ремонт лопаточного аппарата иностранных ГТУ производится нами на заводах в Венло и Роттердаме, но скоро у нас появится свое производство в Екатеринбурге. В последние годы на Уральском турбинном заводе, входящем в холдинг РОТЕК, реализуется масштабная программа перевооружения и модернизации основного технологического оборудования, осваивается выпуск новой продукции, сейчас мы строим на территории завода новую линию по производству статорных и роторных лопаток и деталей горячего тракта газотурбинных двигателей.

Кроме того, «РОТЕК» имеет сертифицированную лабораторию неразрушающего контроля и значительный опыт дефектации оборудования, вращающегося, трансформаторного и другого.

Вы опираетесь в ремонте газотурбинных установок в основном на технологии Sulzer?

Да. Sulzer Turbo Services, дивизион сервиса турбин концерна Sulzer, – это наш основной партнер в реализа-

ции проектов сервисного обслуживания газовых турбин. Sulzer обладает технологиями восстановления рабочих свойств материалов, используемых в производстве газовых турбин всех поколений, включая газовые турбины, произведенные по F-технологии. Sulzer работает на мировом рынке уже более 35 лет и является крупнейшим независимым поставщиком сервисных услуг и запасных частей для газовых и паровых турбин, у него есть чему поучиться.

Какие проекты для ЗАО «РОТЕК» имеют первоочередное значение?

Приоритетным для нас является инвестиционный проект по вводу в эксплуатацию производственной линии восстановления деталей и компонентов горячего тракта ГТУ. На следующем этапе мы будем организовывать производство полного цикла по изготовлению компонентов горячего тракта, включая разработку документации, изготовление моделей и литейных форм, литейное производство, механическую обработку, нанесение функциональных покрытий. На это потребуется не менее трех лет.

Кроме того, как я уже говорил, мы только что вывели на рынок собственный Центр удаленного мониторинга и прогностики.

Еще одно важное направление и часть нашей бизнес-стратегии – продвижение на зарубежных рынках экспортных контрактов на поставку паровых турбин УТЗ. В марте мы завершили крупный проект по строительству турбогенератора мощностью 125 МВт на Улан-Баторской ТЭЦ-4. Генеральным подрядчиком выступал Уральский турбинный завод, компания «РОТЕК» управляла проектом. Уральский турбинный завод реализует также проекты по строительству новых и модернизации действующих энергоблоков в Казахстане (в общей сложности около 700 МВт), участвует в тендерах в Беларуси.

Беседовал Александр Смирнов

ЗАО «РОТЕК» – многопрофильный промышленный холдинг. Осуществляет сервисное обслуживание газовых и паровых турбин, производство и поставку энергетического оборудования и развивает ряд высокотехнологичных проектов в разных отраслях промышленности, в числе которых энергомашиностроение, авиационное двигателестроение, биотехнологическая отрасль. Входит в состав ГК «Ренова».

В Минэнерго прошло совещание по вопросу импортозамещения газотурбинного оборудования

Девятого апреля состоялось заседание Межведомственной рабочей группы по вопросу разработки программы импортозамещения оборудования энергетического машиностроения в области газотурбинных технологий, которое провел сопредседатель рабочей группы – первый заместитель министра энергетики РФ Алексей Текслер. В обсуждении приняли участие директора профильных департаментов Минэнерго и Минпромторга России, руководители предприятий энергомашиностроения, научных учреждений в сфере электроэнергетики, генерирующих компаний.

Одной из основных тем заседания стало определение типоразмерного ряда газотурбинного оборудования в соответствии с текущей ситуацией, планами развития электроэнергетики и возможностями отечественных энергомашиностроительных предприятий. Алексей Текслер обратился к участникам совещания с просьбой подготовить предложения по составу

технического задания, в том числе необходимые технические характеристики газотурбинного оборудования, этапы реализации, объемы и номенклатуру производства запчастей и возможности использования существующих наработок российских предприятий.

– Производство такого образца газовой турбины должно стать достаточно массовым, – отметил первый заместитель главы Минэнерго. – Нет смысла создавать оборудование, если у нас не будет использоваться хотя бы 10 и более таких турбин. Потребность в них неизбежно возникнет из-за необходимости плановых замен действующего оборудования.

Для реализации этой задачи будет образован центр компетенций – конструкторское бюро, которое займется разработкой газовых турбин. Не исключается, что оно будет образовано на базе консорциума нескольких энергомашиностроительных предприятий.

ООО «КАМАСПЕЦТЕХ»

Тел.: (342) 247-40-00 Тел./факс: (342) 240-91-52
 e-mail: office.kst@yandex.ru www.kst.perm.ru



Маслозаправщик СТ-МЗУ

Для обслуживания маслосистем ГПА, ГТЭС и ЭСН.
Оптимизирован для работы с установками для очистки масел

Преимущества СТ-МЗУ:

- Работает с тремя типами масел;
- За выезд способен заправлять/откачивать до 1000 л;
- Одна машина выполняет весь комплекс задач;
- Автономные насосы позволяют заправлять отдаленные объекты
- Экономия при закупке и высокая отдача при эксплуатации;
- Двигатель на газомоторном топливе;
- Постоянный полный привод.

Функциональные возможности СТ-МЗУ:

- Заправка и откачка из ГПА, ГТЭС и ЭСН;
- Заправка и прием из установки очистки масел;
- Утилизация масел в емкости.
- Перевозка грузов, в том числе сыпучих;
- Самопогрузка краном;
- Очистка территории от снега и пыли.



95% КОМПЛЕКТУЮЩИХ ЛОКАЛИЗОВАНО В РОССИИ



РЕКЛАМА

Коммунальная машина МКМ

Малогобаритная коммунальная машина на базе шасси маслозаправщика СТ-МЗУ

Преимущества МКМ «Мультимастер»:

- Одна машина выполняет весь комплекс задач;
- Экономия при закупке и высокая отдача при эксплуатации;
- Двигатель на газомоторном топливе;
- Постоянный полный привод;
- Надежная и проверенная конструкция
- Доступные отечественные запчасти.

Навесное оборудование:

- Плужное - нож-отвал с изменяемым углом;
- Щеточное - щетка подметальная с увлажнителем;
- Плужно-щеточное;
- Фрезерно-роторное ;
- Пескоразбрасывающее;
- Поливо-моечное;
- Подметально-вакуумное;
- Крановое;
- Самосвальная кузов;
- Пескоструйное;
- Краскопульт и т. д.

На ГТЭС Верх-Тарского месторождения модернизирована установка подготовки топливного газа

Газотурбинная электростанция входит в общую систему энергоснабжения Верх-Тарского нефтяного месторождения, обеспечивает электроэнергией производственные объекты промысла, центральный пункт сбора нефти и вахтовый поселок. Промышленная эксплуатация энергокомплекса начата в сентябре 2008 года. Общая наработка – более 105 ГВт·ч электроэнергии. Собственник объекта – ОАО «Новосибирскнефтегаз».

ГТЭС работает в простом цикле. Генерирующее оборудование состоит из двух газотурбинных установок Centrax типа CX501-KB7 на базе турбин Rolls-Royce единичной мощностью 5,2 МВт. Топливом для электростанции служит попутный нефтяной газ, добываемый на месторождении.

Очистку, компримирование и подачу топлива в ГТУ осуществляет установка подготовки топливного газа, состоящая из двух комплексов – УПТГ-1 и УПТГ-2. В основе каждой УПТГ – дожимная компрессорная установка винтового типа в блочно-модульном исполнении. ДКУ марки Enerproject EGSS-65/250WA производительностью по 2 700 м³/ч предназначены для сжатия попутного газа с 0,4 МПа до необходимого рабочего давления 2 МПа.

ООО «СервисЭНЕРГАЗ» выполнил модернизацию и ввел в эксплуатацию УПТГ-2, которая ранее находилась в резерве. Инженеры компании провели пусконаладку, индивидуальные и комплексные испытания компрессорной установки № 2, оборудовали ее автоматизированной системой управления.

На УПТГ установлены системы пожарообнаружения, пожаротушения и безопасного эксплуатации оборудования. Выполнена наладка системы газодетекции.

На заводе Kastamonu (ОЗЗ «Алабуга») введена в эксплуатацию газотурбинная установка

В Республике Татарстан (особая экономическая зона «Алабуга») турецкая компания Kastamonu Entegre и ее дочернее предприятие в России «Кастамону Интегрейтэд Вуд Индастри» производят МДФ-панели и деревянные напольные покрытия на новом деревообрабатывающем предприятии.

Собственную электроэнергию для производственных нужд вырабатывает газотурбинная установка установленной мощностью 25 МВт, созданная на основе газовой турбины LM2500+G4 производства GE.

В состав заводской ГТУ входит котел-утилизатор, тепловая мощность которого также используется для обеспечения производственного процесса.

Топливом для газотурбинной установки является природный газ. Компримирование и подачу газа в турбину ГТУ под рабочим давлением 3,8 МПа осуществляет дожимная компрессорная установка типа EGSI-S-100/700WA производительностью – 12 тыс. м³/ч.



Газотурбинная электростанция

УПТГ также оснащена САУ верхнего уровня для обеспечения автоматического управления и эксплуатационного контроля компрессорных установок. Телеинформация (ТИ, ТС и ТУ) передается с контроллера по протоколу Profibus в операторную ГТУ. Profibus – современная надежная система телекоммуникации и управления, по своим характеристикам превосходящая аналоги.

В операторной рабочие параметры ДКУ выводятся на монитор АРМ (автоматизированное рабочее место) оператора. На АРМ установлено лицензионное программное обеспечение, соответствующее российским и европейским стандартам.

Разработку САУ верхнего уровня и АРМ, проектирование систем пожарообнаружения и пожаротушения УПТГ выполнили специалисты ООО «БелгородЭНЕРГАЗ».



Когенерационная ГТУ LM2500+G4 с дожимной компрессорной установкой типа EGSI-S-100/700WA

Поэтапный ввод в эксплуатацию компрессорной установки топливного газа выполнила компания ЭНЕРГАЗ. Сервисные инженеры провели шефмонтаж, пусконаладку и индивидуальные испытания оборудования.

Ранее ЭНЕРГАЗ поставил для нужд предприятия блок подготовки топливного газа, оснащенный системами фильтрации и коммерческого учета, а также узел редуцирования газа.

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Системы подготовки газа, дожимные компрессорные станции



Внимание к деталям – от идеи до воплощения



Новый стандарт ГОСТ Р EN 779-2014 для воздушных фильтров общего назначения

О. В. Проволович – ООО «НПП «ФОЛТЕР»

Рассмотрены причины перехода от соответствующего отечественного стандарта к европейскому в конце 90-х гг. Проанализированы изменения, вошедшие в последнюю версию ГОСТ Р EN 779-2014, подтверждена технологическая и экономическая актуальность современных требований к контролю воздушных фильтров.

Неотъемлемой частью промышленных, общественных и жилых зданий являются инженерные системы, обеспечивающие выполнение необходимых гигиенических или технологических требований. К ним, в частности, относятся системы приточной вентиляции и кондиционирования воздуха, обеспечивающие забор, обработку атмосферного воздуха и подачу его в различные помещения с заданной температурой, влажностью и чистотой.

Чистота воздуха для находящихся в помещениях людей регламентирована санитарными нормами, а для технологических процессов (например, в микроэлектронике, фармацевии, пищевой промышленности) – специальными производственными требованиями. В некоторых технологиях очищенный воздух является частью технологического цикла, например, цикловой воздух для газовых турбин.

В большинстве случаев технологические требования более жестки, чем гигиенические. Так, для ряда технологий (чистые помещения, газовые турбины, атомные станции) необходим жесткий контроль остаточного количества аэрозольных частиц субмикронного размера 0,1–0,5 мкм.

Практика последних 20–25 лет показала, что выйти на столь жесткий уровень чистоты возможно (по техническим или экономическим причинам) только с помощью мно-

гоступенчатых (четыре и более) систем фильтрации.

В таких системах фильтрации каждая предыдущая ступень призвана защитить последующую, как правило, более дорогую, обеспечивая тем самым увеличение необходимого ресурса последней ступени, выполняющей заданное требование чистоты воздуха. В многоступенчатой системе фильтрации каждый последующий фильтр должен иметь более высокий класс очистки (более высокую эффективность очистки) по сравнению с предыдущей.

Поэтому необходимо четкое разделение воздушных фильтров на классы для выбора оптимальной системы фильтрации.

Нынешняя система классификации воздушных фильтров была введена в России в 1999 году, когда был принят ГОСТ Р 51251-99, разработанный на базе евростандартов EN779 и EN1822.

ГОСТ Р 51251-99 классифицировал все воздушные фильтры на две большие группы: фильтры общего (класс G1–F9) и специального назначения (класс H10–U17).

Это было важно, потому что в 90-е годы в России стало появляться технологическое оборудование, оснащенное системами фильтрации различных классов, которые требовали периодической замены фильтров без ухудшения их характеристик.

Классификация фильтров очистки воздуха по ГОСТ Р-ЕН-779-2007			Таблица 1
Класс	Конечный перепад давления, Па	Средняя пылезадерживающая способность Am по синтетической пыли, %	Средняя эффективность Em для частиц размером 0,4 мкм, %
G1	250	$50 \leq Am < 65$	–
G2	250	$65 \leq Am < 80$	–
G3	250	$80 \leq Am < 90$	–
G4	250	$90 \leq Am$	–
F5	450	–	$40 \leq Em < 60$
F6	450	–	$60 \leq Em < 80$
F7	450	–	$80 \leq Em < 90$
F8	450	–	$90 \leq Em < 95$
F9	450	–	$95 \leq Em$

Примечание. Характеристики атмосферной пыли значительно отличаются от контрольного аэрозоля, используемого при испытаниях. В связи с этим по результатам испытаний трудно судить об эксплуатационных характеристиках или сроке службы. На эффективность также отрицательно влияет потеря статического заряда или отделение частиц (см. приложения А и В).

Необходимо отметить, что ГОСТ Р 51251-99 ввел только общую классификацию воздушных фильтров без четкого описания процедуры их испытаний и определения класса.

Позже в России был принят ГОСТ Р ЕН 779-2007 и ГОСТ Р ЕН 1822-2010, которые были полностью аналогичны действовавшим тогда в Европе стандартам по фильтрам ЕН 779 и ЕН 1822.

Введение этих стандартов позволило полностью гармонизировать требование к воздушным фильтрам не только в части классификации, но и по методике и процедурам их испытаний.

В дальнейшем происходило развитие и совершенствование европейских стандартов, в результате чего появились их новые версии ЕН 779-2012 и ЕН 1822-2009.

Эти изменения были учтены в новых версиях стандартов России для фильтров общего назначения ГОСТ Р ЕН 779-2014 и для фильтров специального назначения ГОСТ Р ЕН 1822-2012 часть 1–4 и ГОСТ Р ЕН 1822-5-2014.

В связи с тем, что в новых версиях стандартов ГОСТ Р ЕН 779-2014 и ГОСТ Р ЕН 1822-2012 были введены изменения, которые вошли в противоречие с положением ста-

рого ГОСТ Р 51251-99, действие этого ГОСТа было отменено в 2014 году.

Основные различия двух версий стандартов фильтров общего назначения ГОСТ Р ЕН 779-2007 и ГОСТ Р ЕН 779-2014 отражены в табл. 1, 2.

Как видно, в новой версии стандарта добавилось разделение на три группы фильтров вместо двух. Наряду с фильтрами грубой очистки (класс G1–G4) и фильтров тонкой очистки (класс F5–F9), появились фильтры средней (промежуточной очистки) с символом М (класс М5–М6 вместо F5–F6). Это изменение не носит принципиального характера, а лишь более четко подчеркивает различия между фильтрами грубой и тонкой очистки.

При этом методика испытаний фильтров грубой очистки не изменилась, а для фильтров тонкой очистки была введена дополнительная обязательная процедура определения минимальной эффективности фильтров, в т. ч. после снятия статического заряда, что важно в первую очередь для синтетических фильтрующих материалов, способных получать в процессе производства и удерживать в процессе хранения и эксплуатации статический заряд, который может существенно увеличить эффективность фильтров в отношении мелкодисперсных аэрозолей.

В предыдущей версии стандарта данная процедура носила обяза-

Классификация фильтров очистки воздуха по ГОСТ Р ЕН 779-2014					Таблица 2
Группа	Класс	Конечный перепад давления, Па	Средняя пылезадерживающая способность Am по синтетической пыли, %	Средняя эффективность Em для частиц размером 0,4 мкм, %	Минимальная эффективность* для частиц размером 0,4 мкм, %
Фильтры грубой очистки	G1	250	$50 \leq Am < 65$	–	–
	G2	250	$65 \leq Am < 80$	–	–
	G3	250	$80 \leq Am < 90$	–	–
	G4	250	$90 \leq Am$	–	–
Промежуточные фильтры	M5	450	–	$40 \leq Em < 60$	–
	M6	450	–	$60 \leq Em < 80$	–
Фильтры тонкой очистки	F7	450	–	$80 \leq Em < 90$	35
	F8	450	–	$90 \leq Em < 95$	55
	F9	450	–	$95 \leq Em$	70

**Минимальная эффективность – это наименьшая эффективность из начальной эффективности, эффективности разряженного фильтра и наименьшей эффективности, полученной при проведении испытания.*

тельный характер и не была регламентирована конкретными значениями (последняя колонка *табл. 2*).

Введение этого требования обусловлено тем, что в последние 10–15 лет в мире развернулось производство фильтрующих материалов на основе синтетических волокон, чаще всего полипропиленовых, которые можно производить разного размера, в том числе и субмикронного 0,3–0,5 мкм. Полипропиленовые волокна в процессе производства и нанесения на различные подложки (выполняющие функции каркаса фильтрующего материала) получают статический заряд. Этот заряд может удерживаться на волокнах и фильтрующем материале некоторое время, но при хранении более 5–6 месяцев или в условиях эксплуатации при повышенной влажности заряд может стекать. В результате этого эффективность таких фильтрующих материалов может снижаться на 15–25 %, т. е. фильтр, изначально классифицированный, например, классом F7, после потери фильтрующим материалом статического заряда может быть классифицирован классом M5 или M6.

Такая особенность наиболее характерна для фильтрующих материалов типа «мелблун», которые завозятся в Россию в основном из Китая

и Европы и используются для изготовления карманных фильтров.

Необходимо отметить, что за последние 10 лет в России появилось большое количество мелких фирм, которые называют себя производителями фильтров, имея при этом 1–2 швейные машины и небольшой участок для вклеивания карманов в металлическую или пластиковую рамку, на которую наклеивают этикетку с указанием класса фильтра. Фильтру присваивается класс, который поставщик фильтрующего материала указал при поставке.

Наше предприятие ООО «НПП «ФОЛТЕР» работает на рынке производства фильтров уже 20 лет и имеет в своем составе аттестованные испытательные стенды для контроля фильтрующих материалов и фильтров в соответствии с требованиями стандартов EN779 и EN1822.


Многолетний опыт входного контроля фильтрующих материалов показал, что у половины поставщиков фильтрующих материалов из Китая нет соответствия заявленным показателям, в первую очередь по эффективности. Такие случаи были обнаружены и у ряда европейских поставщиков.

Нами также проводилось тестирование фильтрующих материалов и фильтров после различных сроков хранения, где в ряде случаев было

обнаружено снижение эффективности на два класса – с F7 до M5.

Эти факты подтверждают актуальность принятия и введения в России новых современных требований к контролю воздушных фильтров общего назначения согласно ГОСТ EN 779-2014.

Принятие этого стандарта в России является важным шагом, но, к сожалению, потребители, в первую очередь бюджетные, не требуют у своих поставщиков протоколов испытаний, подтверждающих поставку воздушных фильтров требуемого класса очистки. В соответствии с 44 ФЗ главным критерием в закупочных тендерах является минимальная цена, которая позволяет мелким компаниям, не имеющим каких-либо средств контроля воздушных фильтров, побеждать на конкурсах и поставлять фильтры неконтролируемого качества.

Такое несоблюдение и даже игнорирование требований стандартов ведет к тому, что в ряде случаев не обеспечиваются санитарно-гигиенические требования чистоты подаваемого воздуха, что может приводить к ухудшению здоровья людей, а нарушение технологических требований чистоты воздуха – к выпуску некачественной продукции. Все это в итоге увеличивает издержки промышленных предприятий. 



Проект создания нового предприятия на базе ЗАО «Уфа-АвиаГаз» нуждается в доработке

В УМПО состоялось совещание рабочей группы по реализации проекта «Создание на базе ЗАО «Уфа-АвиаГаз» предприятия по производству, ремонту и техническому обслуживанию двигателей АЛ-31СТ» в составе представителей правительства Республики Башкортостан, ОАО «Газпром», АО «Газпромбанк», ООО «Газпром трансгаз Уфа» и ОАО «УМПО» (входит в АО «ОДК»).

Участники совещания посетили испытательный комплекс в микрорайоне Шакша Уфы, где планируется создание производственных площадок нового предприятия. Сейчас здесь проводятся эквивалентно-циклические испытания газогенератора АЛ-31СТ для газоперекачивающих агрегатов ОАО «Газпром». В дальнейшем на базе комплекса планируется организовать участки

для сборки, приемосдаточных испытаний и ремонта АЛ-31СТ.

На совещании под председательством заместителя премьер-министра правительства Республики Башкортостан Дмитрия Шаронова были подведены промежуточные итоги разработки и формирования пакета документов по созданию предприятия и намечены пути их последующего согласования в ОАО «Газпром» и АО «ОДК». Обсуждались вопросы, связанные с планированием бизнеса вплоть до 2030 года.

По итогам встречи принято решение о доработке проекта бизнес-плана с учетом высказанных предложений и об организации следующего совещания рабочей группы в апреле-мае текущего года.

PW Power Systems-CIS

a group company of  **MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD.**

Просто выбрать оборудование

Самая полная стандартная комплектация
Все системы проверены в эксплуатации
Минимальное количество подключений
Все внутренние связи в ответственности поставщика

Быстро ввести в эксплуатацию

Без капитального здания
На простом фундаменте без каналов
Блоки собраны и проверены на заводе
Все межблочные связи в комплекте с легкосборными соединениями

Удобно обслуживать

Выбор любого режима работы с пульта оператора
Мониторинг всех систем с пульта оператора
Регламентное обслуживание раз в год
Удобство обслуживания с минимальным объемом разборок

FT8[®] MOBILEPAC[®]

Мобильная электростанция

Мощность 22,5 МВт

FT8[®] SWIFTPAC[®]

Блочная электростанция

Мощность 30 и 60 МВт

FT4000[™] SWIFTPAC[®]

Блочная электростанция

Мощность 60 и 120 МВт



РЕКЛАМА



ООО «ПВ Пауэр Системз, СиАйЭс»

Россия, 123056, Москва,
ул. Гашека, д. 7, стр. 1,
телефон (7-495) 755-83-85,
факс (7-495) 755-83-86
E-mail: pwps-cis@pwps-cis.com,
www.pwps-cis.ru

Оптимизация работы воздухоочистительных устройств ГПА с точки зрения защиты от обледенения

А. Н. Ермошин, О. В. Погребнова, А. Н. Ефремов, С. В. Злобин –
ОАО НПО «Искра», Пермь

Для стабильной работы газотурбинного двигателя газоперекачивающего агрегата (ГПА) важна надежная работа комплексного воздухоочистительного устройства (КВОУ). КВОУ ГПА предназначено для подготовки циклового воздуха на входе в газотурбинный двигатель. Вследствие повышенной влажности и образования тумана при температуре ниже +5 °С возникает высокая вероятность инееобразования [3] на фильтрах комбинированной системы фильтрации (КСФ) КВОУ, что ведет к увеличению его гидравлического сопротивления и, как следствие, к аварийному останову ГПА. Случаи обмерзания КВОУ фиксировались на ряде эксплуатируемых ГПА [2].

Опыт работы НПО «Искра» показывает, что обмерзанию фильтр-элементов КВОУ способствуют неравномерность прогрева воздуха на входе в фильтры КСФ от противообледенительной системы (ПОС) и конструктивные особенности КСФ КВОУ. Рассмотрим эти причины более подробно.

Неравномерность прогрева воздуха на входе в фильтры КСФ от ПОС

Осадкозадерживающие козырьки обеспечивают защиту фильтр-элементов от дождя и снега, однако они не защищают от воздуха с большой концентрацией переохлажденных жид-

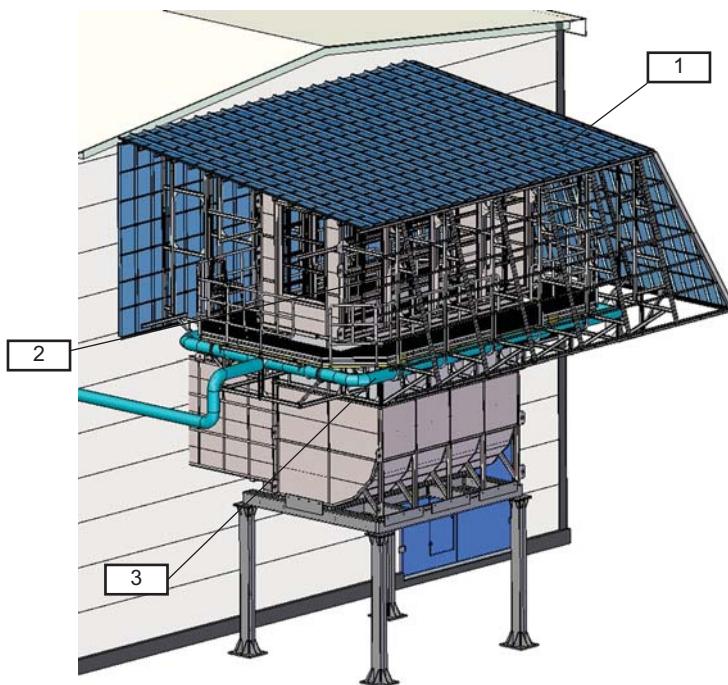


Рис 1. Конструкция КВОУ ГПА серии «Урал»

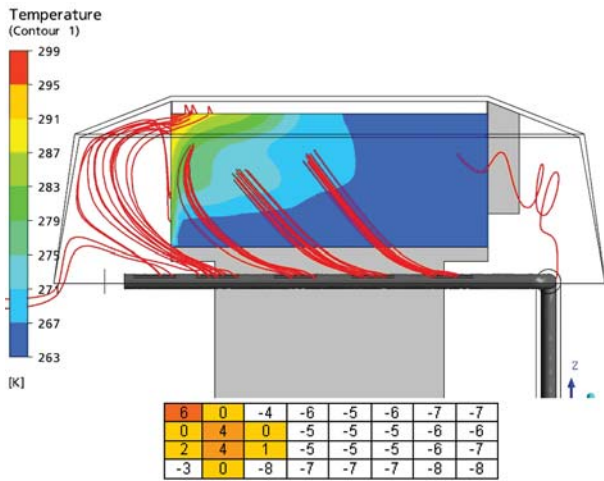
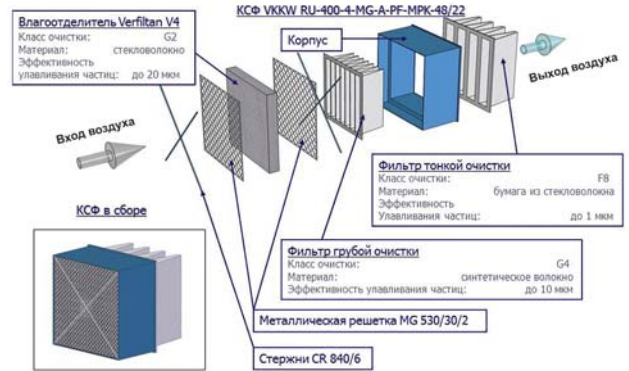


Рис. 2. Картина течения горячего воздуха под козырьками КВОУ Рис. 3. Конструкция КСФ



ких или двухфазных капель влаги, вызывающих интенсивное инееобразование. Как правило, такое состояние воздуха возникает при температуре окружающей среды ниже +5 °С и относительной влажности более 80 %. Для исключения инееобразования ПОС должна обеспечивать подогрев воздуха не менее чем на 6 °С, гарантируя снижение относительной влажности до 60–70 % [3].

На рис. 1, на срезе осадкозадерживающих козырьков 1, показан коллектор ПОС 3, к которому подводится горячий воздух от одной из ступеней ГТД. Горячий воздух, выходя из щелей коллектора, смешивается с цикловым воздухом, обеспечивая при этом необходимое повышение его температуры на входе в фильтры КВОУ 2. Однако эксплуатация ГПА с ПОС представленной конструкции показала ее низкую эффективность. Периодически на фильтрах КВОУ возникало обширное инееобразование.

Исследование картины течения воздуха при работе КВОУ с работающей ПОС в пакете вычислительной гидродинамики Ansys CFX [1] показало, что даже при невысокой скорости бокового ветра (2 м/с) происходит неравномерное смешивание горячего и циклового воздуха, вследствие чего КСФ прогревается неравномерно (рис. 2).

Результаты расчетов подтверждаются экспериментальными дан-

ными замеров температуры на поверхности фильтров и замечаниями, которые поступали от эксплуатирующей организации в части зон образования инея.

Конструктивные особенности КСФ КВОУ

КСФ (рис. 3) представляет собой пластиковый корпус, в котором размещены, как правило, три ступени очистки: влагоотделитель, фильтр грубой очистки (ФГО) и фильтр тонкой очистки (ФТО).

Такая конструкция отличается эффективной очисткой от всей крупно-, средне- и мелкодисперсной пыли при небольших габаритах блока КСФ. Однако такая конструкция, при которой влагоотделитель находится в одном корпусе с ФГО, способствует попаданию на него капель влаги, в результате чего ФГО работает с повышенным содержанием влаги в фильтрующем материале. При знакопеременных температурах это приводит к обмерзанию фильтра.

На фото 1, 2 показаны обмерзшие фильтры КСФ в составе ГПА-25ДН «Урал» (КС «Таежная»)

Предлагаемый вариант КВОУ

С целью исключения отмеченных недостатков специалистами НПО «Искра» был разработан проект



Фото 1. Обмерзание влагоотделителя со стороны ФГО



Фото 2. Обмерзание ФГО

КВОУ улучшенной конструкции (рис. 4).

Из основных конструктивных элементов можно выделить секции первой ступени очистки 1, корпус второй ступени очистки 2, коллектор ПОС 3, площадки обслуживания 5 и осадкозадерживающие козырьки 6.

Как следует из модели, в конструкции первой ступени очистки влагоотделители расположены отдельно от ФГО (между ними имеется

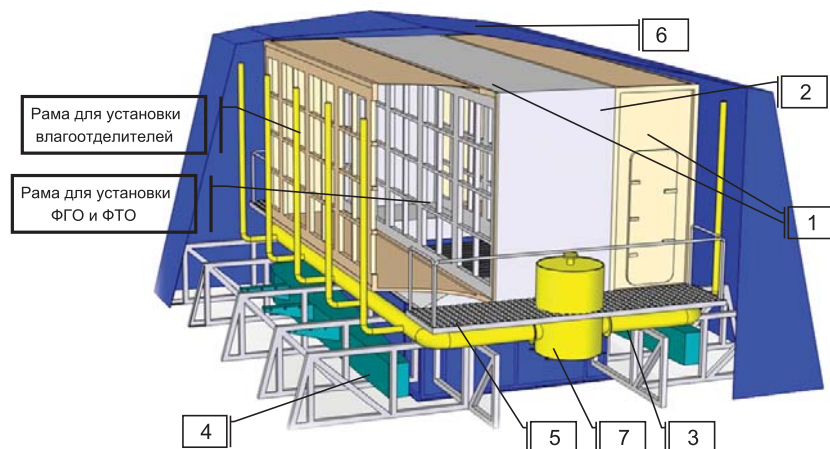


Рис 4. Конструкция нового КВОУ

Таблица 1

	Температура наружного воздуха, °С	
	0	-10
Расход циклового воздуха, кг/с	56	60
Массовый расход, кг/с	0,90 (1,6 %)	0,96 (1,6 %)
Температура, °С	422	401

свободное пространство), что значительно снижает риск инееобразования на фильтрах.

ПОС состоит из коллектора с разветвленной системой раздающих трубок с отверстиями. Поскольку в качестве греющего тела используется горячий воздух от одной из ступеней двигателя, для выполнения норм по шуму ПОС оснащена шумоглушителем 7.

При необходимости ПОС может комплектоваться дополнительной системой подогрева циклового

воздуха (СПЦВ) от блока воздушного отопления (БВО) укрытия ГПА. В этом случае на срезе осадкозадерживающих козырьков КВОУ устанавливается дополнительный коллектор с раздающими ответвлениями 4.

Для получения картины течения воздуха под козырьками КВОУ был проведен расчет с помощью ПО Ansys CFX при работе ПОС без дополнительного подогрева от БВО и с подогревом от БВО. Исследования проводились при температуре

окружающего воздуха 0 °С и скорости ветра 0,1, 5 и 10 м/с.

Параметры отбираемого от 13-й ступени компрессора ГТУ воздуха для ПОС (ГТУ 16 МВт с двигателем ПС-90ГП-2 ОАО «Авиадвигатель») приведены в табл. 1.

Расход горячего воздуха от БВО 11 500 м³/ч (3,02 кг/с) при подогреве до 100 °С.

Расчет проводился в три этапа:

1. Исследование равномерности раздачи воздуха в отверстиях ПОС и тракта подогрева воздуха от БВО;
2. Расчеты тракта всаса при работе ПОС и СПЦВ от БВО для различных атмосферных условий;
3. Расчеты КВОУ при измененных трактах ПОС и СПЦВ от БВО.

Этап 1

На первом этапе исследовалась равномерность раздачи воздуха в отверстиях ПОС и тракта подогрева воздуха от БВО, т.е. расчет проводился исключительно для этих трактов, без привязки к КВОУ.

Из рис. 5, 6, на которых приведены линии тока и векторы скорости участка ПОС, следует, что распределение расхода воздуха достаточно равномерно. Средняя скорость потока на выходе из раздающих отверстий составила 22,8 м/с. Массовый расход по ярусам составил: 1-й – ~19 %; 2-й – ~19 %; 3-й – ~20 %; 4-й – ~21 %; 5-й – ~21 %.

На рис. 7 приведена геометрия и векторы скорости по тракту подо-

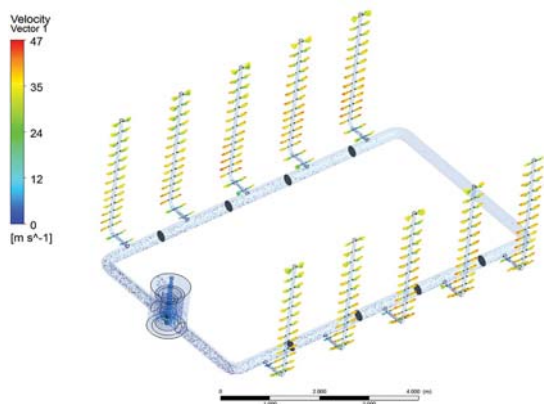


Рис 5. Векторы скорости воздуха в обвязке ПОС

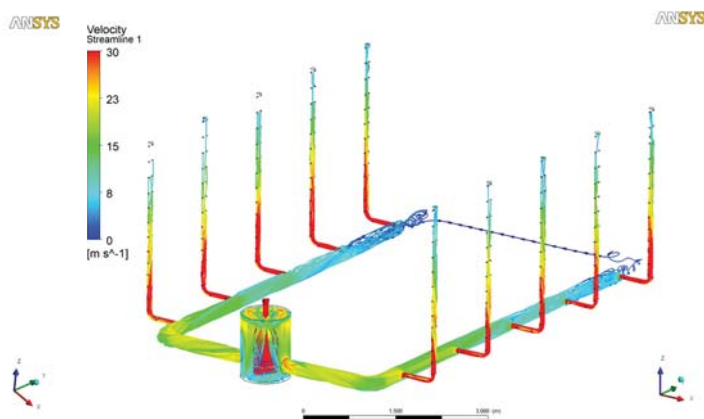


Рис 6. Линии тока воздуха в обвязке ПОС

грева воздуха от БВО. На раздающих ответвлениях выполнены сквозные отверстия размером 35×400 мм и сужение тракта по мере раздачи воздуха.

Средняя скорость потока воздуха на выходе из тракта отбора от БВО составила 20,2 м/с. Массовый расход воздуха по линиям раздачи составил: 1-я – ~24,2 %; 2-я – ~23,8 %; 3-я – ~25,9 %; 4-я – ~26,1 %.

Расчет показал, что распределение расхода воздуха в коллекторе СПЦВ от БВО также достаточно равномерно.

Этап 2

На втором этапе были проведены расчеты тракта всаса при работе ПОС и СПЦВ от БВО для различных атмосферных условий. По результатам расчета конструкция трактов была доработана в части количества, местоположения и диаметра отверстий подачи горячего воздуха, а также длины раздающих трубок (рис. 8).

Этап 3

На заключительном этапе были проведены расчеты КВОУ при измененных трактах ПОС и СПЦВ от БВО. Как и на предыдущем этапе расчет проводился при температуре атмосферного воздуха 0 °С и при следующих условиях:

- боковой ветер 5 м/с;
- отсутствие работы БВО, боковой ветер 5 м/с;
- боковой ветер 0,1 м/с;
- боковой ветер 10 м/с.

Из рис. 9, на котором приведены температуры воздуха на входе во влагоотделители КВОУ с одной из его сторон, следует, что даже при отсутствии подачи воздуха от БВО непрогреваемая площадь на поверхности фильтров уменьшилась, а конструкция коллекторов обеспечивает достаточно равномерное распределение горячего воздуха под козырьками КВОУ.

В табл. 2 приведены параметры воздуха, полученные в результате

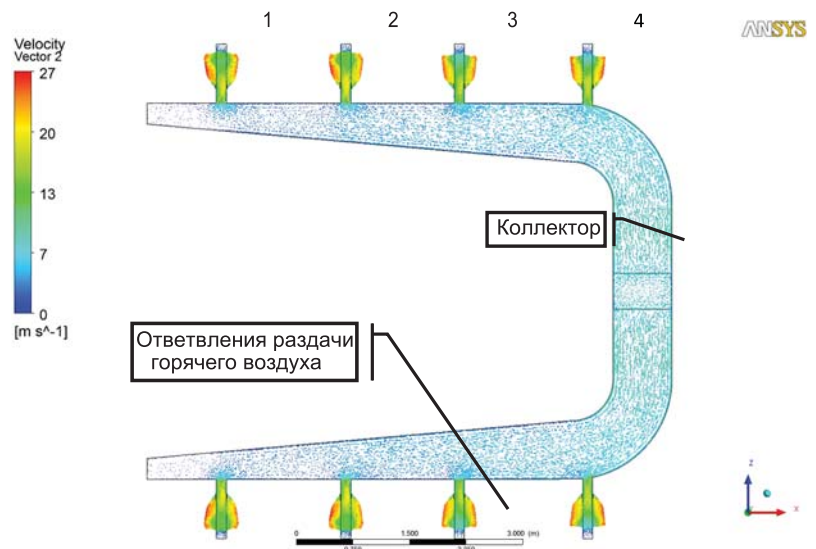


Рис 7. СПЦВ от БВО



Рис 8. Доработка трактов по результатам расчетов

Таблица 2				
	Скорость бокового ветра, м/с			
	0,1	5	5 (без БВО)	10
Средняя температура воздуха на входе во влагоотделители, °С	11,9	12,2	6,8	11,9
Температура воздуха на входе в двигатель, °С	11,9	12,0	6,7	11,4
Максимальная температура на влагоотделителях, °С	34,2	39,7	30,0	41,0

расчета, из которых видно, что рассматриваемая конструкция коллекторов ПОС обеспечивает необходимое повышение температуры воздуха не менее 6 °С на всех режимах работы.

Выводы

1. Для снижения риска обмерзания фильтр-элементов была разработана конструкция КВОУ с разветвленной противообледенительной

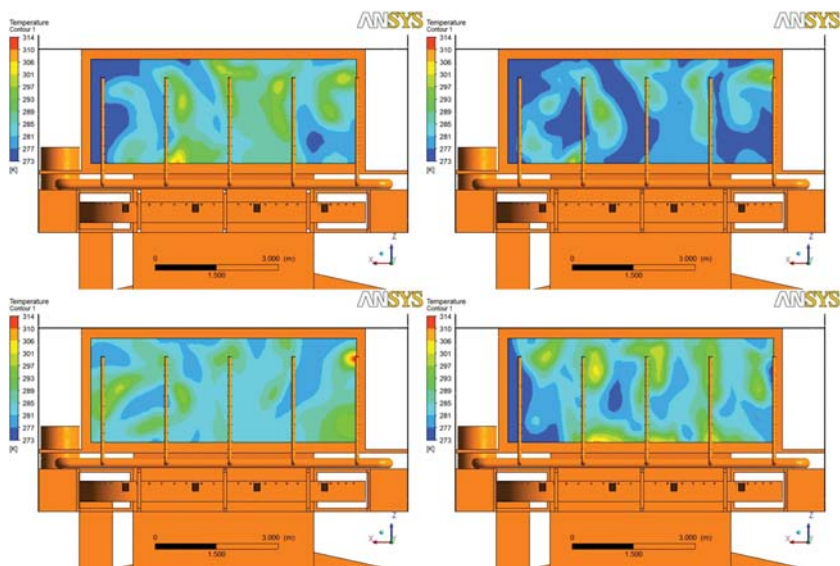


Рис 9. Распределение температур воздуха на входе во влагоотделители КБОУ при различных режимах и скоростях бокового ветра

системой и разнесенными ступенями фильтрации;

2. По результатам исследования была подтверждена равномерность раздачи воздуха в отверстиях ПОС и тракта подогрева воздуха от БВО;

3. По результатам серии численных экспериментов тракта всаса, выполненных в пакете вычислительной гидродинамики Ansys CFX, была проведена корректировка коллекторов ПОС и определена наиболее эффективная конструкция КБОУ в части снижения риска обмерзания фильтр-элементов;

4. В перспективе планируется применение рассматриваемого КБОУ в составе новых ГПА серии «Урал» разработки НПО «Искра».



ТУРБОновости

Основное оборудование для Якутской ГРЭС-2 изготовлено и отправлено на стройплощадку

В середине апреля началась транспортная операция по доставке основного оборудования, изготовленного General Electric, на строительную площадку Якутской ГРЭС-2. ЗАО «Якутская ГРЭС-2» (заказчик-застройщик одноименного объекта, ДЗО ОАО «РусГидро», находится в доверительном управлении ОАО «РАО Энергетические системы Востока») приняло четыре комплекта газотурбинных установок в морском порту Хьюстона (Техас, США). Судно с оборудованием уже вышло в море.

ГТУ являются самым важным оборудованием будущей электростанции. В комплект каждой газотурбинной установки LM-6000 входят газовая турбина, компрессор воздуха и турбогенератор.

Судно с оборудованием пройдет по Панамскому каналу, пересечет Тихий океан и, минув крупнейший морской порт Южной Кореи – Пусан, достигнет Владивостока. Ориентировочный срок прибытия – середина мая.

Доставку ГТУ осуществляет компания «Инстар Лоджистикс», имеющая опыт перевозки аналогичного газотурбинного оборудования с заводов GE в США и Европе. Выгрузку предполагается провести на универсальном терминале Владивостокского морского торгового порта. Порт имеет всю необходимую инфраструктуру для обработки проектных грузов.

Далее газотурбинные установки и сопутствующее оборудование будут доставлены в Якутск по железной дороге и автотранспортом. Прибытие ГТУ на строи-

тельную площадку Якутской ГРЭС-2 ожидается в конце июня.

В Якутске продолжается монтаж металлоконструкций зданий объединенного корпуса будущей электростанции и электротехнических устройств. На основной площадке ведутся работы по устройству фундаментных плит главного корпуса и резервуаров дизельного топлива, а также свайного основания пункта подготовки газа. Установлено свайное основание газодожимной компрессорной станции. На второй площадке заканчивается устройство фундамента здания объединенного корпуса, идут работы на фундаментах баков подпитки теплосети.

В мае ожидается завершение бетонных работ по устройству силовых плит главного корпуса, а также монтажа металлоконструкций объединенного корпуса (вторая площадка).

Якутская ГРЭС-2 (первая очередь) – один из четырех проектов инвестиционной программы ОАО «РусГидро» по строительству новых энергообъектов на Дальнем Востоке, реализуемых совместно с ОАО «РАО Энергетические системы Востока». Электрическая мощность первой очереди новой ГРЭС составит 193 МВт, тепловая – 469 Гкал/ч (с учетом пиковой водогрейной котельной). Новая станция позволит заменить выбывающие мощности действующей Якутской ГРЭС, создать резерв и повысить надежность энергоснабжения потребителей.



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
ИСКРА
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР

**ОПЫТ И ИННОВАЦИИ
В ТЕХНОЛОГИИ
ТРАНСПОРТА ГАЗА**

**ДВУХСЕКЦИОННЫЕ
ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ
КОМПРЕССОРЫ**



**ОДНОСЕКЦИОННЫЕ
ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ
КОМПРЕССОРЫ**



**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ
УСТАНОВКИ**



**СМЕННЫЕ ПРОТОЧНЫЕ
ЧАСТИ И КОМПЛЕКТЫ
РЕКОНСТРУКЦИИ**



**ПРОЕКТИРОВАНИЕ • ИЗГОТОВЛЕНИЕ • ИСПЫТАНИЯ • ПОСТАВКА
ШЕФМОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ • АВТОРСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ**

Россия, 614038, г. Пермь, ул. Академика Веденеева, 28
тел. (342) 262 72 00, 262 70 00, 262 70 19, факс (342) 284 53 98, 284 54 54, e-mail: iskra@iskra.perm.ru

Особенности проектирования котлов-утилизаторов для ПГУ, устанавливаемых на действующих ТЭЦ

Д. А. Горр – ОАО ТКЗ «Красный котельщик»

Строительство парогазовых установок является наиболее распространенным способом увеличения установленной мощности действующих ТЭЦ, работающих на природном газе. В состав технологической схемы моноблочной ПГУ входит газотурбинная установка, котел-утилизатор, который использует тепло дымовых газов за ГТУ для выработки пара, и паровая турбина.

На основании ряда выполненных проектов, по которым поставлены котлы-утилизаторы (КУ) для действующих ТЭЦ, ОАО «ЭМАльянс» и ОАО ТКЗ «Красный котельщик» (входят в состав ОАО «Силовые машины»), выделяют следующие основные темы, которым уделяется особое внимание:

1. Поддержание постоянных параметров пара на выходе из КУ (при подаче пара из КУ в существующий общестанционный паропровод);
2. Исполнение КУ и его отдельных узлов, позволяющее выполнить его компоновку и монтаж в стесненных условиях;
3. Использование питательной воды, конденсата от существующих водоподготовительных установок.

Обеспечение постоянных параметров пара на выходе из КУ

Необходимость поддержания постоянных параметров пара на выходе из КУ требуется, когда пар из КУ подается в существующий общестанционный паропровод. Как правило, используемый состав оборудования называется газотурбинной надстройкой (ГТ-надстройкой). В ее состав входят ГТУ и КУ, который использует тепло дымовых газов за ГТУ для выработки пара. Перегретый пар подается в общий коллектор (т. н. «схема с поперечными связями») и далее на существующие паровые турбины.

ГТ-надстройки, использующиеся для модернизации действующих

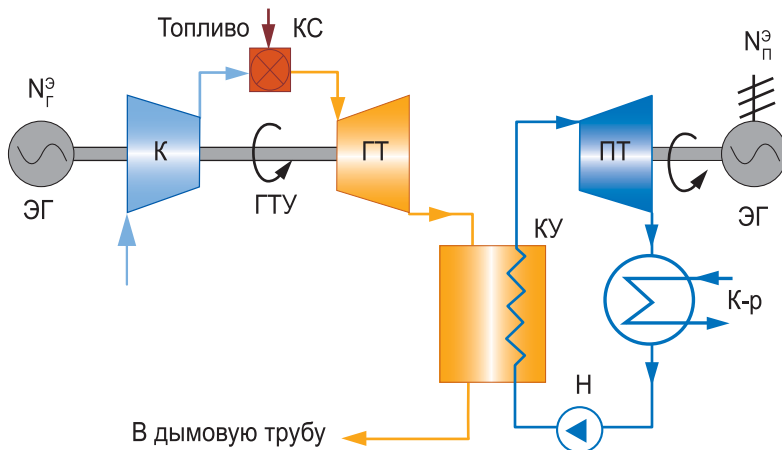


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема ПГУ с котлом-утилизатором

ТЭЦ с поперечными связями, можно назвать наиболее простым и экономически эффективным способом переоборудования ТЭЦ с целью замены отработавшего срок службы оборудования, или увеличения вырабатываемого объема электрической и тепловой энергии.

Примером такого проекта, для которого ОАО ТКЗ «Красный котельщик» изготовило котел-утилизатор, является ГТ-надстройка Пермской ТЭЦ-9 (фото 1). Котел-утилизатор установлен за газотурбинной установкой ГТЭ-160 производства ОАО «Силовые машины».

Котел-утилизатор спроектирован ОАО «ИЦ «ЭМальянс – БСКБ КУ» (Барнаул) по лицензии американской компании Nooter Eriksen. Котел выполнен двухконтурным, горизонтальной компоновки с естественной циркуляцией. Вместе с котлом спроектирована и поставлена дымовая труба высотой 90 м.

Котел-утилизатор и дымовая труба проектировались с учетом особенностей и инфраструктуры Пермской ТЭЦ-9.

Как говорилось выше, работа котла-утилизатора на общий паропровод подразумевает необходимость поддерживать неизменные номинальные параметры пара – давление и температуру при работе, в частности, и на пониженных нагрузках, и при разных температурах окружающего воздуха. При существенном изменении температуры и расхода дымовых газов от ГТУ это требование обуславливает необходимость наличия в конструкции котла дополнительного источника тепла для поддержания температуры газов на одном уровне – дожигающего устройства, устанавливаемого во входном газоходе КУ.

Конструкции дожигающих устройств (ДУ) разных производителей различаются в деталях, но типовым решением для них являются ряды горизонтально расположенных пилонов, в которых с некоторым шагом располагаются сопла, образующие по всему сечению газохода своеобразную матрицу.

В КУ Пермской ТЭЦ-9 количество пилонов по вертикали – 3, сопел на каждый пилон приходится около 100 шт.

В данном случае ДУ не использует дополнительный воздух для горения. Сложной задачей является равномерное распределение того небольшого количества кислорода, которое находится в дымовых газах от ГТУ. Поле скоростей за газовой турбиной достаточно неравномерно (турбулизировано). Для его выравнивания до требуемых величин во входном газоходе установлены распределительные решетки. Аэродинамика выравнивающих решеток дополнительно проверялась на модели (фото 2а, б). При продувке тракта воздухом моделировались реальные углы закрутки потока газовой турбиной. Визуализация потоков проводилась при помощи дыма.

Особенности компоновки КУ в стесненных условиях

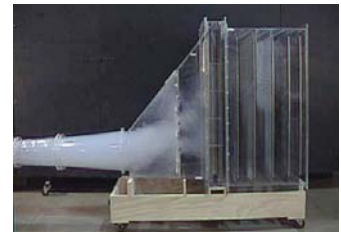
На примере этого же проекта рассмотрим особенности конструкции КУ для его компоновки в стесненных условиях.

Котлы-утилизаторы конструкции Nooter Eriksen (рис. 2) отличаются компактностью из-за следующих конструктивных особенностей:

- один-два водоопускных стояка большого диаметра с раздечей воды по блокам короткими патрубками и прямые паропроводящие трубы практически не требуют места для трассировки, уменьшая высоту котла;
- основные несущие балки каркаса снижены до уровня верхних коллекторов поверхностей нагрева, что также способствует снижению общей высоты котла;
- зазоры между блоками модулей составляют всего несколько сантиметров – эта особенность конструкции уменьшает ширину газохода КУ;
- выходной газоход имеет угол раскрытия 120°, что позволяет разместить дымовую трубу непосредственно за котлом на минимальном расстоянии.



Фото 1. Главный корпус ГТ-надстройки Пермской ТЭЦ-9



а)



б)

Фото 2. Эффект от выравнивающих решеток: а) до установки; б) после установки

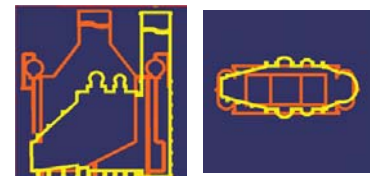


Рис. 3. Сравнительные габаритные характеристики КУ вертикального (■) и горизонтального (□) типа

При идентичных параметрах работы котлы-утилизаторы вертикальной компоновки не имеют преимуществ по габаритам в сравнении с конструкцией рассматриваемых КУ (рис. 3). Кроме того,

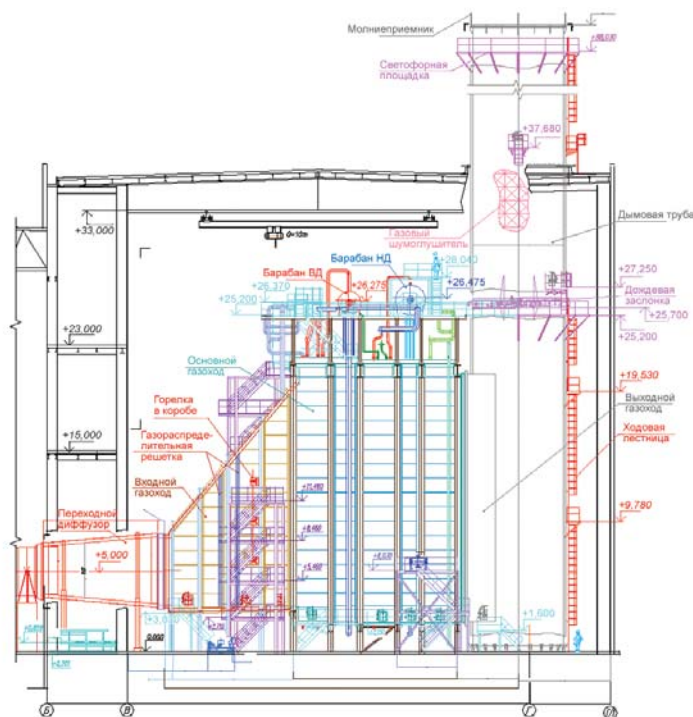


Рис. 2. КУ ГТ-надстройки Пермской ТЭС-9

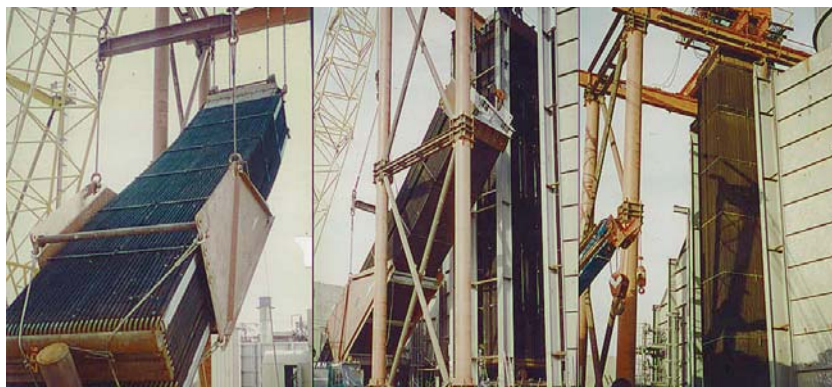


Фото 3. Монтаж блока модуля котла-утилизатора сбоку

мость в проектировании, изготовлении и поставке переходного диффузора между ГТ и КУ длиной около 12 м (рис. 3). Паровая турбина расположена на значительном расстоянии от котлов – длина подводящих паропроводов ВД и НД к паровой турбине 100–160 м в зависимости от номера КУ (дубль-блок).

В проекте реконструкции Владимирской ТЭС-2 установка котла-утилизатора предполагалась также в существующем корпусе. По причине размещения КУ и КВО в существующем здании, а также минимизации аэродинамического сопротивления по тракту дымовых газов дымовая труба имеет переменное сечение (прямоугольное сечение у основания и до прохода через кровлю, круглое сечение – выше кровли).

В стесненных условиях существующих корпусов монтаж наиболее крупногабаритных и тяжелых элементов (поверхностей нагрева) возможен сбоку, а не сверху КУ. При монтаже сбоку в первую очередь монтируются стеновые панели ограждения со стороны, противоположной монтажной площадке, затем монтируются временные монтажные опоры и временная монтажная кран-балка. Блок модуля подается в здание котельного цеха. В котельном цехе при помощи кран-балки блок модуля устанавливается в горизонтальное положение. Кран-балкой блок модуля заводится сбоку в газоход котла-утилизатора и устанавливается в проектное положение. После установки всех блоков поверхности нагрева при помощи кран-балки устанавливается боковая обшивочная панель котла-утилизатора. После монтажа всех модулей поверхности нагрева КУ кран-балка демонтируется с каркаса котла-утилизатора и временных опор, затем демонтируются временные опоры. Монтаж барабанов котла-утилизатора производится автокраном или кран-балкой котельного цеха. На фото 3 приведен пример монтажа блока модуля котла-утилизатора сбоку.

конструкция может быть адаптирована к требованиям по ограничению занимаемого пространства в одном направлении за счет другого. Это особенно актуально при установке КУ в существующем здании при модернизации действующих ТЭС.

Применительно к проекту КУ Пермской ТЭС-9 компоновка котла была ограничена высотой здания. В связи с этим в КУ применялись трубы с длиной оребренной части 17 м вместо требуемых 20–22 м. Для обеспечения параметров пара по контурам КУ уменьшение высоты

котла было скомпенсировано увеличением ширины газохода.

В рамках проекта реконструкции Омской ТЭС-3 с установкой ПГУ-90 спроектированы для размещения в существующем главном корпусе ТЭС и поставлены два котла-утилизатора. Котлы Е-38,3/8,1-5,5/0,63-521/230 – двухконтурные, горизонтальной компоновки с естественной циркуляцией в контурах, предназначены для работы на скользящих параметрах пара высокого давления.

С учетом особенности размещения газовой турбины и расположения выхлопа возникла необходи-

Использование питательной воды от существующих водоподготовительных установок

Современные технологии ведения водно-химического режимов (ВХР) ПГУ отличаются от традиционных, принятых в российской энергетике. Самым распространенным ВХР на существующих ТЭЦ является комбинация гидразино-аммиачной обработки питательного тракта и дозирования фосфатов в испарительный тракт. Нередко при расширении станции заказчик старается оставить традиционный ВХР, предполагая использовать существующее оборудование для химподготовки питательной воды или не желая отходить от проверенной десятилетиями практики. Похожим образом сложилась ситуация с ВХР ГТ-надстройки Пермской ТЭЦ-9. Согласованный водно-химический режим предполагает частичное использование традиционных параметров качества и в то же время, насколько это возможно, приближение показателей к современным рекомендациям.

В данном случае не удалось отказаться от применения гидразина в качестве поглотителя кислорода из-за возможности смешения конденсата и питательной воды от существующих блоков ТЭЦ с новой очередью перед подачей в КУ. Применение гидразина в качестве химического поглотителя кислорода для котлов-утилизаторов нежелательно, поскольку заметно ускоряет эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ) труб поверхностей нагрева. Это явление присуще почти исключительно котлам-утилизаторам, поскольку имеет максимум в зоне температур 130...160 °С при низком давлении.

Для снижения скорости ЭКИ были снижены скорости сред по водяному и испарительному трактам и применены трубы с содержанием хрома для испарителя низкого давления.

Для КУ Пермской ТЭЦ-9 влияние ЭКИ ослаблено повышенной ве-

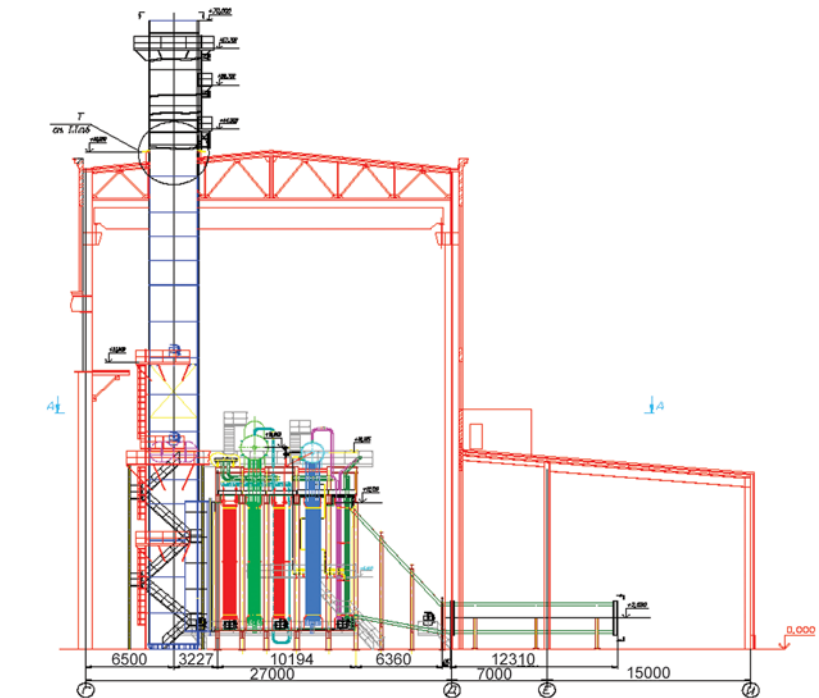


Рис. 3. Котел-утилизатор ПГУ-90 Омской ТЭЦ-3

	До реконструкции	После реконструкции
Установленная мощность:		
– электрическая, МВт	447	607
– тепловая, Гкал/ч	1633	1647
Расход электроэнергии на собственные нужды, $\times 10^6$ кВт · ч	258 (12 %)	302 (8,7 %)
КПД использования топлива, %	66,33	74,55

личной давления в контуре НД, при этом скорость протекания ЭКИ находится вне зоны максимальных величин.

Оценивая возможность использования питательной воды и конденсата от существующих водоподготовительных установок, ОАО ТКЗ «Красный котельщик» проводит анализ основных показателей качества воды, а также оценку скорости образования отложений и их удаления с привлечением специализированных организаций.

Заключение

В табл. приведены сравнительные данные по Пермской ТЭЦ-9 до и после строительства ГТ-надстройки, которые показывают эффективность ее внедрения.

Видно, что увеличение КПД использования топлива после реконструкции ТЭЦ с ГТ-надстройкой достигает значительных величин за счет внедрения бинарного цикла выработки электроэнергии.

Известно, что более 60% электроэнергии в России вырабатывается на электростанциях, сжигающих природный газ, и в большинстве своем они работают по схеме с общим паропроводом. С учетом такой распространенности условий и прогнозируемого экономического эффекта очевидно, что тема расширения существующих КЭС и ТЭЦ надстройками ГТУ и КУ весьма актуальна, а существующий опыт проектирования и изготовления котлов-утилизаторов ОАО ТКЗ «Красный котельщик» будет способствовать его достижению.



ПГУ Буденновской ТЭС введена в эксплуатацию



Новая паровая установка



Дожимные компрессорные установки Enerproject

В соответствии с требованиями действующих регламентов оптового рынка электроэнергии и мощности Буденновская теплоэлектростанция успешно прошла все регламентированные комплексные испытания и аттестацию системным оператором (ОАО «СО ЕЭС»). По результатам аттестации определена установленная мощность энергоблока – 136 МВт. С 1 марта ТЭС начала поставку мощности на рынок.

Буденновская ПГУ-ТЭС вошла в состав «ЛУКОЙЛ-Ставрополь-энерго». Строительство провело ООО «ЛУКОЙЛ-Энергоинжиниринг». Генеральный подрядчик – компания «Синерджетик проджектс».

В состав ПГУ входит следующее основное оборудование: две газотурбинные установки Siemens типа Industrial Trent 60 WLE (прежнее название ГТУ – Rolls-Royce Trent 60 WLE) номинальной мощностью по 64 МВт, сопряженные с электрическими генераторами Siemens AG; одна паровая турбина SST-400 про-

изводства Siemens AG, сопряженная с электрическим генератором фирмы АВВ; два двухконтурных котла-утилизатора ПК-93 производства ОАО «ЗиО» (Подольск), предназначенные для производства перегретого пара высокого и низкого давления за счет утилизации дымовых газов с дожиганием топлива. Основное топливо для ПГУ – попутный нефтяной газ с месторождений ЛУКОЙЛа в российском секторе Каспийского моря.

Подготовку (доочистку, компримирование) и подачу газа в турбины под рабочим давлением 5,8МПа обеспечивает дожимная компрессорная станция. ДКС состоит из трех компрессорных установок (ДКУ) Enerproject типа EGSI-S-100/1000WA, две из которых работают в постоянном режиме, третья – в горячем резерве. Производительность каждой ДКУ – 815 м³/ч.

Особенность проекта – перепад давления газа на входе. Для поддержания постоянного уровня давления компрессорные установки модерни-

зированы – в блок-модуль каждой ДКУ встроен узел редуцирования. Проектные параметры газа по чистоте обеспечивают дополнительные элементы системы фильтрации – внешние фильтры-сепараторы с дренажной системой.

Поэтапный ввод в эксплуатацию дожимной компрессорной станции топливного газа провел «Сервис-ЭНЕРГАЗ» – дочернее предприятие компании ЭНЕРГАЗ. Инженеры выполнили шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные испытания, комплексную проверку ДКС в сопряжении с генерирующим оборудованием ПГУ-135, обучение эксплуатационного персонала.

Энергообъект полностью обеспечит потребности в электрической и тепловой энергии близлежащего нефтехимического завода ООО «Ставролен», также входящего в Группу «ЛУКОЙЛ». По Договору о предоставлении мощности на оптовый рынок (ДПМ) часть энергоресурсов будет направляться и другим потребителям региона.

В рамках V Петербургского
Международного Газового Форума



Петербургский Международный
Газовый Форум

РОС ГАЗ ЭКСПО



6-9

ОКТАБРЯ 2015
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

XIX МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И
ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

РЕКЛАМА



Организатор



Тел.: +7(812) 777-04-07; 718-35-37
st@farexpo.ru www.farexpo.ru

Официальная
поддержка:



Генеральный
бизнес-
партнер:



Официальные
информационные
партнеры:



Деловые
партнеры:



Генеральный
информационный
партнер:



Отраслевой
информационный
партнер:



EXPOFORUM

Стратегический
информационный
партнер:



МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ: конгрессно-выставочный центр «ЭКСПОФОРУМ», Петербургское шоссе, 64/1

Возможность создания ГТУ для ГПА и энергетики на базе интеграции отечественных технологий

А. А. Жинов, А. В. Землянский, Ф. В. Мартынов –
Калужский филиал МГТУ им. Н. Э. Баумана
Э. А. Манушин – МГТУ им. Н. Э. Баумана

Рассматривается возможность импортозамещения путем создания газотурбинных установок мощностью 25...50 МВт для газоперекачивающих станций и энергетики с помощью чисто отечественных технологий авиадвигателестроительных и энергомашиностроительных производств. Предложены и проанализированы схемы таких установок, показана возможность их реализации на базе конкретных отечественных предприятий. Предложенные решения расширяют кооперацию производителей, интегрируют и дополняют их технологические возможности.

В России на газоперекачивающих станциях ОАО «Газпром» и в энергетике эксплуатируются отечественные и импортные ГТУ трех типов: легкие – на базе авиадвигателестроительных технологий, тяжелые (промышленные) – на базе энергомашиностроительных технологий и легкопромышленные – газогенератор (ГГ) авиационного типа и силовая турбина (СТ) промышленного типа [1].

Примером успешной реализации установки легкопромышленного типа является ГТУ RB211-H63 (Rolls-Royce) [2]. Начиная с 1974 г. непрерывно совершенствовалась проточная часть как ГГ, так и СТ этой газотурбинной установки (рис. 1). Сейчас эта установка обладает высокой термодина-

мической эффективностью (КПД 41,5 %) при хороших массогабаритных характеристиках [3].

Существует совместная разработка НПО «Сатурн» и GE Oil & Gas, в которой ГГ отечественного двигателя АЛ-31 согласуется с СТ PGT-25 производства Nuovo Pignone [1].

Следует отметить, что на сегодняшний день отечественные предприятия выпускают ГТУ либо легкого, либо промышленного типа.

Опыт эксплуатации современных отечественных ГПА на базе авиадвигателей (легкого типа) показал, что по эффективности они не уступают импортным аналогам [4]. В то же время такие предприятия, как Невский завод, Уральский турбинный завод (УТЗ), «Дальэнергомаш»

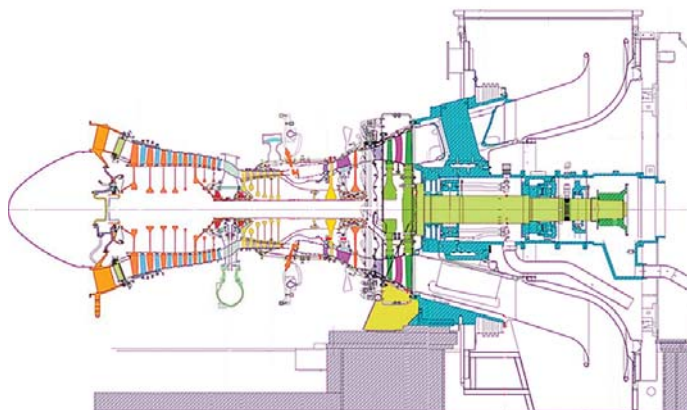


Рис. 1. Проточная часть ГТУ RB211-H63

и др. обладают оборудованием, технологиями и конструкторскими разработками ГТУ с силовыми турбинами промышленного типа, которые как по расходу, так и по мощности могут согласовываться с отечественными ГТ авиационного типа.

Сейчас остро стоит вопрос импортозамещения ГТУ мощного ряда 25...50 МВт, применяемых в энергетике и газоперекачивающих агрегатах.

Для радикального и долгосрочного решения этой проблемы нужен принципиально новый подход, связанный с созданием ГТД, которые удовлетворяют основным требованиям эксплуатации в газотранспортной системе и энергетике России. Такие двигатели должны создаваться на основе современных газотурбинных технологий, применяемых в авиационных и судовых ГТД военного назначения, и с самого начала проектироваться с учетом специфики эксплуатации на газопроводах и ТЭС [7].

Однако разработка и создание таких двигателей потребует значительных инвестиций и времени. В качестве начального этапа реанимации отечественного газотурбостроения возможно создание установок с использованием существующего конструкторского, технологического и производственного задела авиадвигателестроительных («Салют», «Сатурн», ПМЗ и др.) и энергомашиностроительных (УТЗ, НЗЛ, «Дальэнергомаш» и др.) предприятий путем создания горячей части (газоге-

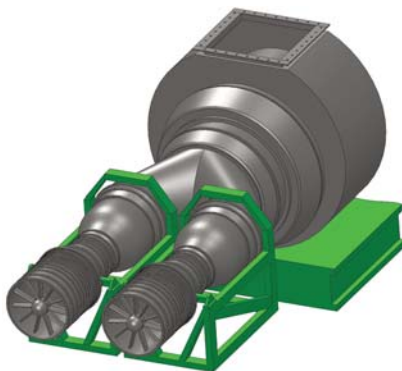


Рис. 2. Общий вид установки по схеме 2 ГТ+1 СТ

Параметры отечественных ГТУ					Таблица 1
Тип ГТУ	Изготовитель	N_e , МВт	η , %	π_k^*	G, кг/с
НК-36	ОАО КМПО	25	35,7	23,1	101,4
НК-18-20	ОАО КМПО	20	32	10	101
ГТН-25	УТЗ	25,5	32,3	12,5	103

Сравнение характеристик ГТУ					Таблица 2
Модель ГТУ	Производитель	Мощность, МВт	η , %	Расход воздуха G, кг/с	Приблизительный вес, т
MS5002(E)	GE	31,5	36	102	67
НК-38СТ (2 ГТ+ 1 СТ)	ОАО КМПО	32	38	109	30
MS6001B	GE	42,1	32,1	141	96
АЛ-31СТЭ (2 ГТ+ 1 СТ)	ОАО «Сатурн»	40	36	129	29
Trent 60	Rolls-Royce	52,6	42	155	—
ГТУ-25П (2 ГТ+ 1 СТ)	ПМЗ	51,2	40	161,4	35

нераторов) на предприятиях, производящих авиационные двигатели, а силового блока – на предприятиях, специализирующихся на производстве стационарных машин.

В МГТУ им. Н. Э. Баумана разрабатываются ГТУ различного назначения на базе существующих отечественных технологий. На кафедре тепловых двигателей и теплофизики прорабатывались варианты ГТУ по схемам 1 ГТ+1 СТ, 2 ГТ+1 СТ и др., работающие как в простой схеме, так и с впрыском пара в проточную часть [8]. При этом использовались разработки отечественных энергомашиностроительных и авиадвигателестроительных предприятий, что позволило сочетать преимущества обоих типов технологий.

В табл. 1 приведены параметры отечественных установок на базе авиадвигателей НК-36, НК-18-20 и промышленной ГТУ ГТН-25, которые по мощности (N_e) и расходу воздуха (G) сопоставимы.

Развитие газотранспортной системы России требует применения ГПА мощностью 25, 32 и 50 МВт [5, 6].

Сейчас «Невский завод» по лицензии производит ГПА «Ладога» с ГТУ MS5002E (GE Oil & Gas) промышленного типа мощностью 32 МВт, а для КС «Портовая» импортируются ГТУ Trent 60 (Rolls-Royce) мощностью 50 МВт, так как отечественные предприятия не производят ГТУ такой мощности для ГПА.

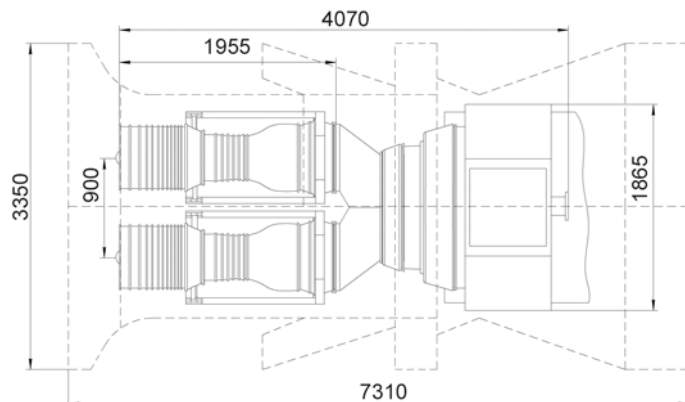


Рис. 3. Сравнение спроектированного двигателя и двигателя MS5002(E) (пунктир)

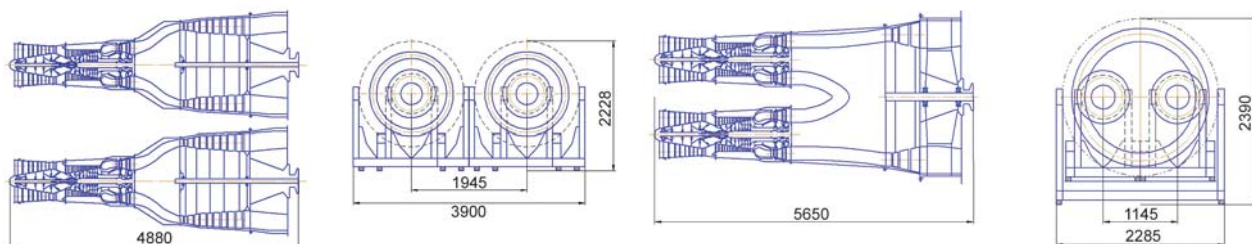


Рис. 4. Сравнение проточной части установок по схеме 2ГТ+1СТ и двух ГТД

В 60-е годы XX века уже применялись маневренные энергетические ГТУ, в которых несколько ГГ авиационного типа (до 10 шт.) согласовывались с одной СТ промышленного типа [7].

Отечественные ГПА мощностью 16...25 МВт на базе авиадвигателей имеют достаточный опыт эксплуатации. Для получения мощности 25...50 МВт предлагается ГТУ со схемой 2 ГГ + 1 СТ. Силовая турбина такой установки – промышленного типа, выпускаемая на отечественных энергомашиностроительных предприятиях.

В табл. 2 приведены полученные характеристики ГТУ на базе отечественных установок со схемой 2 ГГ + 1 СТ в сравнении с импортными установками мощностью 32, 42 и 52 МВт.

Схема ГТУ 2 ГГ + 1 СТ как альтернатива MS5002(E) прорабатывалась дополнительно. Общий вид установки на базе ГГ НК-38СТ показан на рис. 2.

Сравнение габаритов обеих установок представлено на рис. 3.

Аналогичные проработки были проведены для схемы с 2 ГГ АЛ-31СТЭ в сравнении с MS6001B. Была исследована схема с 2 ГГ АЛ-31СТЭ в сравнении с двумя ГТУ АЛ-31СТЭ суммарной мощностью 40 МВт.

На рис. 4 представлено сравнение проточных частей установок на базе безредукторного варианта АЛ-31СТЭ по схеме 2 ГГ + 1 СТ

и двух отдельных ГТД одинаковой суммарной мощности.

Следует отметить, что массогабаритные показатели вариантов ГТУ по схеме 2 ГГ + 1 СТ значительно лучше исходных схем с двумя ГТУ той же суммарной мощности.

Область применения установок такого типа – приводы газоперекачивающих агрегатов в системе ОАО «Газпром», приводы электрогенераторов на пиковых станциях при базовых ТЭС для покрытия потребности в электроэнергии в период пиковых нагрузок, на промышленных электростанциях модернизируемых предприятий.

Производство установок такого типа позволит задействовать отечественные предприятия, специализирующиеся на производстве как стационарных машин, так и авиационных двигателей, с использованием их научно-технического потенциала, обеспечит более эффективную загрузку имеющегося оборудования, послужит базой для улучшения характеристик газогенераторов и силового блока.

Таким образом, используя наиболее отработанные отечественные газогенераторы, мощностью 16...25 МВт и предлагаемые выше схемы (1 ГГ + 1 СТ, 2 ГГ + 1 СТ), можно получить полностью отечественные газотурбинные установки мощностью 25...50 МВт для ГПА и энергетики. Предложенные решения расширяют кооперацию отече-

ственных производителей, интегрируют и дополняют технологические возможности различных предприятий.



Литература

1. Каталог газотурбинного оборудования 2003–2004 гг./ Издательский дом «Газотурбинные технологии», 2004.
2. Robert Farmer/ High performance RB211-H63 gas turbine out in 2012/ GTW № 2, 2010, p. 14–18.
3. Victor de Biasi Gzero power and service life upgrade for old RB211 units/ “Gas Turbine World”, № 5, 2012, p. 24–28.
4. Антипов Б. Н., Егоров И. Ф. Эксплуатационная надежность парка ГПА – основа стабильной работы газотранспортной системы ОАО «Газпром» // Газотурбинные технологии. – 2009. – № 1. – С. 4–9.
5. Стратегии Газпрома // Двигатель. – 2008. – № 3. – С. 19.
6. Louis Zuurhout. Станционные решения для современных магистральных газопроводов // Газотурбинные технологии. – 2008. – № 9. – С. 26–30.
7. Манушин Э. А. Газовые турбины: проблемы и перспективы. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – С. 168.
8. Гридчин Н. В., Жинов А. А., Землянский А. В. Исследование испарительного охлаждения рабочего тела в проточной части когенерационной газотурбинной установки // Вестник МГТУ им. Н. Э. Баумана. Серия Машиностроение. – 2012. – № 1. – С. 81–87.

6-9
ОКТАБРЯ
2015



ПРИ УЧАСТИИ



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПОД ПАТРОНАЖЕМ



V ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНГРЕССНОЙ ПРОГРАММЫ

- Мировые тенденции и государственная политика в газовой отрасли
- Ресурсная база для крупнейших газовых проектов и ключевые аспекты их реализации
- Эволюция роли сжиженного природного газа и его доля в будущем мировом энергетическом балансе
- Газомоторное топливо как фактор экономической эффективности грузоперевозок
- Газохимия – катализатор инновационного развития России
- Сервис и инфраструктура для газовой отрасли
- Экологические аспекты газовой отрасли

ВЫСТАВОЧНАЯ ПРОГРАММА



III Международная специализированная выставка
«INGAS STREAM 2015 – ИННОВАЦИИ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»

ОРГАНИЗАТОР: **ЭКСПОФОРУМ-ИНТЕРНЭШНЛ**



II Международная специализированная выставка
«ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО»

ОРГАНИЗАТОРЫ:
ЭКСПОФОРУМ-ИНТЕРНЭШНЛ и ФАРЭКСПО



XIX Международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства
«РОС-ГАЗ-ЭКСПО»

ОРГАНИЗАТОР: **ФАРЭКСПО**

РЕКЛАМА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



ОРГАНИЗАТОР

EXPOFORUM

СООРГАНИЗАТОР



* ЭКСПОФОРУМ

18+



+7 (812) 240 40 40
(ДОБ. 263, 127, 114)

WWW.GAS-FORUM.RU

Оценка механических потерь мощности газоперекачивающих агрегатов

Э. А. Микаэлян – РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Рассматриваются потери энергии в газотурбинных ГПА, определяемые мощностью, теряемой на преодоление механических потерь в подшипниках, в концевых уплотнениях и в передаче. Уделено внимание отдельным системам агрегата, влияющим одновременно на механические потери и внутренние потери агрегата, причинам роста механических потерь. Анализируются причины, влияющие на надежность, эффективность системы управления режимов работы ГПА компрессорных станций газотранспортных систем.

Машины, вырабатывающие или потребляющие энергию (электрические генераторы, компрессоры, насосы, турбины и т. д.), характеризуются в реальных условиях эксплуатации ее внутренними и внешними потерями.

Внутренние потери энергии определяют в основном изотермический, адиабатный и при определенных условиях политропный КПД. Определение этих КПД основано на термодинамике и не вызывает никаких трудностей, как и для газовых центробежных компрессоров [1, 4].

Внешние потери энергии, которые определяются мощностью, теряемой на преодоление механических потерь, имеющих место в подшипниках, в концевых уплотнениях, устанавливаемых перед подшипниками, и в передачах от ведущих валов привода к ведомым, учитывает механический КПД для всех машин. При электрическом приводе в системах передач преимущественно применяются мультипликаторы с муфтой. От газотурбинного привода к газовому центробежному компрессору (ЦК) энергия передается через удлиненную муфту, называемую провалом. Все муфты, применяемые на ГПА, эластичные, в отличие от зубчатых, не допускающих незначительных отклонений от соосности валов.

Анализ работы и контроль системы смазки в подшипниках агрегата позволил сделать ряд замечаний к техническим условиям (ТУ), выбору качества масла и опыту эксплуатации газотурбинного ГПА [3, 5].

Пути повышения работоспособности опор ГПА связаны с заменой минеральных масел на синтетические. Их дороговизна оправдывается многочисленными преимуществами, на основании данных зарубежных источников. Синтетические масла обеспечивают защиту подшипников от значительного износа; по сравнению с минеральными у них выше термоокислительная стабильность, противоизносные и антикоррозионные свойства, низкая склонность к вспениванию, хорошая деэмульгируемость. Увеличение срока смены масла, снижение расхода энергии предотвращают значительный рост затрат в эксплуатации, уменьшают расходы на ремонтно-техническое обслуживание, снижается также частота выхода из строя подшипников ГПА.

Было доказано, что синтетический смазочный материал обеспечивает защиту подшипников от износа на протяжении всего теоретически прогнозируемого срока службы, тогда как минеральному маслу более высокой вязкости это не под силу. Это подтверждается опытом внедрения синтетических смазочных мате-

риалов на протяжении последних двух-трех десятилетий [2, 7].

Для снижения утечек и повышения надежности торцевых уплотнений в турбокомпрессорах создают противодействие снаружи торцевых уплотнений с помощью воздуха, отбираемого с последней ступени осевого компрессора. Учитывая высокое давление компримируемого газа в центробежном компрессоре ГППА, с целью повышения эффективности уплотнения применяют двухступенчатое уплотнение для снижения механических потерь энергии. Сразу после лабиринтного уплотнения перед подшипником устанавливают торцевое уплотнение. Наиболее распространено торцевое масляное уплотнение. Нормальному функционированию системы способствует поддержание нормального перепада давления масло-газ, что замеряется соответствующим манометром $\Delta P_{\text{м-г}}^{\text{пасп}} = 0,3-0,4$ бар. Масло системы уплотнения должно «передавлять» компримированный газ ЦК ГППА, иначе оно будет газированным и ухудшит работу подшипников агрегата. На практике зачастую значительно превышают перепад давления масло-газ до $\Delta P_{\text{м-г}}^{\text{фак}} = 2-3$ бар и выше. Непременным свидетельством и подтверждением такого нарушения режима является значительное количество масла с механическими примесями в дренажной емкости системы очистки технологического газа на следующей компрессорной станции (КС) по ходу транспортируемого газа. При этом персонал КС отмечает, что у них расход масла поддерживается в норме. Вынужденное превышение предельных уставок по перепаду давления масло-газ вызывается нарушением технического состояния рассматриваемой системы, имеющихся коммуникаций.

Абразивный износ в торцевом масляном уплотнении из-за загрязненности транспортируемого газа сокращает ресурс деталей, систем рассматриваемого уплотнения. При чистом газе ресурс превышает 4 тыс. ч. Ведутся работы по совершенствованию

технологии нанесения антифрикционного слоя из твердых сплавов с плазменным напылением, что можно сделать при восстановительном ремонте.

В последние годы выпускаются ГППА с газодинамическим торцевым уплотнением (ГДУ), где противодействие компримируемому газу создается за счет нагнетательного газа ЦК, у которого повышается давление при проходе зазора между подвижным и неподвижным диском уплотнения по направлению к центру вращения вала ЦК за счет центробежной силы [6, 8].

Значительные преимущества ГДУ: отсутствие сложных вспомогательных систем масляного хозяйства; отсутствие загрязнения газа маслом и загрязняющего масла; потери энергии на трение по сравнению с масляным уплотнением не превышают 10 %; сокращение работ по обслуживанию; отсутствие контакта сопряженных деталей, вследствие чего значительно уменьшается износ деталей и увеличивается срок службы; пренебрежительно малые утечки газа в рабочем режиме 0,015–0,030 м³/мин.

Проблемы с ГДУ появляются при подготовке агрегата к пуску и в начальный момент до достижения максимального рабочего давления в ЦК, при котором нагнетательный газ не может создать необходимое противодействие в ГДУ, что вызывает значительные утечки технологического газа ЦК. Следующая проблема при работе ГДУ связана со сложностью подготовки уплотнительного газа с высокой степенью очистки от механических примесей до 2–3 мкм.

Воздух, отбираемый с последней ступени ОК ГТУ, помимо создания противодействий на концевых уплотнениях ГППА, используется для многих других технологических нужд, и надежность работы в этих случаях влияет на техническое состояние отдельных элементов и ГППА в целом. Этот воздух используется и для работы эжектора отсоса масляных паров в выхлопную трубу

с поддона картеров турбокомпрессора и ЦК; для подачи на входе в воздухозаборную камеру против обледенения; для подачи в аккумулирующие баллоны и в воздушный коллектор для использования на различные технологические нужды; для использования в качестве импульсного воздуха.

Одно из основных его назначений связано с охлаждением горячих деталей газовой турбины: дисков и рабочих лопаток первой ступени. Сжатый воздух, отбираемый из ОК, также используется для обеспечения надежной, безопасной работы многоступенчатого ОК с высокой степенью сжатия – 8 и выше, с температурой в конце сжатия свыше 350 °С. При этом для избежания коробления ОК сжатый воздух с последних ступеней подается для подогрева на начальные ступени корпуса ОК, температура которых на входе по паспортным данным 15 °С, а фактически изменяется значительно, особенно для северных районов.

Такая широкая сфера применения воздуха, отбираемого с последней ступени ОК, может ухудшить эксплуатационные характеристики и надежность работы ГТУ. Это особенно критично для авиационных ГППА, у которых максимальная температура превышает 1050–1100 °С. Это связано со стремлением повысить единичную мощность ГТУ при прочих равных условиях и без повышения прочностных характеристик соответствующих материалов ГТУ. Такое обстоятельство значительно снижает полезную эффективную мощность ГТУ с 30–35 % до 25 % и ниже мощности, вырабатываемой газовой турбиной (ГТ), а также снижается общий ресурс – сроки службы от 100 тыс. ч у стационарных ГТУ до 30–50 тыс. ч у авиационных [9, 10].

В некоторых случаях сжатый воздух, отбираемый с последних ступеней ОК, используют в модернизированной универсальной системе очистки проточной части ОК и в качестве активного газа для подачи мощного раствора при промывке

ОК, а также для подачи в эжектор «мягких абразивов» на вход ОК при очистке его проточной части на работающем агрегате.

После остановки двигателя течение охлаждающего воздуха, отбираемого с последней ступени ОК, прекращается, а теплота от нагретых деталей газовой турбины поступает в масляную полость. При нормальной остановке двигатель работает в течение примерно 5 мин на режиме малого газа, что позволяет понизить температуру нагретых узлов с 450 °С и более до 300 °С, а стенки корпуса подшипника, каналов подачи масла – до 220 °С. При этом температура полых сопловых лопаток турбины высокого давления в потоке газа достигает 750 °С.

Для обеспечения нормальной безопасной работы систем, пользующихся отбором воздуха с последних ступеней ОК, необходимо вести регулярное обследование, профилактику и обеспечение нормального фракционного состава механических примесей в воздухе согласно существующим регламентам.

Следует отметить невысокую эксплуатационную пригодность системы очистки воздуха в воздухоочистительном устройстве (ВОУ) ГППА. Органические механические частицы, содержащиеся в воздухе, налипают, откладываются в проточной части ОК уже при размере от 5-6 мкм и выше. Если механические частицы неорганической природы, соли разных металлов, то при их размере от 10–12 мкм и выше происходит коррозия, эрозия, абразивный износ лопаточного аппарата и во входном устройстве ОК. А в ТУ ряда ГППА требования к очистке воздуха фильтрами ВОУ значительно занижены, допускается прохождение механических частиц размером до 20 мкм, а в некоторых случаях до 40 мкм. Достаточно проработать ГППА в таких условиях непродолжительное время, и характеристики ОК и ГППА в целом значительно ухудшатся. По данным эксплуатации, при загрязнении проточной части ОК КПД его может снизиться на 3–5 %. Соответ-

ственно, снижение мощности и КПД ГППА составит до 4%. Для борьбы с отмеченным недостатком на КС применяют сложные системы очистки проточной части ОК на работающем и остановленном агрегате. Периодичность очистки на работающем агрегате с «мягкими» абразивами 150–160 ч, а очистку проточной части ОК проводят во время остановки ГППА на ремонт. Эти работы сопряжены со значительными издержками. Исходя из этого, следует предложить более совершенную систему очистки проточной части ОК ГППА от механических примесей, превышающих хотя бы 10–12 мкм.

При этом гидравлическое сопротивление во входном тракте ОК повысится не из-за загрязнений проточной части, а за счет повышения качества очистки с помощью совершенных фильтров, и отпадет необходимость в большей части работ, связанных с очисткой проточной части ОК. Эффективность данного предложения значительно повысится за счет применения совершенных конструкций соответствующих фильтров с двумя ступенями очистки воздуха на входе в ОК. Производство таких фильтров может быть представлено, например, подольским предприятием.

Необходимо разработать систему воздухоочистки, обеспечивающую работу ОК ГТУ без значительного загрязнения проточной части в процессе эксплуатации при предельном значении размера частиц в потоке воздуха, не превышающем 10-12 мкм.

Если требования к фракционному составу механических примесей в воздухе не повысятся вследствие производственных проблем, необходимо усилить развиваемую систему очистки от механических примесей, принимая современные методы очистки на работающем и остановленном агрегате КС. Согласно рекомендаций ООО «ВНИИ-ГАЗ» и заводов-изготовителей, очистку ОК ГППА следует производить через каждые 330–350 ч работы агрегата. Несоблюдение рекомендаций ведет к снижению КПД ГТУ до

1,5 % и перерасходу топливного газа до 300 тыс. м³ в год на агрегат. Увеличение перепада давлений во входном тракте ОК до 50 % против нормы снижает мощность ГТУ на 1 % и увеличивает расход топливного газа на 200 тыс. м³ в год на агрегат.

Следует отметить, что качество воздуха, отбираемого от ОК, влияет как на механический КПД ГТУ и ЦК, так и на адиабатный КПД ОК, ГТ, на КПД элементов и систем ГППА и политропный КПД ЦК. Адиабатные КПД ОК, ГТ, политропный КПД ЦК зависят от аэродинамики процессов в этих машинах и определяются на основании термодинамических соотношений [1, 11, 13].

Мощность, теряемая на преодоление механических потерь, и связанный с этим механический КПД ГТУ и ЦК зависят от работы целого ряда систем ГППА: маслосистем смазки и уплотнения, эжектора отсоса масляных паров с поддона картеров агрегата, обеспечивающих надежную, эффективную работу подшипников, торцевых масляных и газодинамических уплотнений.

Увеличение нагрузочных характеристик агрегатов (в первую очередь температуры газов перед турбиной, частоты вращения вала и предельного соотношения давлений в ОК) приводит, особенно для авиационных агрегатов, к увеличению отбора сжатого воздуха от ОК, осложнению работы вышеупомянутых систем, влияет на снижение располагаемой мощности агрегата и угрожает режиму работы и потребной мощности для компримирования газа с учетом механических потерь [10, 12].

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

При контроле режимов работы и состояния агрегата часто невозможно установить на ранней стадии надвигающийся отказ, связанный с зарождением неисправностей и проявляющийся мгновенно. В ряде случаев приборы могут установить лишь наличие отказа.

Дефекты оборудования, в основном не поддающиеся обнаружению на ранней стадии с помощью существующих КИПиА, проявляются при нарушениях, связанных с механическими повреждениями в сопряженных деталях, в подшипниковых узлах, уплотнениях; при нарушении поверхностей проточной части поточных машин; при нарушениях аэродинамики потока, вызванных недопустимым, опасным режимом работы.

Дефекты, связанные с такими механическими повреждениями, как появление на ранней стадии разрушения подшипников, износа лабиринтных уплотнений, трещин и прогаров стенок камеры сгорания, лопаток турбомашин не могут быть установлены и обнаружены существующими приборами и средствами контроля, пока не произойдут более серьезные нарушения в работе агрегата. Большую роль должны сыграть в этом случае специальные методы диагностики, в частности вибродиагностика, позволяющая определить неисправность не только прогрессирующую с течением времени, но и проявляющуюся мгновенно.

Широко применяемые методы термогазодинамической диагностики, неразрушающего контроля (ультразвуковой контроль, магнитопорошковая диагностика, цветная дефектоскопия, вихретоковый метод и т. д.) направлены на поиск и обнаружение уже развившихся трещин и других дефектов, что недостаточно для обеспечения надежности механических систем и лопаточного аппарата. Этим можно объяснить большой процент дефектов, приходящихся на долю механических систем и проточной части агрегатов в процессе эксплуатации.

При отсутствии методов ранней диагностики состояния металла внезапные усталостные повреждения неизбежны.

Таким образом, методы термогазодинамической диагностики и неразрушающего контроля направлены на обнаружении неисправностей ГППА, прогрессирующих со временем. Вибродиагностика универсальна, так как позволяет обнаруживать неисправности не только прогрессирующие, но и проявляющиеся мгновенно. Но при этом необходимо соответствующее аппаратное, программное и организационное обеспечение. По аппаратному обеспечению сейчас нет никаких проблем. Датчики, контролеры известных фирм, например ССС, неинерционны и мгновенно передают сигналы о предельных перегрузках по напорным, расходным параметрам исполнительному прибору для предотвращения неустойчивой работы оборудования. Программное обеспечение вызывает значительные трудности для ГППА, так как по спектру характеристик вибрации от многочисленных гармоник и субгармоник трудно однозначно определить источник вибрации сложного оборудования. При этом вибрация носит сложный характер, может иметь место периодическая, непериодическая вибрация, переходная или субгармоническая, или случайная, что осложняет разработку программного обеспечения. Сложности при составлении программного обеспечения объясняются и тем, что каждый тип агрегата требует свое программное обеспечение. Необходимо также учитывать, что с наработкой каждого типа агрегата исходное программное обеспечение искажается. Третье условие для применения вибродиагностики – это организационное обеспечение, согласно которому прибор должен быть штатным и записывать показания виброхарактеристик оборудования, на котором установлен, непрерывно, т. е. не должен быть переносным. Во всех ГППА, преимущественно отечественных, стационар-

ных, согласно ТУ установка штатных приборов вибродиагностики не предусмотрена.

Прогрессивным методом обнаружения неисправностей деталей агрегата в период зарождения дефекта можно считать магнитно-эмиссионный. Известны в этом направлении разработки и предложения для ранней диагностики НПО «Энергодиагностика», г. Реутов, основанные на использовании магнитной памяти металла к действию фактических рабочих нагрузок. Данный способ позволит без зачистки поверхности своевременно определить вкладыши подшипников, шейки валов, лопатки, работающие в наиболее напряженных условиях и предрасположенные к повреждениям. Оценка состояния лопаток с использованием магнитной памяти металла представляет собой экспресс-метод и позволяет выполнить во время ремонта контроль не менее 100 лопаток турбин за 3–4 ч, а также подшипниковых узлов и уплотнений.

Техническое состояние всех рассмотренных систем ГППА значительно влияет на величину механической мощности ($N_{\text{мех}}$), теряемой при передаче энергии от привода к ГПА – газовому центробежному компрессору при определении располагаемой эффективной мощности ГТУ.

$$N_e = N_i + N_{\text{мех}}, \quad (1)$$

где N_e – эффективная мощность на муфте привода; N_i – внутренняя мощность ЦК.

В существующих нормативных документах для ГППА нет рекомендаций и предложений по определению мощности, теряемой на преодоление механических потерь, которые имеют место в подшипниках, в концевых уплотнениях и в передаче, и в равной степени по определению механического КПД ГПА. А в тех регламентах, где приведены рекомендации для перечисленных характеристик ГПА, они приводятся оценочно в зависимости от внутренней относительной мощности ГПА – газового ЦК (или центробежного нагнетателя) или же приво-

дятся с ошибками ряда характеристик ГППА [14], [15, 16, 17].

Так, в п. 5.2.1 [14] КПД ГПА с газотурбинным приводом (ГППА) вычисляется по формуле:

$$\eta_{\text{ГППА}} = \eta_{\text{е}} \times \eta_{\text{пол}}, \quad (2)$$

где $\eta_{\text{е}}$ – эффективный КПД ГТУ; $\eta_{\text{пол}}$ – политропный КПД ЦК.

Эффективная мощность на муфте привода вычисляется по формуле:

$$N_{\text{е}} = N_i / \eta_{\text{м}}, \quad (3)$$


где $\eta_{\text{м}}$ – механический КПД ЦК, принимается равным 0,985 или оценивается при проведении специальных испытаний; или оценивается еще с меньшим значением:

$$\eta_{\text{м}} = N_i / N_{\text{е}} = N_i / 0,01N_i = 0,99. \quad (4)$$

Использование в технических характеристиках, при расчетах показателей энергоэффективности и технического состояния, при расчетах диспетчерских служб по информационным технологиям, при решении режимных задач систем управления и определении располагаемой эффективной мощности ГППА работающих на КС газопроводов – это неполный перечень работ, проводимых при проектировании и эксплуатации газотранспортных систем с ГППА, и для правильного решения этих задач обязательным условием является определение механического КПД ЦК не оценочно, а на основании уравнения (1): $N_{\text{мех}} = N_{\text{е}} + N_i$.

Программное обеспечение информационных технологий диспетчерских служб с использованием значений механического КПД ЦКН по оценке (3), (4), а в ряде случаев при определении КПД ГППА вообще не учитывает механический КПД ГПА – ЦК, что следует из (2), дает ошибочное решение без учета мощности, расходуемой при передаче энергии от привода к центробежному нагнетателю. Все зависит от разницы между фактическим определением мощности, теряемой на механические потери энергии ($N_{\text{мех}}^{\text{ф}}$), и оценочным его значением ($N_{\text{мех}}^{\text{оц}}$). При значительной разнице могут

быть сбои в контроле и управлении режимами работы ГППА КС, при незначительных отклонениях, влияющих на точность режимных задач, при длительном времени будут снижаться показатели надежности, эффективности и качества управления режимов работы ГППА КС ГТС.

Полученное таким образом неправильное решение, отмеченное выше и используемое в системе управления диспетчерских служб ГТС, может повлиять на надежность, эффективность и качество управления производственных процессов. 

Литература

1. Микаэлян Э. А. Техническое обслуживание энерготехнологического оборудования, газотурбинных газоперекачивающих агрегатов системы сбора и транспорта газа. Методология, исследования, анализ и практика. - М.: Топливо и энергетика, 2000. - 304 с.
2. Блох Г. П., Боннин М. Дж. Снижение энергозатрат и затрат на техническое обслуживание, ремонт оборудования // Нефтегазовые технологии. - 2004. - № 6. - С. 62–66.
3. ГОСТ Р 54404-2011. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия.
4. Микаэлян Э. А. Повышение качества, обеспечение надежности и безопасности магистральных газонефтепроводов для совершенствования эксплуатационной пригодности. - Серия: Устойчивая энергетика и общество. Под ред. проф. Г. Д. Маргулова. - М.: Топливо и энергетика, 2001. - 640 с.
5. Микаэлян Э. А. в соавт. Промышленная безопасность компрессорных станций. Управление безопасностью и надежностью / Под ред. А. И. Владимирова, В. Я. Кершенбаума. - М.: Национальный институт нефти и газа, 2008. - 640 с.
6. Микаэлян Э. А. Влияние механических потерь газоперекачивающих агрегатов на эффективность управления производством газотранспортных систем // Управление качеством в нефтегазовой промышленности. - 2013. - № 3. - С. 33–36.
7. Микаэлян Э. А. Определение характеристик и технического состоя-

ния газотурбинных газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций на базе упрощенной термодинамической модели // Управление качеством в нефтегазовой промышленности. - 2014. - № 1. - С. 44–48.

8. Микаэлян Э. А. Обследование обслуживания газонефтетранспортных систем // Тяжелое машиностроение. - 2014. - № 4. - С. 18–25.

9. Микаэлян Э. А. От энергосберегающей технологии к ресурсосберегающей, от энергоаудита к ресурсаудиту // Газовая промышленность. - 2014. - № 4. - С. 70–73.

10. Микаэлян Э. А., Седов В. В. Определение характеристик газотурбинных газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций и газопровода в условиях эксплуатации // Компрессорная техника и пневматика. - 2014. - № 4. - С. 14–19.

11. Микаэлян Э. А. Исследование эффективности работы газотурбинных газоперекачивающих агрегатов газопроводов в условиях низконапорной технологии транспорта газа // Газотурбинные технологии. - 2014. - № 7. - С. 28–33.

12. Микаэлян Э. А. Модифицированные системы пуска газотурбинной установки сжатым воздухом // Промышленный сервис. - 2014. - № 4. - С. 32–38.

13. Микаэлян Э. А. Влияние температуры наружного воздуха на располагаемую мощность газотурбинных агрегатов // Энергобезопасность, энергосбережение. - 2014. - № 3. - С. 23–28.

14. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.

15. СТО Газпром 2-3.5-113-2007. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем.

16. ПР 51-31323949-43-99. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.

17. РМГ 43-2001 ГСИ. Применение Руководства по выражению неопределенности измерений.



ИСКРА АВИГАЗ

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ОБЪЕДИНЕННЫЕ ГАЗОПРОМЫШЛЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ «ИСКРА-АВИГАЗ»

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

- Разработка концепции блочно-модульной компрессорной установки
- Унифицированный газоперекачивающий агрегат для реконструкции агрегатов ГПУ-10, ГПА-Ц-16, ГТК-10-4
- Аппарат воздушного охлаждения сжатого природного газа в составе компрессорных станций
- Мультициклонный сепаратор для очистки природного газа от примесей твердых и жидких частиц
- Комплексное воздухоочистительное устройство для капитального ремонта газоперекачивающих агрегатов
- Шкаф датчиков и агрегатов системы топливопитания и управления двигателем
- Блок топливной аппаратуры и фильтрации агрегата ГТК-10-4
- Модернизация передвижных газотурбинных электростанций ПАЭС-2500М и ЭГ-2500М
- Выхлопное устройство для модернизации газотурбинных электростанций ПАЭС-2500М и ЭГ-2500М
- Производственный комплекс по производству компрессоров в г. Пермь



ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- Проектно-конструкторские работы
- Производство газоперекачивающих агрегатов
- Реконструкция газоперекачивающих агрегатов
- Поставка и ввод в эксплуатацию ГТУ, ГПА и ГТЭС
- Модернизация передвижных электростанций
- Производство компрессоров
- Гарантийное и послегарантийное обслуживание
- Обеспечение запасными частями
- Ремонт
- Обучение

Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 93
Тел.: (342) 241-41-24, 241-41-95, 240-90-16, 240-92-94 Факс: (342) 244-02-80
E-mail: info@avigaz.perm.ru
614025, г. Пермь, Бродовский тракт, 11Б Тел./факс: (342) 249-07-00

Метод определения количества воздуха, поступающего в компрессор ГТЭ-110

И.В. Будаков – независимый эксперт

В последнее время все чаще вводятся в эксплуатацию энергоблоки на базе ПГУ. Помимо выработки электроэнергии газовые турбины регулируют температуру выхлопных газов, поступающих в котел-утилизатор для производства пара. Характер работы газовых турбин на таких электростанциях несколько отличается от режима работы в открытом цикле, поэтому изучение неустановившихся аэродинамических явлений в осевых компрессорах ГТЭ представляет большой практический интерес. Особенно это касается отечественной ГТЭ-110, коэффициент надежности которой желательно повысить.

Все явления в осевых компрессорах, сопровождающиеся пульсациями параметров газа, характерным звуком, а иногда и поломками лопаток, принято называть помпажом. Это название используют для совершенно различных нестационарных аэродинамических явлений.

Первый тип – это чисто аэродинамические явления, в которых упругость лопаток не имеет особого значения. К нему относятся вращающийся срыв, местные срывы потока и т. д. Второй тип – аэродинамические явления с различными видами флаттера, аэродемпфирование и др., где упругость лопаток играет важную и существенную роль.

Положение рабочей точки на характеристике компрессора газовой турбины изменяется во времени не только от перемены температуры воздуха перед компрессором, генерируемой мощности, но и от положения входного направляющего аппарата (ВНА). Если при постоянном числе оборотов уменьшается расход воздуха через ступени компрессора, то очевидно, что угол атаки рабочей решетки будет возрастать. Если угол атаки при обтекании решетки приближается к критическому значению, происходит срыв. Отрадно, что срыв происходит не на всех лопатках решетки, останавливаясь на определенной группе лопаток, создавая тем самым вращающийся срыв. Локализовать это явление

можно снижая угол атаки потока. В этой связи информация, позволяющая предупреждать приближение к зоне неустойчивой работы в свете частых разрушений ГТЭ-110, весьма актуальна.

Система автоматики регулирует режим работы ГТУ с поддержанием заданной мощности, постоянной частоты вращения (при работе ГТЭ вне энергосистемы) и температуры выхлопных газов с помощью поворотного входного направляющего аппарата перед компрессором. Стандартная универсальная характеристика ГТУ и графики (формулы) приведения ограничения мощности для ГТЭ-110 не учитывают особенностей работы ГТЭ в составе ПГУ, поскольку при подобных многофакторных воздействиях на изменение режима не выполняется условие их подобия. Наиболее надежным способом получить характеристики ступени компрессора является определение их в процессе испытаний компрессора на специальных стендах. Выстроить положение точек или зафиксировать их перемещение в масштабах относительной характеристики компрессора для разных режимов возможно исключительно при известном расходе воздуха в компрессор. Данный параметр не измеряется в штатной системе управления энергоблока, однако его косвенный показатель – избыток воздуха в продуктах горения –

можно вычислить, исходя из содержания кислорода в уходящих газах. Такой параметр контролируется штатной системой АСУ ТП, что позволяет в дальнейшем вычислить количество воздуха, поступившего в компрессор ГТЭ.

Используя современную АСУ ТП, вполне реально транслировать состояние компрессора относительно границы зоны устойчивой работы в режиме текущего времени. С применением ее архивной базы появляется возможность мониторинга работы компрессора за определенный период работы. Ниже представлен алгоритм расчетов для определения расхода воздуха, поступающего в компрессор газовой турбины.

Для расчета понадобятся такие исходные данные, как химический состав газа и его физические свойства. Каждой электростанции, генерирующей мощность посредством использования в качестве топлива природного газа, предоставляется «Паспорт качества газа», в котором указаны свойства газа, серосодержа-

щие включения, молярная доля негорючих примесей CO₂, N₂ и т.д. Химический состав газа можно корректировать по запросу у газотранспортной компании, транспортирующей газ к потребителю.

Определение объемного расхода воздуха, поступающего в компрессор

Теоретический объем воздуха V⁰, необходимый для сгорания 1 м³ газа, определяется по формуле, нм³/нм³:

$$V^0 = [0,5CO + 0,5H_2 + 2CH_4 + \Sigma((m + n/4) C_mH_n) + 1,5H_2S - O_2] / 21. \quad (1)$$

Например, для состава газа (табл.) V⁰ = 9,4462 нм³/нм³.

Коэффициент избытка воздуха определяется по кислородной формуле:

$$\alpha_{ГТ} = [atm k_{O_2} / (1 - \beta) \times \times (atm k_{O_2} - vт k_{O_2})] \quad (2)$$

Здесь atm k_{O₂} – концентрация кислорода в атмосферном воздухе, %, vт k_{O₂} – концентрация кислорода в выхлопных газах ГТ, %, β – доля отбираемого воздуха работающей антиобледенительной системы ГТ. β ≈ 2,4·10⁻², уточняется индивидуально для каждого эксперимента в зависимости от загрузки газовой турбины (точнее от давления воздуха за 10-й ступенью компрессора).

Состав природного газа, сжигаемого в КС ГТЭ-110		
	Объемная доля, %	Плотность, кг/м ³
Метан CH ₄	98,9	0,716
Этан C ₂ H ₆	0,13	1,342
Пропан C ₃ H ₈	0,01	1,967
Бутан C ₄ H ₁₀	0,01	2,593
Углекислый газ CO ₂	0,08	1,964
Азот воздуха N ₂	0,87	1,257

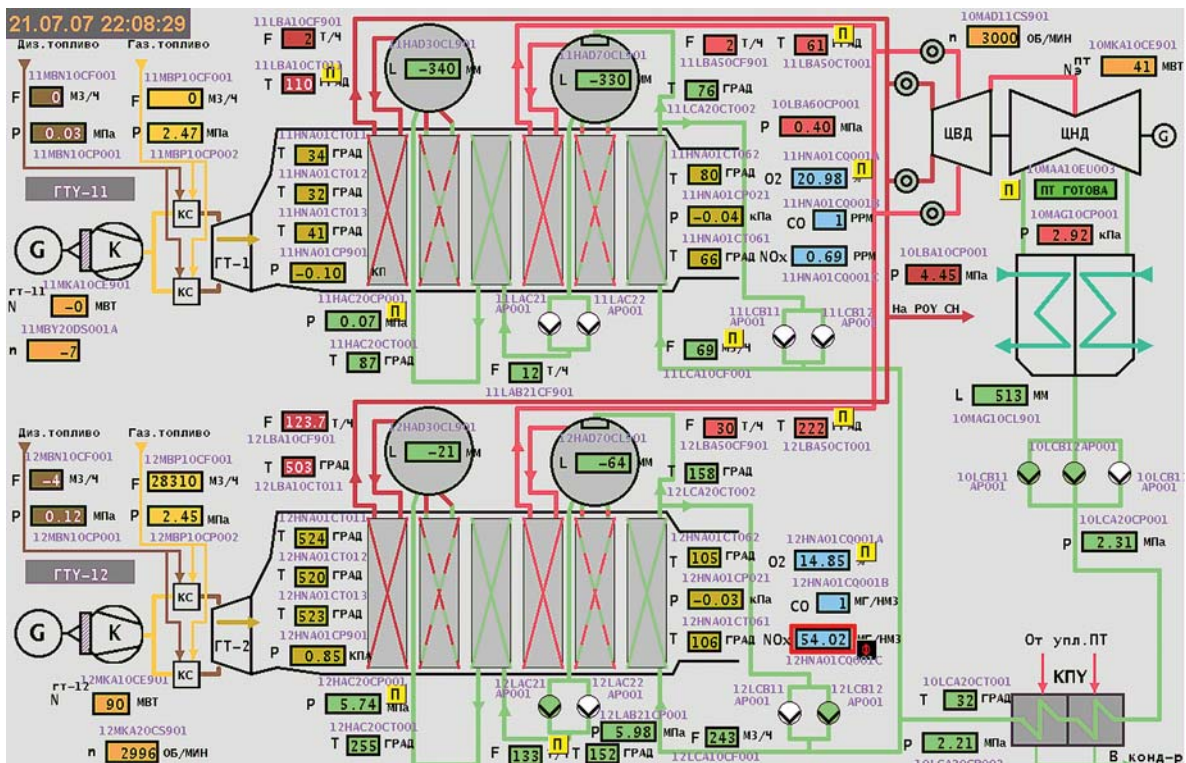


Рис. 1. Мнемосхема блока ПГУ-325

Величины следует принимать согласно показаниям приборов, указанных на мнемосхеме (рис. 1). В связи с тем что ГТУ-11 не работает, содержание кислорода в атмосферном воздухе (в данном примере) соответствует значению, определенному прибором «Содержание кислорода в уходящих газах КУ-11», следовательно, $\text{atm}k_{\text{O}_2} = 20,98\%$.

Показания газоанализатора *kks 12HNA01CQ001A* «Содержание кислорода в уходящих газах КУ-12» фиксирует наличие кислорода в выхлопных газах 14,85 %. Применяя показания этого прибора, принимаем, $\text{вг}k_{\text{O}_2} = 14,85\%$.

Поскольку антиобледенительная система в летний период не используется (см. дату на рис. 1), $\beta = 0$. На основании вышеизложенного коэффициент избытка воздуха составляет:

$$\alpha_{\text{ГТ}} = [20,98 / (1 - 0) \times (20,98 - 14,85)] = 3,4225.$$

Удельный расход воздуха, поступающего в компрессор турбины при сжигании 1 м³ природного газа, м³/м³,

$$v_B = \alpha_{\text{ГТ}} V_0 \quad (3)$$

равен $v_B = 32,33 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Подставляя это значение в (4), определяем общее количество воздуха, поступающего в компрессор турбины за 1 с, м³/с:

$$G_B^V = v_B G_{\text{пр}}, \quad (4)$$

где $G_{\text{пр}}$ – расход природного газа в камеру сгорания ГТ, $\text{нм}^3/\text{ч}$. Значение принимается по показанию прибора *kks 12MBP01CF001A* $G_{\text{пр}} = 28310 \text{ нм}^3/\text{ч}$ (7,864 $\text{нм}^3/\text{с}$).

Нормальные значения выбираются в соответствии с ГОСТ 8.395-80 ($t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, $p = 101,325 \text{ кПа}$, 760 мм рт. ст., $\phi = 60\%$), поэтому плотность природного газа указана при $+20 \text{ }^\circ\text{C}$, следовательно, на первом этапе определяется объемный расход воздуха, поступающего в компрессор, $G_B^V = 254,237 \text{ нм}^3/\text{с}$ (соответствующий параметрам ГОСТ 8.395-80).

Массовый расход воздуха вычисляется исходя из его физических свойств при нормальных условиях $\rho_B = f(p, t, \phi)$ по формуле

$$G_B = G_B^V \rho_B, \text{ кг}/\text{с}. \quad (5)$$

Определение плотности воздуха

Исходные данные для расчета: $P_{\text{атм}}$, $T_{\text{атм}}$ – давление (бар) и температура (К) наружного воздуха – принимаются исходя из показаний приборов АСУ ТП ПГУ; $\mu_{\text{св}} = 28,9645 \text{ г}/\text{моль}$, $\mu_{\text{п}} = 18,01528 \text{ г}/\text{моль}$ – молярная масса сухого воздуха и водяного пара; $\mu_R = 8,31 \text{ Дж}/(\text{моль}\cdot\text{К})$ – газовая постоянная; ϕ – относительная влажность наружного воздуха, %.

Последовательность расчета: по температуре наружного воздуха находится давление насыщения водяных паров в воздухе $P_{\text{НП}} = f(T)$; далее определяется давление перегретого пара в воздухе: $P_{\text{П}} = P_{\text{НП}} \times \phi$; затем рассчитывается давление сухого воздуха $P_{\text{св}} = P_{\text{атм}} - P_{\text{П}}$. Значение абсолютного влагосодержания воздуха d находится по формуле

$$d = (P_{\text{П}} \mu_{\text{п}}) / (P_{\text{св}} \mu_{\text{св}}), \text{ г}/\text{кг}. \quad (6)$$

Необходимая для определения массового расхода плотность воздуха рассчитывается по формуле

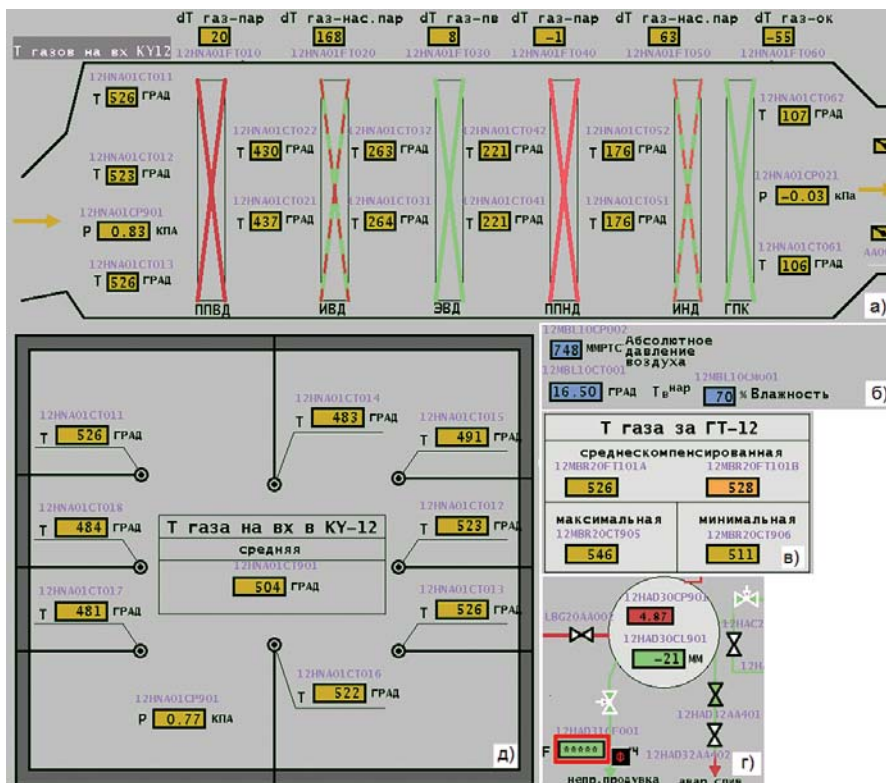


Рис. 2. Части мнемосхем АСУ ТП ПГУ-325:

- а – температура газов по тракту котла-утилизатора;
- б – параметры наружного воздуха;
- в – температура выхлопных газов ГТЭ-110;
- г – параметры БВД и воды за ЭВД;
- д – средняя температура газов перед пароперегревателем котла-утилизатора

$$P_{HB} = [P_{атм} 10^5(1 + d)] / [(R_{CB} + R_{П}d)T], \text{ кг/м}^3 \quad (7)$$

где газовые постоянные для сухого воздуха R_{CB} и водяного пара $R_{П}$ соответствуют:

$$R_{CB} = 287,055 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)},$$

$$R_{П} = 461,520 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$$

Плотность воздуха при нормальных условиях равна $\rho^{20^\circ} = 1,1978 \text{ кг/м}^3$. Для сравнения: плотность атмосферного воздуха по условиям ИСО $p = 1,013 \text{ бар}$, $t = 15^\circ\text{C}$ и относительной влажности воздуха 60% составляет $\rho_{нв} = 1,2198 \text{ кг/м}^3$.

Массовый расход воздуха, поступающего в компрессор, приведенный к нормальным условиям и условиям ИСО, соответственно $G_B^{HY} = 304,52 \text{ кг/с}$ и $G_B^{ИСО} = 310,17 \text{ кг/с}$. Поскольку плотность газа дана при 20°C , то справедливо принимать за истинные значения массовый расход воздуха при нормальных условиях G_B^{HY} .

Действительная плотность атмосферного воздуха при $p = 0,993 \text{ бар}$ (748 мм рт. ст.) $t = 16,5^\circ\text{C}$ и относительной влажности 70% составляет $\rho_{нв}^d = 1,1883 \text{ кг/м}^3$. Объемный расход воздуха, поступающего в компрессор ГТЭ-110, вычисляется по формуле

$$G_B^V = G_B^{HY} / \rho_{нв}^d \quad (8),$$

$$G_B^V = 256,27 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Полученная величина важна для определения скорости потока на участках воздуховода, однако плотность воздуха необходимо корректировать для каждого участка исходя из значений падения полного давления рассматриваемого участка.

Массовый расход воздуха при полном открытии ВНА (0°) в соответствии с Техническими условиями на ГТЭ-110 равен $360,8 \text{ кг/с}$. С изменением температуры воздуха массовый расход воздуха в компрессор снижается. Так, для температуры $16,5^\circ\text{C}$ расход воздуха при ВНА (0°) составит $358,7 \text{ кг/с}$.

Погрешность расчета предложенного метода определяется при помощи уравнения теплового баланса ($Q_G = Q_B$) между выхлопными газами, поступающими в котел-утилизатор (с одной стороны), и пароводяной составляющей котла-утилизатора (с другой стороны) с использованием показаний контрольно-измерительных приборов АСУ ТП.

Полезное тепло, отданное выхлопными газами, определяется по уравнению

$$Q_G = G_{вг} \cdot (i_{вх} - i_{вэ}), \text{ кВт}, \quad (9)$$

где $G_{вг}$ – массовый расход выхлопных газов ГТЭ-110 ($G_{вг} = G_B^{HY} + G_{П}^L = 316,46 \text{ кг/с}$); i – энтальпия выхлопных газов: перед пароперегревателем КУ $i_{вх} = 853 \text{ кДж/кг}$ (при $t = 504^\circ\text{C}$, рис. 2д) и за экономайзером высокого давления (ЭВД) $i_{вэ} = 530,7 \text{ кДж/кг}$ (при $t = 221^\circ\text{C}$, рис. 2а).

Тепло, переданное питательной воде и пару высокого давления, рассчитывается по формуле

$$Q_B = [Q_{пп} + Q_{пв} + Q_{пп} + Q_{БВД}] / (1 - q_5), \text{ кВт}. \quad (10)$$

Здесь тепло переданное перегретому пару, кДж/с:

$$Q_{пп} = D_{пп} \cdot (h_{пп} - h'); \quad (11)$$

тепло, переданное питательной воде, кДж/с:

$$Q_{пв} = W_{пв} \cdot (h_{вэ2} - h_{вэ1}); \quad (12)$$

тепло, ушедшее с водой «непрерывной продувки», кДж/с:

$$Q_{пп} = W_{пп} \cdot (h' - h_{вэ2}); \quad (13)$$

тепло, аккумулированное в БВД (т. е. подъем уровня воды в БВД, при отрицательном значении следует понимать как снижение уровня воды в БВД), кДж/с:

$$Q_{БВД} = (W_{пв} - W_{пп} - D_{пп}) \times (h' - h_{вэ2}), \quad (14)$$

где (рис. 1, 2), $D_{пп}$ – расход перегретого пара, кг/с ($D_{пп} = 123 \text{ т/ч}$), $W_{пв}$ – расход питательной воды в барабан высокого давления (БВД), кг/с ($W_{пв} = 133 \text{ т/ч}$); $W_{пп}$ – расход непрерывной продувки БВД, кг/с

($W_{пп} = 0,02D_{пп} = 2,46 \text{ т/ч}$); $h_{пп}$ – энтальпия перегретого пара, кДж/кг ($h_{пп} f(p_{пп} = 45,5 \text{ бар}, t_{пп} = 503^\circ\text{C}) = 3446,5 \text{ кДж/кг}$); h' – энтальпия насыщения воды БВД, кДж/кг ($h' f(p_{БВД} = 49,7 \text{ бар}) = 1152,6 \text{ кДж/кг}$); $h_{вэ1}, h_{вэ2}$ – энтальпия воды до и после ЭВД соответственно, $h_{вэ1} f(p_{вэ1} = 60,8 \text{ бар}, t_{вэ1} = 152^\circ\text{C}) = 644,3 \text{ кДж/кг}$; $h_{вэ2} f(p_{вэ2} = 58,4 \text{ бар}, t_{вэ2} = 255^\circ\text{C}) = 1100,2 \text{ кДж/кг}$; q_5 – потеря тепла, зависящая от наружного охлаждения котла, принята исходя из суммарной номинальной паропроизводительности КУ по пару $160,55 \text{ т/ч}$ ($D_{вд} = 156,5 \text{ т/ч}$ и $D_{нд} = 4,05 \text{ т/ч}$). Потери тепла для котлов с соответствующей производительностью принимаются исходя из рекомендаций [1] $q_5 = 0,55\%$. Рабочие температуры по тракту КУ ниже, чем в котлах, имеющих топку. Учитывая применение современных, более совершенных теплоизоляционных материалов, потери тепла в окружающую среду будут ниже, поэтому (несмотря на незначительное внесение дисбаланса в уравнение) принято $q_5 = 0,4\%$.

Следует отметить, что в данном примере энтальпия питательной воды выше энтальпии воды в состоянии насыщения БВД, поэтому тепло, затраченное на нагрев питательной воды до температуры насыщения в БВД для непрерывной продувки и накопления воды в БВД, в данном случае не учитывается. Избыток тепла питательной воды по отношению к теплу воды БВД учитывается в расчетах как образование сухого пара.

$$G_{вг} \cdot (i_{вх} - i_{вэ}) = [D_{пп} \cdot (h_{пп} - h_{вэ1}) + W_{пв} \cdot (h_{вэ2} - h_{вэ1})] / (1 - q_5).$$

Левая часть уравнения равна $Q_G = 99864,5 \text{ кВт}$ (кДж/с),

Правая часть уравнения равна $Q_B = 99458,0 \text{ кВт}$ (кДж/с),

Небаланс (при заданной потере тепла от наружного охлаждения КУ $0,4\%$) составляет $\Delta = Q_G - Q_B = 406,5 \text{ кВт}$.

Эффективность метода нахождения действительного расхода воздуха, поступающего в компрессор,

по количеству используемого топлива и содержанию кислорода в входящих газах можно определить, используя формулу относительной погрешности теплового парогазового баланса, %:

$$\varepsilon = \Delta / Q_r, \quad (15)$$

где Q_r – в данной формуле используется в качестве расчетной величины представленной методики; Δ – абсолютная погрешность / небаланс.

Расчеты показывают, что относительная погрешность не превышает одного процента и составляет $\varepsilon = 0,41 \%$, что вполне приемлемо для анализа работы компрессора в режиме текущего времени.

Выводы

Представленная методика дает возможность рассчитать расход воздуха, поступающего в компрессор во время работы энергоблока, что позволяет проводить натурные исследования компрессора газовой турбины. Такие исследования имеют существенную научную и практическую ценность, поскольку проводятся на электростанции в реальных условиях эксплуатации. Работающий энергоблок в данном случае является объектом исследования, поэтому результаты интереснее любого научного эксперимента на математической модели или численного.

Наличие архивной базы АСУ ТП ПГУ-325 позволяет проводить

как натурные испытания ГТЭ-110 на частичных режимах в условиях автономно работающей электростанции, так и исследования сезонных режимов работы. Подобные испытания не требуют продолжительных исследований (иногда проводимых в ночные часы, дабы снизить неблагоприятные последствия при возникновении нестационарных условий или в худшем случае отключении турбогенератора от сети), капитальных вложений, не вмешиваются в работу энергоблока.

Предложенный метод может быть практически использован персоналом эксплуатации и наладки, так как требуемые параметры берутся из штатной системы измерений ПГУ-325.



В Юнусабдском районе Ташкента планируют построить новую когенерационную тепловую электростанцию

Строительство новой электростанции будет осуществляться за счет кредита Японского агентства международного сотрудничества (JICA).

Новый объект планируется возвести на заброшенном участке, прилегающем к территории теплоцентрали № 4. Электростанция будет оборудована четырьмя современными газотурбинными установками единичной мощностью 27 МВт, которые позволят снизить шумовое и вибрационное воздействие на жилые застройки благодаря применению шумозащитных технологий и существенно сократить вредные выбросы в окружающую среду.

Главная цель проекта – стабильное снабжение потребителей столицы Узбекистана тепловой и электрической энергией, экономия природных топливно-энергетических ресурсов и создание новых рабочих мест.



Проект-макет новой электростанции

Мощность Камыш-Бурунской ТЭЦ планируется увеличить до 126 МВт

Реконструкцию Камыш-Бурунской ТЭЦ с увеличением генерирующей мощности до 126 МВт планируется провести в течение двух лет. Инвестором выступает АО «Крымтеплоэлектроцентраль», которое сегодня является оператором Камыш-Бурунской ТЭЦ. Стоимость реконструкции оценивается в 8,8 млрд рублей, затраты окупятся предположительно за 9 лет.

В процессе реконструкции на ТЭЦ будут установлены две новые

газотурбинные установки. Проектные работы уже выполнены.

Увеличение мощности ТЭЦ – важный шаг в обеспечении энергетической независимости Крыма. Он позволит не только покрыть потребности Керчи, но и поставлять электроэнергию в Ленинский район вплоть до Феодосии. Сегодня мощность ТЭЦ составляет 15 МВт, что для обеспечения города недостаточно.

Кроме того, планируется увеличить мощность Симферопольской

ТЭЦ на 230 МВт (сейчас 68 МВт) и мощность ТЭЦ Сакских тепловых сетей – на 84 МВт (сейчас 12 МВт). Ориентировочная стоимость проектов – 16 и 6 млрд рублей.

Инвестиционные соглашения о реализации проектов реконструкции Симферопольской, Камыш-Бурунской ТЭЦ и ТЭЦ Сакских тепловых сетей уже подписаны советом министров Республики Крым и АО «КрымТЭЦ».

Новая газотурбинная установка Н-100: более высокая мощность и КПД

Слияние энергетического бизнеса Mitsubishi и Hitachi в начале 2014 года привело к образованию Mitsubishi Hitachi Power Systems с линейкой мощности 30...330 МВт в простом цикле. Последние достижения компании в среднем мощностном диапазоне – это Н-100 (110), Н-50 и модернизация Н-25 до 42 МВт.

Первая газотурбинная установка Н-100 (изначально Н-80) была введена в эксплуатацию в январе 2010 г. на электростанции Син-Ойта (Кюсю, Япония). Сейчас ее наработка достигла 38 тыс. часов, наработка всего парка – почти 200 тыс. часов, надежность 99,5 % с 2010 г. Конструктивно Н-100 во многом является преемницей Н-25.

Изначально Н-100 разрабатывалась в качестве замены для стареющего парка турбин сходного размера, т. е. предполагались возможность установки на существующем основании и соответствие размерам фланцев ГТУ других поставщиков. Более того, аналогичными являлись и параметры выхлопного газа, чтобы двигатель можно было заменить без необходимости внесения изменений в существующий цикл утилизации сбрасываемого тепла.

Для достижения высокого уровня мощности и КПД без значительных изменений условий выходящих газов Н-100 была разработана двухвальная. Из первых 20 проданных установок 19 были предназначены для замены оборудования на старых электростанциях комбинированного цикла.

«Башкирская генерирующая компания» выбрала подрядчиков для завершения строительства Затонской ТЭЦ

Консорциуму компаний, состоящему из АО «ЭСК СОЮЗ» и ООО «Каскад-Энерго», одержавшему победу в конкурсе на право завершения строительства Затонской ТЭЦ, до апреля 2017 года предстоит смонтировать два парогазовых энергоблока суммарной мощностью 440 МВт, вспомогательные узлы, а также необходимые технические объекты и сети. «ЭСК СОЮЗ» будет отвечать за инженерно-техническое обеспечение проекта и выполнит проектирование, монтажные и пусконаладочные работы. «Каскад-Энерго», являющееся лидером консорциума, осуществит общестроительные и электротехнические работы.

Консорциум, созданный специально для участия в данном конкурсе, несет солидарную ответственность перед заказчиком за осуществление проекта. Заказчиком в данном проекте выступает ООО «Башкирская генерирующая компания», которая входит в состав ОАО «Интер РАО». Открытые конкурентные переговоры в электронной форме были организованы Центром управления и закупок ОАО «Интер РАО» в феврале с. г.

Затонская ТЭЦ предназначена для электро- и теплоснабжения перспективной застройки микрорайона «Затон» в Уфе. Строительство ТЭЦ было заморожено в 2009 году.



14-19 сентября 2015 года
УКРАИНА - Коблево

Национальный аэрокосмический университет им. Н.Е. Жуковского «ХАИ»
Национальный технический университет «ХПИ»
ГП «Ивченко-Прогресс»
Черноморский государственный университет им. Петра Могилы
Национальный университет кораблестроения им. адмирала Макарова

На конгрессе предусмотрена работа следующих секций:

- Общие вопросы двигателестроения. Теория и рабочие процессы
- Конструкция и прочность
- САУ и диагностика
- Технология
- Поршневые двигатели внутреннего сгорания
- Двигатели и энергоустановки для ракетно-космической техники

XX МЕЖДУНАРОДНЫЙ КОНГРЕСС ДВИГАТЕЛЕСТРОИТЕЛЕЙ

Контактные адреса и телефоны:

Национальный аэрокосмический университет им. Н.Е. Жуковского «ХАИ»
61070, Украина, г. Харьков, ул. Чкалова, 17
тел.: +38 (057) 788-43-41, 788-47-78, 719-05-40
факс: +38 (057) 719-05-40
E-mail: aedlab@gmail.com

ОАО «АВТРАМАТ»
61038, Украина, г. Харьков, Салтовское шоссе, 43
тел.: +38 (057) 759-05-33, 759-06-16
E-mail: a_belogub@mail.ru

Парогазовые установки с дополнительным энергетическим котлом и паротурбинным приводом компрессора

А. Е. Зарянкин, В. А. Зарянкин, А. С. Магер, М. А. Носкова –
Московский энергетический институт

Рассматриваются возможные схемы ПГУ с паротурбинным приводом компрессора. Показано, что паротурбинный привод позволяет резко увеличить мощность ПГУ, работающих на базе одной ГТУ, снизить удельную металлоемкость и удельную стоимость рассматриваемых установок. Приводится анализ новой гибридной схемы ПГУ с дополнительным энергетическим котлом, которая может быть использована при модернизации паротурбинных блоков тепловых электростанций.

Введение

Среди крупных энергетических установок собственно ГТУ имеют самые низкие показатели. Действительно, *КПД* ГТУ даже при начальной температуре газа перед газовой турбиной 1500 °С составляет около 40 %. По отношению к циклу Карно *КПД* не превышает 50 %. В то же время *КПД* паротурбинного цикла при начальной температуре пара всего 540 °С относительно цикла Карно достигает 66 %.

Основная причина такой ситуации в том, что температура газов, покидающих газовую турбину, оказывается очень высокой (500–650 °С). Однако этот недостаток можно рассматривать и как достоинство, поскольку высокотемпературный потенциал уходящих из ГТУ газов дает возможность утилизировать эту теплоту с относительно высокой эффективностью, что и происходит в результате присоединения к циклу Брайтона цикла Ренкина. Т. е. современные парогазовые установки представляют собой пример высокоэффективной гибридной установки с очень глубокой степенью утилизации тепла газов, покидающих газовую турбину.

Высокая экономичность ПГУ явилась основной причиной их ши-

рокого распространения в теплоэнергетике. В значительной степени этому способствует возможность использования на российских ТЭС сравнительно дешевого газообразного топлива.

Существует очень широкий спектр компоновок оборудования ПГУ, и при их массовом строительстве наряду с экономичностью важнейшим показателем становится величина удельных капитальных затрат и удельной металлоемкости.

Именно с этих позиций рассмотрим различные варианты использования утилизационной турбины в составе ПГУ, а также возможность использования существующих паротурбинных блоков ТЭС для работы в составе ПГУ.

Сравнительный анализ возможных схем ПГУ с паротурбинным приводом компрессора

Широко распространенные многовалвные схемы парогазовых установок представляют собой механический набор ряда газотурбинных установок (ГТУ), сбросная теплота которых обеспечивает работу утилизационного паротурбинного блока.

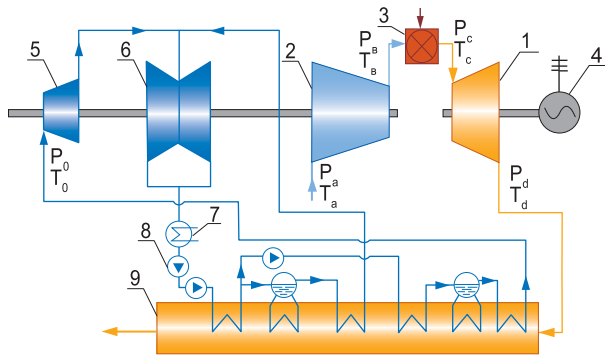


Рис. 1. Тепловая схема ПГУ с полным паротурбинным приводом компрессора

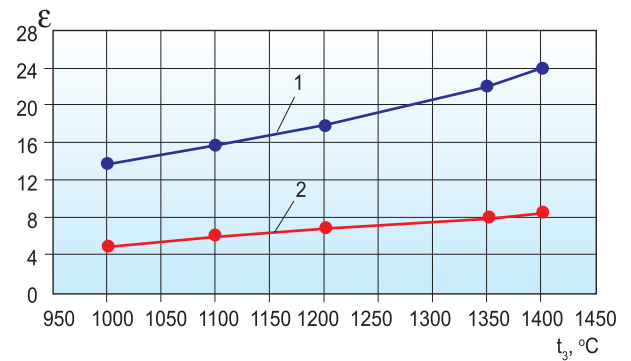


Рис. 2. Зависимость степени сжатия воздуха в компрессоре от начальной температуры газа t_c перед газовой турбиной: 1 – стандартная ПГУ; 2 – ПГУ с полным паротурбинным приводом компрессора

Типичным примером такой ПГУ может служить ПГУ-450Т, структурная схема которой содержит две газотурбинные установки V94.2, два котла-утилизатора, утилизационную турбину и два электрических генератора [1].

Металлоемкость и капитальные затраты существенно снижаются при увеличении мощности ГТУ. Так, при использовании в схеме ПГУ ГТУ GT26 Alstom мощностью 265 МВт мощность ПГУ составит 430 МВт при одной ГТУ и одном котле-утилизаторе, одной утилизационной турбине и двух генераторах.

Дальнейшее снижение удельной металлоемкости ПГУ на базе газовой турбины GT26 может быть достигнуто переходом к одновалвной установке, где при сохранении мощности на уровне 430 МВт достаточно одного генератора.

При этом, однако, появляется проблема запуска такой установки и возникают (при большой мощности) сложности с обеспечением вибрационной надежности длинного валопровода установки.

Обе отмеченные проблемы наиболее отчетливо проявляются в одновалвных ПГУ Siemens, где используется сложная, достаточно дорогая и имеющая большой осевой размер расцепная муфта, отключающая паровую турбину от общего валопровода во время пуска. Соответственно, в этом случае экономия от

уменьшения количества электрогенераторов резко снижается за счет установки расцепной муфты и использования генератора с двухсторонним соединением ротора с силовыми агрегатами, что требует при капитальном ремонте снятия его с фундамента. Одновалвные установки фирмы GE не имеют расцепной муфты, но для их запуска требуется мощный посторонний источник энергии.

Тем не менее линейная компоновка основного силового оборудования ПГУ представляется достаточно перспективной, и при использовании паротурбинного привода компрессора преимущества линейной компоновки могут быть весьма большими.

Впервые (с 2007 г.) варианты исполнения ПГУ с паротурбинным приводом компрессора подробно анализировались в [2, 3, 4].

Тепловая схема такой установки приведена на рис. 1. Газовая турбина 1 механически связана только с электрическим генератором 4, и, соответственно, вся мощность, вырабатываемая газовой турбиной, используется для выработки электроэнергии. Т. е. мощность рассматриваемой ПГУ равняется полной мощности газовой турбины.

Паротурбинная часть рассматриваемой установки состоит из паровой турбины 5/6, связанной с воздушным компрессором 2, котла-ути-

лизатора 9, питательного насоса 8, конденсатора 7.

Рассматриваемый переход к чисто паротурбинному приводу компрессора возможен только при условии равенства мощностей утилизационной турбины $N_{пт}$ и воздушного компрессора N_k : $N_{пт} = N_k$. Для этого применительно к конкретной ГТУ, работающей в составе ПГУ, необходимо при фиксированном значении начальной температуры газа перед газовой турбиной T_c заметно снизить расчетную степень сжатия ϵ . Тогда снижается мощность, необходимая для привода компрессора, и увеличивается мощность паровой турбины в связи с ростом температуры газа, покидающего газовую турбину, что позволяет поднять начальную температуру пара перед паровой турбиной.

Значение балансовой степени сжатия воздуха в компрессоре ϵ_b , т. е. степени сжатия, при которой мощность утилизационной турбины становится равной мощности компрессора, зависит как от расчетной степени сжатия воздуха в базовой ГТУ, так и от начальной температуры газа T_c перед газовой турбиной.

Эта зависимость иллюстрируется кривыми на рис. 2, где показано, как меняются расчетная и балансовая степень сжатия в ГТУ при изменении T_c от 1000 до 1400 °С [1]. Видно, что если при указанном диапазоне температур расчетная сте-

	T_3	$N_{ГТУ}^I$, МВт	$N_{ПГУ}^I$, МВт	$N_{ПГУ}^{II}$, МВт	ΔN , МВт	ΔN , %
ЛМЗ ГТЭ-180	1250	180	270	323	53	19,6
НПО «Сатурн» ГТ-110	1210	110	164	198	34	20,7
Siemens V94.3A	1315	265	398	478	80	20,1
Alstom GT13E2	1100	165	248	297	49	19,7
Westinghouse (Siemens) W401	1280	86	130	155	15	19,2
Mitsubishi	1410	334	484	545	61	12,6

пень сжатия меняется от 14 до 24, то диапазон изменения балансовой степени сжатия ϵ_6 составляет 5–8, а в области высоких температур T_c (> 1250 °С) балансовая степень сжатия почти не меняется и близка к $\epsilon_6 = 8$ [3].

При таком снижении степени сжатия полная мощность газовой турбины снижается на 20–26 % в зависимости от исходной степени сжатия (потеря мощности с ростом исходной степени сжатия растет). При этом, однако, вся мощность газовой турбины используется только для выработки электроэнергии, и, следовательно, мощность ПГУ с паротурбинным приводом компрессора равна мощности газовой турбины. Т. е.

$$N_{ПГУ}^{II} = N_{ГТУ}^{II} = K_1 \cdot N_{ГТУ}^I,$$

где $N_{ГТУ}^I$ – мощность базовой газовой турбины, $K_1 = 0,74-0,8$ – коэффициент, учитывающий снижение мощности базовой газовой турбины при снижении степени сжатия воздуха в компрессоре до балансового значения.

В свою очередь, базовая мощность ПГУ определяется следующим очевидным соотношением

$$N_{ПГУ}^I = 1,33N_{ГТУ}^I = 1,33N_{ГТУ}^I (1 - N_K^I/N_{ГТУ}^I),$$

где $K_2 = N_K^I/N_{ГТУ}^I = 0,6...0,65$ [2, 3], N_K^I – мощность воздушного компрессора в базовой ГТУ. Тогда относи-

тельный прирост мощности ПГУ будет равен

$$\Delta \bar{N} = \frac{N_{ПГУ}^{II}}{N_{ПГУ}^I} = \frac{K_1}{1,3(1 - K_2)}.$$

При $K_1 = 0,74$ и $K_2 = 0,6$ получим минимальное значение относительного прироста мощности при переходе к паротурбинному приводу компрессора $\Delta N_{\min} = 1,15$, соответственно $\Delta N_{\max} = 0,8/(1,3 \cdot 0,65) = 1,33$.

Приведенные оценки свидетельствуют, что использование в ПГУ паротурбинного привода компрессора позволяет увеличить ее мощность на 9–20 %.

В табл. приведены значения прироста мощности ПГУ на базе ряда ГТУ известных фирм [1, 2].

Естественно, снижение степени сжатия воздуха в компрессоре сопровождается значительным снижением КПД ГТУ. При этом, однако, происходит почти такое же увеличение КПД утилизационной паротурбинной установки за счет существенного увеличения начальной температуры пара, генерируемого в котле-утилизаторе. В результате, согласно проведенным расчетам, КПД рассматриваемых ПГУ по сравнению с стандартными ПГУ снижается в зависимости от начальной температуры газов перед газовой турбиной на 0,5–1,5 %.

При использовании паротурбинного привода компрессора существенно возрастает роль паротурбинной установки. Если в стандартной

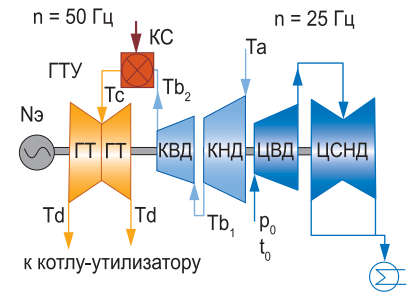


Рис. 3. Схема ПГУ с паротурбинным приводом ступеней низкого давления воздушного компрессора

ПГУ мощность ПТУ составляет около 30 % от мощности ПГУ, то при переходе к полностью паротурбинному приводу компрессора доля мощности ПТУ увеличивается до 40–45 % в связи с перебросом увеличенной доли тепловой энергии от газотурбинной к паротурбинной установке.

Следует также отметить, что при автономном паротурбокомпрессорном блоке расчетная частота вращения ротора этого блока может быть как больше, так и меньше 50 Гц. При увеличении этой частоты свыше 50 Гц можно резко сократить металлоемкость и габаритные размеры паровой турбины и компрессора, а при снижении частоты вращения до 25 Гц резко увеличить предельную производительность компрессора и при использовании двухпоточной газовой турбины увеличить мощность ПГУ до 800–900 МВт.

Кроме того, появляется реальная возможность за счет переменной частоты вращения ротора компрессора осуществлять количественное регулирование нагрузок ПГУ.

Практическая реализация рассматриваемой схемы ПГУ требует создания принципиально новой энергетической установки, представляющей собой единый комплекс с новой высокотемпературной паровой турбиной, не связанной жесткими требованиями к частоте вращения ее ротора, новым компрессором и новой газовой турбиной, работающих при сниженной степени сжатия воздуха.

Переход ГТУ на работу при сниженной степени сжатия воздуха в компрессоре противоречит мировой тенденции, согласно которой новые энергетические ГТУ проектируются на высокие степени сжатия с усложненными тепловыми схемами, обеспечивающими дальнейший прирост КПД. Другими словами, дальнейшее повышение экономичности ПГУ обеспечивается по существу только за счет совершенствования газотурбинных установок при сохранении сложившихся схем компоновки оборудования ПГУ и почти неизменной экономичности утилизационного паротурбинного цикла Ренкина.

При использовании паротурбинного привода компрессора ситуация меняется, так как при повышении начальной температуры пара за счет увеличения температуры, отводимой от газовой турбины, рост мощности утилизационной турбины превышает снижение мощности газовой турбины на указанные выше 9–20 %.

Если же сохранять неизменными все термодинамические параметры современных ПГУ, то весьма полезной может оказаться схема с паротурбинным приводом только ступеней низкого давления воздушного компрессора. Простейшая схема такой установки при линейной компоновке основного оборудования показана на рис. 3 [5]. Эта схема ПГУ отличается от обычной тем, что компрессор ГТУ состоит из компрессора низкого давления (КНД), связанного с утилизационной турбиной, и компрессора высокого давления (КВД), связанного с газовой турбиной. При таких изменениях в тепловой схеме ПГУ доля мощности газовой турбины, расходуемая на привод компрессора, сокращается с 50–60 % до 25–30 %. Предлагаемые изменения не меняют исходных тепловых и аэродинамических характеристик и сохраняют неизменными как мощность, так и КПД ПГУ. Неизменной остается и конструкция всего оборудования, кроме воздушного компрессора. В данном случае наиболее целесообразно выполнить двухвальный компрессор в едином

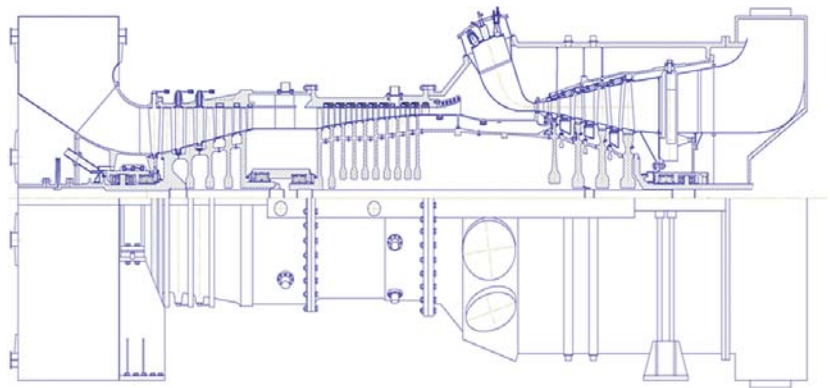


Рис. 4. Двухвальный осевой компрессор ПГУ с частичным паротурбинным приводом

корпусе путем установки внутри корпуса двух дополнительных подшипников (рис. 4). Количество ступеней на роторе КНД определяется величиной разделительной степени сжатия воздуха $\epsilon_{в1} = P_{в1}/P_a$, где $P_{в1}$ – давление, при котором мощность, необходимая для привода КНД, становится равной мощности утилизационной паровой турбины.

В этом случае

$$N_{ПТ} = N_{КНД} = G_B \cdot C_{PB} \times (1 - 1/\epsilon_{в1}^m) \cdot (1/\eta_k)$$

Отсюда

$$\epsilon_{в1}^m = \left(\frac{G_B \cdot C_{PB} \cdot T_a}{(G_B \cdot C_{PB} \cdot T_a - N_{ПТ})\eta_k} \right)^{1/m}$$

Здесь G_B – расход воздуха, T_a – температура воздуха на входе в компрессор, $m = (k-1)/k$, где k – показатель изэнтропы, η_k – КПД компрессора.

Степень сжатия воздуха в компрессоре высокого давления $\epsilon_{в2}$ определяется по очевидному соотношению $\epsilon_{в2} = \epsilon/\epsilon_{в1}$, где ϵ – общая степень сжатия.

Применение двухвальной компоновки компрессора рассматриваемого типа позволяет сохранить линейную компоновку основного оборудования ПГУ, характерную для одновалных установок, сохранить все технико-экономические преимущества этих установок и устранить существующие проблемы при их пуске.

Целесообразность практического использования предлагаемого решения применительно к одновалным установкам определяется следующим. Во-первых, увеличивается вибрационная надежность валопроводов установки в связи с их меньшей длиной, что снимает проблему увеличения мощности ПГУ, выполненных по схеме, характерной для одновалных установок. Во-вторых, при запуске ГТУ только на ступенях высокого давления снижается мощность пусковых устройств и одновременно исключается возможность помпажа на ступенях КНД, так как они не участвуют в процессе пуска. В-третьих, выделение в отдельный блок турбокомпрессора низкого давления дает возможность использовать как высокооборотную, так и низкооборотную турбину.

При умеренных мощностях ПГУ переход к высокооборотному приводу КНД позволяет сократить массогабаритные показатели этого блока.

При использовании для привода КНД низкооборотной паровой турбины можно резко увеличить производительность компрессора, и при использовании двухпоточных газовых турбин в два раза увеличить предельную мощность ПГУ.

Принципиальное конструктивное исполнение такой газовой турбины приведено на рис. 5 [3, 4]. Более подробно проблема перехода к паротурбинному приводу компрес-

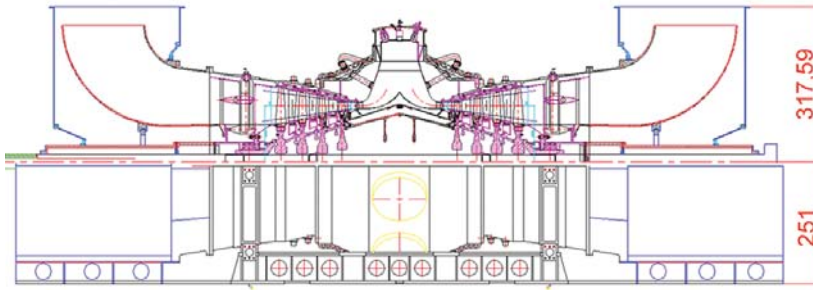


Рис. 5. Двухшaftная газовая турбина

сора в схемах ПГУ содержится в [2, 3, 4, 5].

Позднее (в декабре 2009 г.) эта проблема рассматривалась в [6], где были получены такие результаты, что и в [2, 3, 4, 5].

ПГУ с дополнительным энергетическим котлом как путь перехода к гибридным энергетическим блокам на существующих ТЭС

Как было показано выше, при сохранении всех показателей существующих ГТУ при создании на их базе одношaftных ПГУ мощность утилизационной паровой турбины $N_{ПТ}$ определяется простым соотношением:

$$N_{ПТ} = 0,5 N_{ГТУ} = a N_{ГТ}$$

($a = 0,5\phi$, где $\phi = N_{ГТУ}/N_{ГТ}$ – коэффициент полезной работы).

В свою очередь, мощность N_k , затрачиваемая газовой турбиной на привод компрессора, равна

$$N_k^I = (1 - \phi)N_{ГТ}$$

Тогда при одношaftной схеме ПГУ мощность газовой турбины, затрачиваемая для привода компрессора, снижается до

$$N_k^{II} = N_k^I - N_{ПТ} = (1 - \phi)N_{ГТ} - 0,5\phi N_{ПТ} = (1 - 1,5\phi)N_{ГТ}$$

Для современных ГТУ $\phi = 0,38 - 0,42$. Принимая $\phi = 0,4$, получаем $N_k^{II} = 0,4N_{ГТ}$. Т. е., в схемах ПГУ для полного использования всей мощно-

сти газовой турбины только для привода электрического генератора необходимо увеличить мощность паротурбинной установки на 40 % относительно мощности, развиваемой газовой турбиной, либо на 2/3 от мощности ПГУ.

Для решения этой задачи достаточно в схему ПГУ включить дополнительный энергетический котел, генерирующий пар с теми же начальными параметрами, на которые рассчитан котел – утилизатор и ввести этот пар в более мощную паровую турбину, связанную только с компрессором.

Количество пара G_d , добавочного генерируемого в энергетическом котле, определяется из очевидного соотношения

$$G_d = \frac{N_k^{II}}{(h_0'' - h_2'')\eta_{0i}^{ПТ}} = \frac{2N_{ГТУ}}{3(h_0'' - h_2'')\eta_{0i}^{ПТ}},$$

где h_0'' – энтальпия пара после дополнительного энергетического котла, равная энтальпии пара после котла-утилизатора, h_2'' – энтальпия пара после паровой турбины, $\eta_{0i}^{ПТ}$ – внутренний относительный КПД паровой турбины.

Тепловая схема ПГУ с дополнительным энергетическим котлом приведена на рис. 6.

Относительно стандартной схемы ПГУ приведенная схема отличается тем, что газовая турбина 5 связана только с электрическим

генератором 6, выделенным в отдельный самостоятельный блок, обеспечивающий выработку электроэнергии, а паротурбинный блок, обеспечивающий привод компрессора, дополнен энергетическим котлом 1 и системой регенеративного подогрева воды (на рис. 6 система регенеративного подогрева воды условно представлена в виде одного подогревателя 9).

В данном случае единая паровая турбина используется для реализации как безрегенеративного цикла Ренкина, характерного для стандартных ПГУ, так и регенеративного цикла, характерного для современных паротурбинных блоков.

Если в стандартной схеме ПГУ ее мощность

$$N_{ПГУ}^I = N_{ГТУ} + N_{ПТ}^I = N_{ГТУ} + 0,5N_{ГТУ} = 1,5N_{ГТУ},$$

то при установке дополнительного энергетического котла

$$N_{ПГУ}^{II} = N_{ГТ} = N_{ГТУ}/\phi$$

$$\text{при } \phi = 0,4 \text{ и } N_{ПГУ}^{II} = 2,5N_{ГТУ}.$$

Таким образом, переход к гибридной парогазовой установке (ГПГУ) позволяет увеличить суммарную мощность всего блока по сравнению со стандартной ПГУ на базе одной ГТУ на 66 %.

Соответственно, если в качестве базовой установки использовать MW701G мощностью $N_{ГТУ} = 334$ МВт, то $N_{ПГУ}^I = 501$ МВт, а $N_{ПГУ}^{II} = 835$ МВт.

В принципе переход к гибридной ПГУ может быть осуществлен в рамках одношaftной установки по схеме GE. Однако резкое увеличение мощности паровой турбины ведет к увеличению длины валопровода, что усложняет обеспечение его вибрационной надежности. По этой причине целесообразно выделить газовую турбину в отдельный блок (рис. 6).

Переход к гибридным ПГУ полностью снимает сложности с запуском одношaftных установок, так как эту функцию берет на себя паротурбинная установка.

Дополнительный энергетический котел может использовать для своей работы любое органическое топливо и, следовательно, не увеличивает расхода газового топлива.

Рассматриваемая гибридная ПГУ может с успехом использоваться в качестве высокотемпературной надстройки при модернизации существующих паротурбинных блоков.

В этом случае паровой котел паротурбинного блока ТЭС является дополнительным котлом 1 (рис. 6), а существующая паровая турбина используется в качестве утилизирующей турбины 2, работающей на паре, генерируемого как энергетическим котлом 1, так и котлом-утилизатором 7. При этом вместо электрического генератора вся мощность паровой турбины гибридной установки используется только для привода компрессора 3, а вся мощность газовой турбины 5 идет на выработку электроэнергии.

Такое решение существенно уменьшает как стоимость ПГУ, так и капитальные затраты на ее строительство, так как исключает из общих затрат стоимость паровой турбины и затраты на ее монтаж.

Если подобным образом провести модернизацию паротурбинного блока К-225-130 ЛМЗ на базе ГТУ-150, то общая мощность гибридного блока составит $N_{ПГУ} = N_{ГТУ} / \phi = 375$ МВт. При этом 150 МВт мощности паровой турбины вырабатывается по регенеративному циклу Ренкина на базе энергетического котла 1 и 75 МВт на базе утилизирующего котла 7 (рис. 6).

Суммарный КПД такой гибридной установки можно оценить по следующему соотношению

$$\eta_{ПГУ} = \frac{N_{ПГУ}}{G_{01}(h''_0 - h'_k) + G_{02}(h''_0 - h'_{пв})}$$

где G_{01} – количество пара, генерируемого в энергетическом котле, h''_0 – энтальпия пара перед паровой турбиной, h'_k – энтальпия конденсата, $h'_{пв}$ – энтальпия питательной вод на входе в энергетический котел.

Выводы

1. Показано, что при переходе к полному паротурбинному приводу компрессора в схеме ПГУ на 10–20% увеличивается ее мощность при снижении КПД на 0,5–1,5 %.

2. Переход к паротурбинному приводу компрессора позволяет либо уменьшить металлоемкость за счет увеличения частоты вращения ротора паровой турбины, либо резко увеличить предельную производительность компрессора за счет снижения частоты вращения ротора паровой турбины.

3. Выделение паротурбокомпрессора в отдельный блок позволяет при сохранении линейной компоновки основного силового оборудования ПГУ, характерного для одновалвных установок, резко увеличить предельную мощность ПГУ, работающих на базе одной ГТУ.

4. Показана целесообразность использования в одновалвных ПГУ двухвального воздушного компрессора с соединением ступеней низкого давления только с утилизирующей паровой турбиной, что облегчает запуск ПГУ, исключает возникновение помпажа в компрессоре и позволяет увеличить его предельную производительность за счет снижения частоты вращения ротора паровой турбины, связанной только со ступенями низкого давления.

5. Рассмотренная новая схема гибридной ПГУ с дополнительным энергетическим котлом позволяет при надстройке существующих паротурбинных блоков ТЭС высокотемпературными ПГУ заметно снизить стоимость модернизации. **✍**

Литература

1. Основы современной энергетики.- Т. 1. Современная теплоэнергетика / Трухний А. Д., Изюмов М. А., Поворов О. Я., Малышенко С. П.- М.: Издательский дом МЭИ, 2008.
2. Парогазовые установки с паротурбинным приводом компрессора / Зарянкин А. Е., Арианов С. В., Зарян-

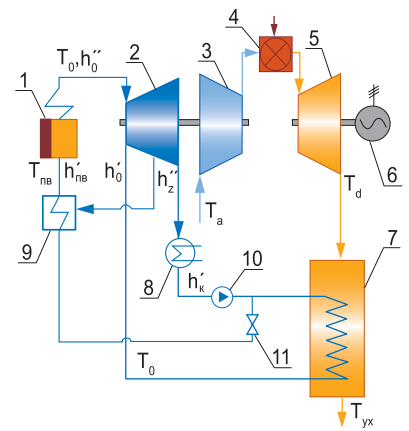


Рис. 6. ПГУ с дополнительным энергетическим котлом: 1 – энергетический котел; 2 – паровая турбина; 3 – компрессор; 4 – камера сгорания; 5 – газовая турбина; 6 – электрогенератор; 7 – котел-утилизатор; 8 – конденсатор; 9 – регенеративный теплообменник; 10 – конденсационный насос; 11 – задвижка

кин В. А., Сторожук С. К. // Газотурбинные технологии.- 2007.- № 7.- С. 18–24.

3. Анализ различных схем ПГУ с высокотемпературной паровой турбиной / Зарянкин А. Е., Роголев А. Н., Шаулов В. В., Сторожук С. К. // Газотурбинные технологии.- 2009.- № 9.- С. 30–34.

4. Combined cycle power plant with steam turbine drive compressor and high temperature steam turbine / Zaryankin A., Staroguk C., Rogalev A., Shaulov V. // conference proceedings of 8th conference on Power System Engineering, Thermodynamics Fluid Flow, Pilsen, June 18, 2009 P. 241–248.

5. Термодинамические основы перехода к ПГУ с паротурбинным приводом компрессора / Зарянкин А. Е., Роголев А. Н., Арианов С. В., Сторожук С. К. // Тяжелое машиностроение.- 2010.- № 12.- С. 2–6.

6. Wancai Lui, Hui Zang, Steam turbine driving compressor for gas – steam combined cycle power plant / Wancai Lui, Hui Zang // Proceedings of the ASME 2009 International Mechanical Engineering Congress & Exposition IMECE 2009, November 13–19, Lake Buena Vista, Florida, the USA, 8p.



Губернатор Приморского края Владимир Миклушевский 10 апреля встретился с президентом и главным исполнительным директором GE в России и СНГ Рон Поллеттом. Стороны обсудили вопросы двустороннего сотрудничества в различных сферах.

Владимир Миклушевский отметил, что ускоренное развитие Дальнего Востока – приоритет России в XXI веке. Так, в Приморье формируются шесть территорий опережающего развития с готовой инфраструктурой и налоговыми преференциями. В Надеждинском районе – это промышленно-логистический парк, в Хасанском – «Большой порт Зарубино», в Михайловском – агротехнопарк, в Партизанском – нефтехимический кластер, на острове Русский на базе Дальневосточного федераль-

ного университета формируется технико-внедренческая ТОР и планируется создать крупный инжиниринговый центр. Еще одну территорию опережающего развития планируется создать в Большом Камне на базе судостроительного предприятия «Звезда». Кроме того, разрабатывается законопроект о свободном порте Владивосток.

Рон Поллетт в свою очередь отметил, что сотрудничество с Приморским краем – одно из важных направлений работы General Electric в России. Газотурбинные установки и диагностическое оборудование производства GE уже представлены в крае.

По итогам встречи был подписан протокол о намерениях, направленный на расширение сотрудничества в области развития и модернизации промышленной и социальной инфраструктуры Приморья. Документ охватывает широкий спектр применения локализуемых технологий GE для обеспечения растущих потребностей региона в современной инфраструктуре. Речь идет о системах когенерации тепловой и электроэнергии для нужд малой энергетики, оборудовании для ветроэнергетики, системах водоподготовки и очистки сточных вод, а также о модернизации и обслуживании дизель-генераторных установок.

22-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ГАЗ

НЕФТЕХИМИЯ

В РАМКАХ  **ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА**

Организаторы:
Аппарат Президента Республики Татарстан
Министерство Промышленности и Торговли
Республики Татарстан
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:
Президента Республики Татарстан

2-4
сентября
Казань, 2015

Выставочный центр «Казанская ярмарка»
Россия, 420059, Казань,
Оренбургский тракт, 8
т/ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru
www.expokazan.ru



16+

www.oilexpo.ru

РЕКЛАМА

ФГУП «Научно-производственный центр газотурбостроения «Салют» преобразовано в акционерное общество, что позволит включить его в состав Объединенной двигателестроительной корпорации (ОДК, входит в ГК «Ростех»), завершив таким образом процесс консолидации отрасли.

Изменение организационно-правовой формы собственности состоялось в соответствии с указом президента РФ от 17 мая 2012 года № 621. Седьмого апреля 2015 года простые бездокументарные акции компании размещены в пользу Российской Федерации в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом».

В дальнейшем 100 % акций «Салюта», который сохранит свое название, в качестве имущественного взноса будут переданы в уставный капитал госкорпорации «Ростех», которая в последующем внесет их в уставный капитал ОДК.

До первого собрания акционеров гендиректором общества назначен глава ОДК Владислав Масалов. «Преобразование предприятия в акционерное общество дает нам больше инструментов и возможностей для эффективной деятельности компании. Мы сможем привлекать дополнительные инвестиции на развитие и модернизацию производства», – сказал Масалов, отметив, что трудовой коллектив корпоративные изменения не затронут.

Продолжается поставка оборудования на Верхнетагильскую ГРЭС

ОАО «ЗиО-Подольск» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) завершил изготовление и отправил заказчику ОАО «Интер РАО» барабан низкого давления для котла-утилизатора П-146, предназначенный для работы в составе нового парогазового энергоблока № 12 мощностью 420 МВт Верхнетагильской ГРЭС. Конструкторская документация разработана в Департаменте утилизационных котлов АО ИК «ЗИОМАР», базовый инжиниринг выполнен компанией NEM Energy b.v.

Барабан низкого давления – один из основных элементов котла. Барабан общей массой 16 т изготовлен из высокопрочной стали, оснащен высокоэффективными сепарационными устройствами. Его длина – 16,1 м, внутренний объем – 29 куб. м, рабочая температура достигает 156 °С.

Барабан является частью циркуляционного контура низкого давления, предназначен для разделения пароводяной смеси, сепарации пара, создания запаса воды.

Ранее был поставлен комплект поверхностей нагрева котла-утилизатора П-146. В их конструкции применены оребренные трубы, размещенные в шахматном порядке. Такое расположение обеспечивает надежную фиксацию теплообменных труб в течение всего срока эксплуатации котла-утилизатора – 40 лет. Секции монтируются с помощью специальных приспособлений (траверсы, кантователь), поставляемых ОАО «ЗиО – Подольск». Общая масса поверхностей нагрева превышает 1800 т.

Поставка котла-утилизатора является продолжением сотрудничества ОАО «ЗиО-Подольск»

Предприятие заключило контракт на поставку четырех ГПА единичной мощностью 25 МВт для месторождения, разработкой которого занимается ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Оборудование на станцию планируется поставить в I кв. 2016 года, а его ввод в эксплуатацию намечен на 2017 год. Генеральным проектировщиком выступает ОАО «ВНИПИгаздобыча». В дальнейшем планируется поставить еще два аналогичных ГПА для второй очереди проекта.

В ГПА ангарного исполнения используется привод ПС-90ГП-25 производства ОАО «Пермский моторный завод». Центробежные компрессоры с магнитным подвесом изготовит компания «РЭП-Холдинг».

Для обеспечения электроэнергией объектов обустройства нефтяной оторочки НГКМ строится собственная электростанция, работающая в автономном режиме. ОАО «ОДК – Газовые турбины» поставит семь ГТЭС-2,5 единичной мощностью 2,5 МВт на первом этапе строительства ЭСН, на втором этапе – еще две единицы данного оборудования.

Газ, добываемый на месторождении, будет подаваться в газопровод «Сила Сибири» для поставок из Якутии в Приморский край и страны Азиатско-Тихоокеанского региона. «Сила Сибири» станет общей газотранспортной системой для Иркутского и Якутского центров газодобычи и будет транспортировать газ этих центров через Хабаровск до Владивостока.

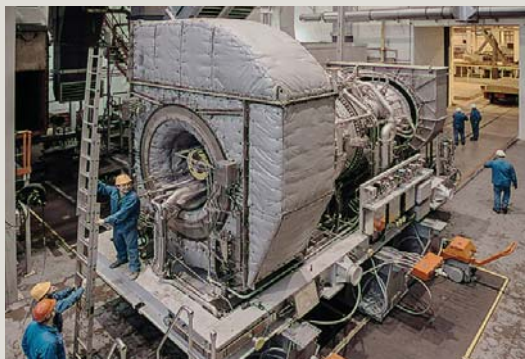
и группы компаний ОАО «Интер РАО». Ранее для объектов ОАО «Интер РАО» были изготовлены и поставлены котлы-утилизаторы для первого и второго блоков Южноуральской ГРЭС мощностью 420 МВт, энергоблока Нижневартовской ГРЭС мощностью 400 МВт. Оборудование успешно эксплуатируется.

В состав ПГУ войдут также паровая турбина К-130 в комплекте с генератором ТЗФП-160 и газовая турбина SGT5-4000F в комплекте с генератором Sgen5-1000A. Паровая часть оборудования для ПГУ изготовлена «Силовыми машинами», газовая – ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин» – совместным предприятием ОАО «Силовые машины» и Siemens AG по производству и сервисному обслуживанию газовых турбин.

«РЭП Холдинг» испытал две ГТУ MS5002E для второй очереди КС «Русская»

Приемо-сдаточные испытания газотурбинных установок MS5002E, которые изготавливаются по третьей фазе локализации в рамках лицензионного соглашения между ЗАО «РЭПХ» и GE Oil & Gas (NP) и являются приводом ГПА-32 «Ладога», проводились на «Невском заводе». Было проверено взаимодействие сборочных единиц в условиях стенда; установлено соответствие величины вибрации и температуры подшипников значениям, заявленным в программе и методике; проверена работа электронного автомата безопасности при достижении частоты вращения ротора нормируемому параметру. Соответствие механических характеристик ГТУ требованиям технических условий были подтверждены комиссией.

Ведется подготовка ГТУ к отгрузке на объект. В производстве на



ГТУ MS5002E на испытательном стенде на «Невском заводе»

ГПА-32 «Ладога» на КС «Русская» (апрель 2015)



«Невском заводе» находятся еще пять ГТУ для второй очереди, в ближайшее время новая партия агрегатов будет готова к проведению очередных испытаний.

В рамках первой очереди уже изготовлены и установлены на объект первые семь агрегатов, на компрессорной станции активно ведутся пусконаладочные работы.

ИННОВАЦИИ В ФИЛЬТРАЦИИ

ГАЗОТУРБИННЫЕ ФИЛЬТРЫ СЕРИИ MICRO-GLASS ОБЕСПЕЧИВАЮТ ЗАЩИТУ И ПОВЫШАЮТ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТУРБИНЫ

HEPA-фильтры Mikropor обеспечивают лучшую производительность для Ваших газовых турбин по частицам >0.3 микрона с эффективностью 99,97%. Защита Mikropor HEPA теперь доступна и для Ваших газовых турбин.

Откройте для себя высокую эффективность, стабильную производительность и увеличенный срок службы

ФИЛЬТРЫ ДЛЯ ГАЗОВЫХ ТУРБИН И ТУРБОМАШИН

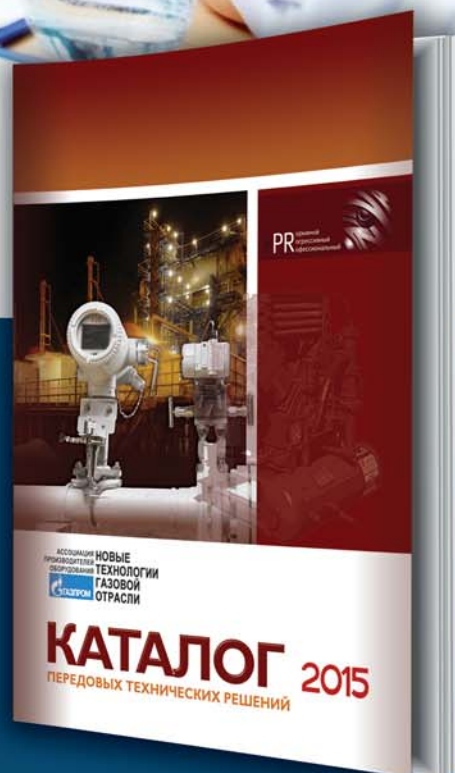
- ◆ ВЫСОКАЯ НАЧАЛЬНАЯ И СРЕДНЯЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ
- ◆ ВЫСОКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ
- ◆ МАКСИМАЛЬНАЯ ТЕПЛОЭФФЕКТИВНОСТЬ ТУРБИНЫ
- ◆ НИЗКИЙ ПЕРЕПАД ДАВЛЕНИЯ
- ◆ НЕЗНАЧИТЕЛЬНОЕ ЗАСОРЕНИЕ ТУРБИНЫ
- ◆ ДОЛГИЙ СРОК СЛУЖБЫ

Представительство в РФ и СНГ: ООО «ЭЛБА»
 119049, Москва, ул. Коровий Вал, д. 7, стр.1, подъезд 7, офис 189
 тел: +7 (495) 627-65-43 факс: +7 (495) 755-65-43
www.mikropor.ru mikropor@mikropor.ru

GAZPROM@KPTR.RU

БОЛЕЕ
200 ТЕХНИЧЕСКИХ
РЕШЕНИЙ
70 ФИРМ
КАТАЛОГ
ПЕРЕДОВЫХ
ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

2015



WWW.GTTRU

Т/ф.: (4855) 295-235, 295-236, 295-237

СДЕЛАНО В РОССИИ

GEA

ХОЛОДИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ И ДОЖИМНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ
СТАНЦИИ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ
И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА



• проектирование • поставка • монтаж • пусконаладка • сервисное обслуживание

ООО «ГЕА РЕФРИЖЕРЕЙШН РУС»

Москва

105094, ул. Семеновский Вал, 6А
Тел.: (495) 787-20-11, факс: (495) 787-20-12

Екатеринбург

620028, ул. Фролова, 31, офис 31
Тел/факс: (343) 287-37-30

Санкт-Петербург

190031, ул. Гороховая, 53, лит. А, пом. 6Н
Тел/факс: (812) 310-38-49

Владивосток

690091, ул. Набережная, 9
Тел/факс: (4234) 65-02-80

energy.grasso@gea.com • www.geaenergy.ru