

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ВСЕРОССИЙСКИЙ ДВАЖДЫ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ»
(ОАО «ВТИ»)



Международная научно-техническая конференция

**«ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ
КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ
ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК»**

Сборник докладов

Под общей редакцией докторов техн. наук А.Н. Тугова и Ю.А. Радина

26–27 апреля 2018 г.

Москва
ОАО «ВТИ»

УДК 621.311.22:621.182.2

ББК 31.391

П-78

П-78 Проблемы эксплуатации котлов-утилизаторов парогазовых установок.

Международная научно-техническая конференция, 26–27 апреля 2018 г. [Текст]: сб. докл. / под общ. ред. докторов техн. наук А.Н. Тугова и Ю.А. Радина. – М.: ОАО «ВТИ», 2018 – 180 с.

ISBN 978-5-905858-23-9

Представлены доклады в области проектирования, изготовления, освоения и эксплуатации котлов-утилизаторов ПГУ. Показано текущее состояние, перспективы развития и совершенствования КУ.

Рассмотрены вопросы повышения надежности КУ, их влияния на манёвренность ПГУ, возможности повышения параметров пара, управления, мониторинга технического состояния, ведения водно-химического режима КУ, предпусковых отмывок и консервации остановленных КУ.

Предложены решения возникающих проблем при эксплуатации КУ.

Приведены результаты отечественных разработок по созданию перспективных конструкций прямоточного котла-утилизатора.

Предназначен для инженерно-технического персонала электростанций, энергетических компаний, заводов изготовителей котельного оборудования, наладочных организаций, научно-исследовательских, проектных и учебных институтов и лабораторий.

ПМБ ВТИ. РФ, 115280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14.
Тираж 100 экз. Зак. № 53.

ISBN 978-5-905858-23-9

© ОАО «ВТИ», 2018



Уважаемые коллеги!

Теплоэнергетика занимает лидирующие позиции в сфере производства электроэнергии. Сегодня около 75 % энергетических мощностей России установлено именно на тепловых электростанциях, при этом около 50 % электрической энергии вырабатывается за счет сжигания природного газа.

Перед российской энергетикой остро стоят вопросы совершенствования и оптимизации технологических процессов, повышения экономичности использования ресурсов для выработки электрической и тепловой энергии, надежности и безопасности.

Парогазовые установки (ПГУ), использующие в качестве топлива природный газ, эффективно решают эти вопросы.

Начиная с первого блока на Северо-Западной ТЭЦ и по сегодняшнее время, ВТИ активно участвует в строительстве, наладке и последующем освоении новых ПГУ, оснащённых котлами-утилизаторами. Объем оборудования, находящегося в зоне ответственности ВТИ на каждой конкретной ТЭС, различен. Но котлы-утилизаторы – это неизменный объект наладки и исследований для специалистов.

В настоящее время накоплен огромный опыт по проектированию, изготовлению, освоению и эксплуатации котлов-утилизаторов ПГУ. Давно уже назрела необходимость этим опытом делиться, и эта конференция, проводимая в России впервые, предоставляет такую возможность.

Целью конференции является обсуждение текущих вопросов и новых разработок ведущих как российских, так и зарубежных организаций в области проектирования и эксплуатации котлов-утилизаторов ПГУ.

Мы надеемся на успех этой конференции. Уверен, что интересные доклады, представленные участниками конференции, а также их активное обсуждение будут способствовать дальнейшему развитию технологий ПГУ и котлов-утилизаторов, в частности.

Желаю всем участникам и гостям конференции успехов в работе, плодотворных идей, интересных творческих и деловых контактов.

Президент ОАО «ВТИ»,
чл.-кор. РАН

Г.Г. Ольховский

ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Г.Г. ОЛЬХОВСКИЙ (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Парогазовые установки (ПГУ) заняли достойное место в электроэнергетике мира.

На электростанциях нашей страны за последние 5–8 лет введено около 25 мл. кВт парогазовых мощностей. Далеко не все они используют самое совершенное оборудование, однако снизили за 2016 г. удельный расход топлива по энергетике в целом на 6 % и расходы на покупку природного газа на более 5 млрд руб.

Исторически парогазовые установки начинались с котла.

85 лет назад швейцарская фирма «Браун-Бовери» начала выпускать для флота так называемые котлы «Велокс» (рис. 1).

Чтобы уменьшить габариты котла его поместили в корпус под давление 2,5–3 атм, в который осевым компрессором нагнетался атмосферный воздух и подавалось топливо (флотский мазут).

Продукты сгорания охлаждались в поверхностях теплообмена и с температурой около 500 °С поступали в газовую турбину, вращавшую компрессор, где их температура снижалась до 150–200 °С, после чего выбрасывались в атмосферу.

Было построено много таких котлов, работавших в разных странах не только на кораблях, но и в промышленности. Там паровую турбину иногда размещали на валу турбогруппы для восполнения баланса мощности, когда ее не хватало для вращения компрессора с должной подачей.

Их идея была развита в СССР проф. Ложкиным в Ленинграде, а затем в ЦКТИ, где такие установки стали называть ПГУ с высоконапорным парогенератором (ВПГ). Наиболее мощная ПГУ такого типа мощностью 200 МВт (165 паровая турбина + 35 ГТУ) была построена на Невинномысской ГРЭС на Северном Кавказе. Она была пущена в начале 1970-х годов и выведена из эксплуатации совсем недавно.

Дальнейшее развитие газовых турбин привело к вырождению этой схемы. Начальные температуры газов росли и приближались к температуре факела в ВПГ, теплосъем под давлением уменьшался, а трудности подвода газов к турбине росли (рис. 2).

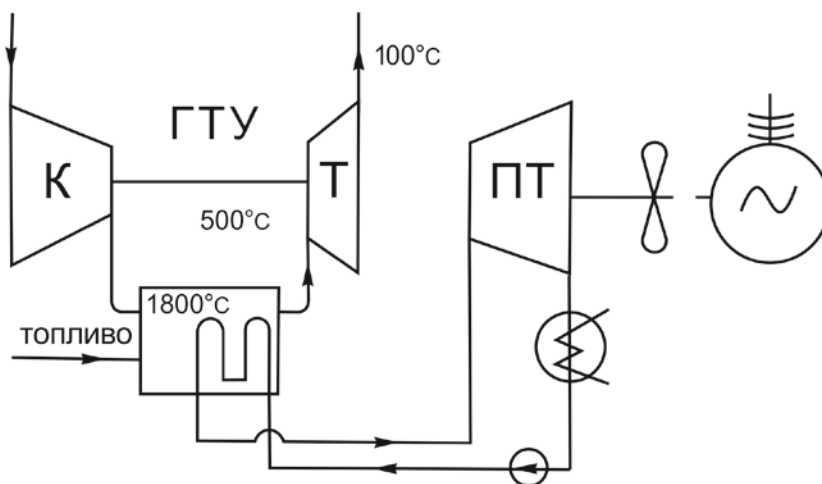


Рис. 1. Котёл «Велокс»

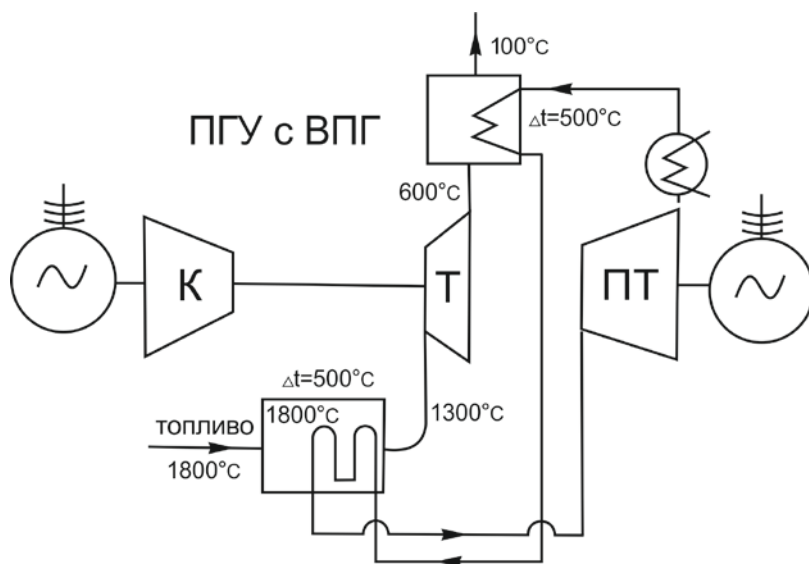


Рис. 2. ПГУ с ВПГ

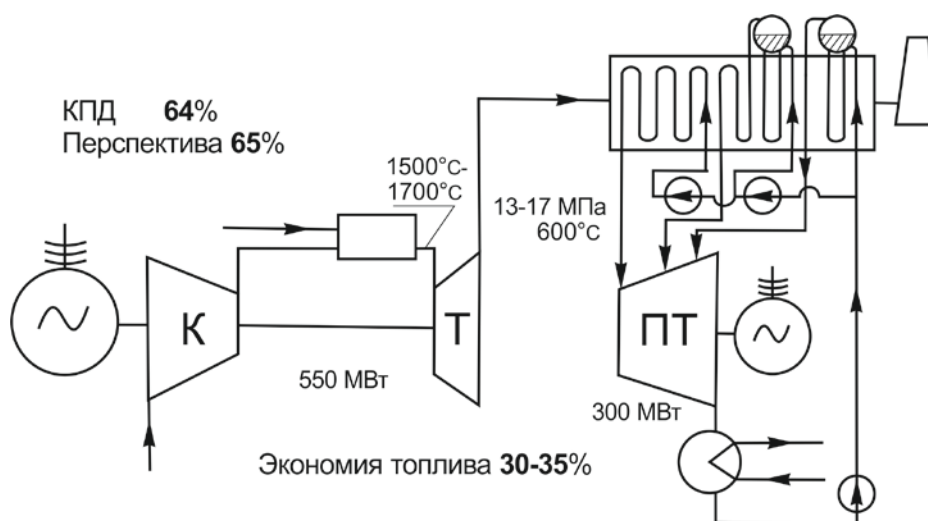


Рис. 3. Бинарная ПГУ

Решающее значение имела все же термодинамика. В схемах с ВПГ и со сбросом отработавших в ГТУ газов в топку традиционного котла, где топливо сжигается с близкими к 1 избытками воздуха, значительная часть тепла топлива подводится прямо в паровой цикл.

Степень бинарности таких циклов меньше 1.

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \eta_{\text{ГТУ}}\beta + (1 - \beta)\eta_{\text{ГТУ}}\eta_{\text{ПТУ}}\eta_{\text{КУ}},$$

где $\eta_{\text{ПГУ}} = (N_{\text{ГТУ}} + N_{\text{ПТ}})/\Delta Q_{\text{ГТУ}}$, $\eta_{\text{ГТУ}} = N_{\text{ГТУ}}/\Delta Q_{\text{ГТУ}}$, $\eta_{\text{ПТУ}}\eta_{\text{КУ}} = N_{\text{ПТ}}/\Delta Q_{\text{П}}$, $\beta = \Delta Q_{\text{ГТУ}}/(\Delta Q_{\text{ГТУ}} + \Delta Q_{\text{П}})$, $\eta_{\text{ПГУ}}$, $\eta_{\text{ГТУ}}$, $\eta_{\text{ПТУ}}$ – КПД ПГУ, ГТУ и парового цикла; β – “степень бинарности”, доля тепла топлива, подведенного к рабочей среде в верхнем газотурбинном цикле.

В итоге в настоящее время сложилась и применяется в мощных энергетических установках приведенная на рис. 3 схема ПГУ.

В таких схемах достигнуты уже КПД до 63 % и прогнозируется в ближайшие годы их повышение до 65 %.

Основные каталожные показатели наиболее мощных ГТУ и ПГУ с ними, приведены в таблице.

Показатели ГТУ и ПГУ		
Поколение ГТУ и ПГУ	F (25 лет)	HJ (5 лет)
Мощность ГТУ, МВт	285–350	425–550
КПД ГТУ, %	38–40	42–44
Температура газов, °C:		
до турбины	< 1500	До 1700
за турбиной	580–640	630–640
Расход воздуха, кг/с	720–750	860–1000
Мощность ПГУ, МВт		
1 ГТУ	440–460	630–800
2 ГТУ	870–930	1265–1615
Мощность паровой турбины, МВт		
1 ГТУ	135–160	230–26-
2 ГТУ	270–320	430–525
КПД ПГУ, %		
1 ГТУ	58,5–59,5	62–63,5
2 ГТУ	58,5–60,0	62–64

На рис. 4 показан рост температуры газов и КПД ПГУ (4, а) и смена поколений (4, б).

Отечественные тепловые электростанции (ТЭС) и их оборудование спроектированы 50 лет тому назад. С тех пор наука и техника в энергомашиностроении ушли далеко вперед. И хотя оборудование наших ТЭС после наработки нескольких сот тысяч часов ещё работоспособно, экономика страны несёт потери из-за перерасходов топлива, повышенных ремонтных затрат и численности персонала, а население – из-за переплат за электроэнергию и тепло и вредных выбросов в окружающую среду.

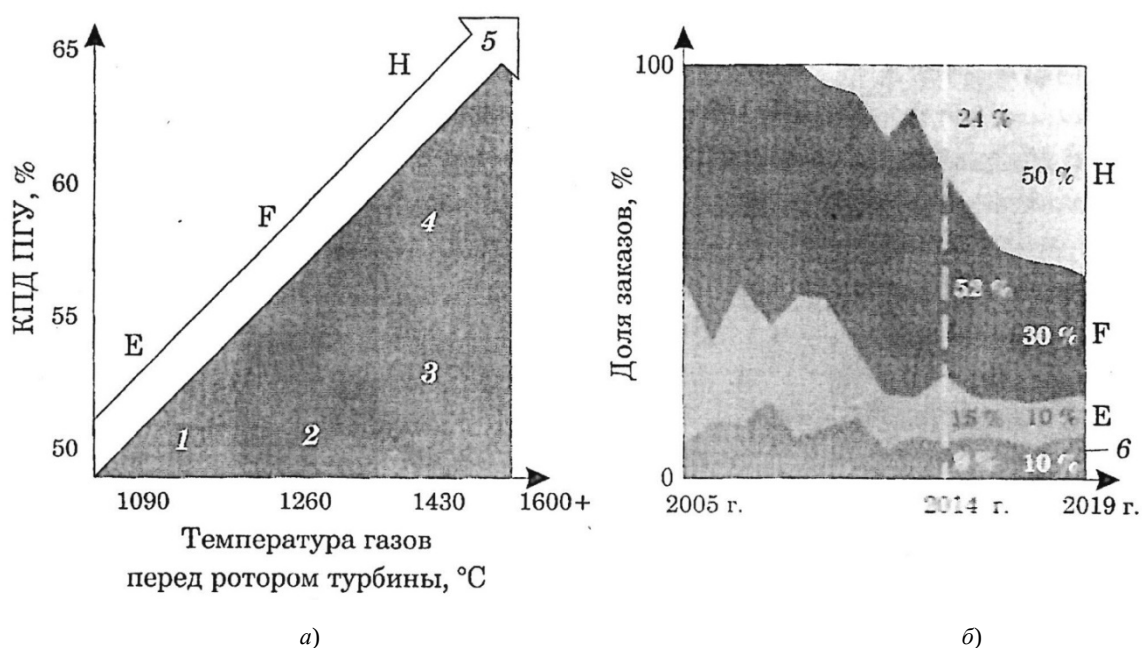


Рис. 4. Развитие ГТУ стационарного типа:

а – повышение параметров и КПД; б – смена поколений начало применения; 1 – с 1972.; 2 – с 1986 г.; 3 – с 2003 г., с паровым охлаждением; 4 – с 2013 г., с воздушным охлаждением; 5 – материалы, технологии сжигания и охлаждения; 6 – мощность менее 100 МВт; Е, F, Н – поколения ГТУ

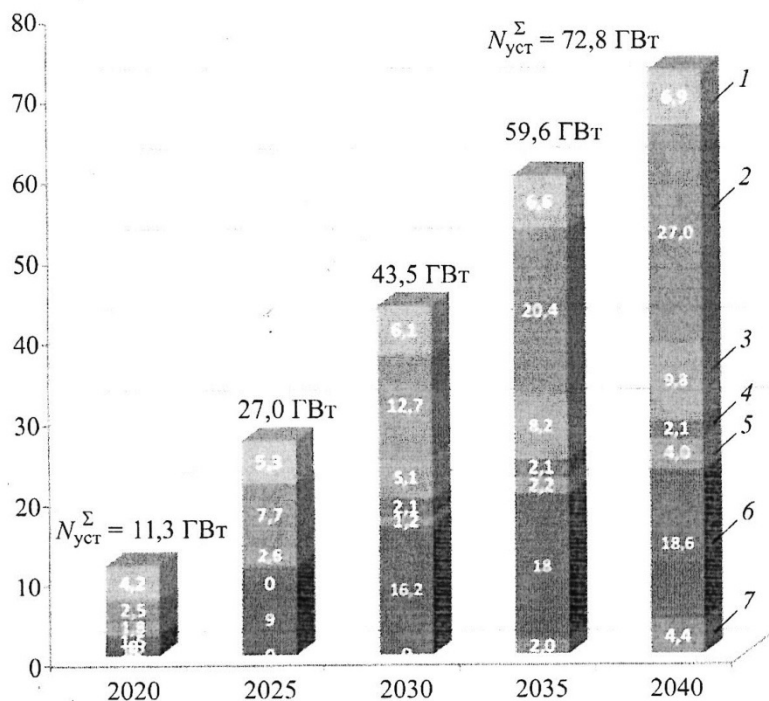


Рис. 5. Структура нарастания мощности устаревшего оборудования ТЭС на природном газе по возрастному критерию 55 и более лет по типам оборудования:

1, 2 – полиблоки ТЭЦ 9 и 13 МПа соответственно; 3, 4 – блоки 150 и 200 МВт соответственно; 5 – ТЭЦ СКД 250 МВт; 6, 7 – конденсационные блоки СКД 300 и 800–1200 МВт соответственно

Тепловые электростанции, использующие органические топлива, являются основой отечественной электроэнергетики.

Общая мощность конденсационных паротурбинных ТЭС в нашей стране составляет около 60 млн кВт, мощность ТЭЦ – ещё 65 млн кВт (рис. 5). В течение года они расходуют $5,6 \cdot 10^{12}$ кДж природного газа и $1,9 \cdot 10^{12}$ кДж угля и вырабатывают $493 \cdot 10^6$ кВт·ч электроэнергии со средним КПД 32,5 %.

Природный газ составляет 75 % потребляемого топлива.

Остро необходима не «модернизация», сохраняющая работоспособность, а техническое перевооружение российских ТЭС с радикальным улучшением их технико-экономических показателей. Его необходимо осуществлять с использованием отечественного оборудования, соответствующего перспективному мировому уровню. Такое оборудование ещё предстоит спроектировать, отработать и производить с помощью передовых технологий на оснащённых для этого предприятиях.

Имеются основания для того, чтобы серьезно рассматривать замещение в течение 10–15 лет парогазовыми установками всех генерирующих паротурбинных мощностей, работающих на природном газе ТЭС общей мощностью около 70 млн кВт.

Как в любой высокотехнологичной отрасли, успешный бизнес в электроэнергетике невозможен без передовой техники. Собственного производства мощных энергетических ГТУ в стране нет.

Оборудование, которое будет устанавливаться на ТЭС, должно соответствовать перспективным стандартам и производиться внутри страны.

Не всегда отечественные энергомашиностроительные компании готовы предложить и коммерчески гарантировать успешную работу такого оборудования.

Его разработки, испытания и освоение невозможны без руководства, организационных усилий и финансовой поддержки со стороны государственных структур.

Энергокомпании не считают своей задачей использование наилучших технологий производства. Условия их хозяйствования и правила действующих в стране рынков электроэнергии и тепла не создают для этого стимулов, а наоборот прямо препятствуют применению и освоению новых технических решений.

Характерных для мировой практики исследований и проектов головных перспективных объектов новой техники, которые осуществляются с участием и под контролем государства, в нашей энергетике нет.

Полномасштабное техперевооружение позволит на треть (30–35 %) уменьшить количество топлива, расходуемого в стране на производство электроэнергии.

До настоящего времени содержание модернизаций действующих энергоблоков ограничивалось, как правило, устранением наблюдавшихся при эксплуатации трудностей без существенного улучшения показателей, прежде всего, экономичности.

При таком подходе на долгие годы в эксплуатации сохраняется старое малоэффективное оборудование.

Организация технического перевооружения с заменой оборудования ТЭС является срочной задачей. Чем позже оно будет осуществлено, тем больше будут риски серьезных отказов в энергоснабжении.

Если мы хотим иметь современную теплоэнергетику, построенную собственными силами в своей стране, необходим коренной пересмотр существующих взаимоотношений и организация работ, для выполнения которых потребуются многие годы.

Воссоздать кадры, разработать оборудование, освоить новые металлы и методы формообразования, сконструировать и испытать изделие для энергоблоков, наконец, построить сами эти энергоблоки и освоить их – задача, требующая в первую очередь эффективной организации и руководства и только потом – ресурсов.

Ресурсы на ее решение дает экономия топлива, которая по осторожным подсчетам после реализации программы составит сотни миллиардов рублей в год.

РАЗВИТИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ ДЛЯ ПГУ

П.А. БЕРЕЗИНЕЦ (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

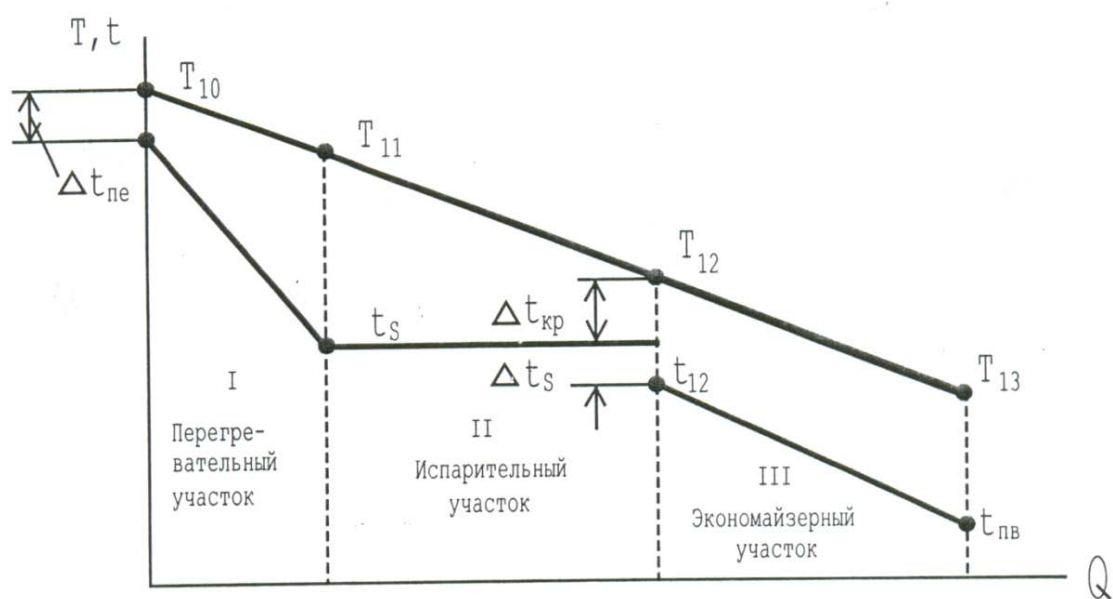
Среди комбинированных циклов, получивших развитие в XX веке, лидером является бинарный парогазовый цикл. Успехи газотурбостроения не вызывают сомнений в том, что он будет определять уровень тепловой энергетики в течение ближайших десятилетий.

Характерной особенностью процесса утилизации тепла выхлопных газов газотурбинных установок является невысокая удельная паропроизводительность одного парогенерирующего контура при предельных параметрах пара (0,1 кг пара/кг газов при температуре выхлопных газов 400 °С; 0,12 кг/кг при 500 °С; 0,15 кг/кг при 600 °С). Отношение водяных эквивалентов рабочей среды (пара и воды) и продуктов сгорания при этом становится меньше единицы, а минимальный температурный напор, который определяет температуру уходящих газов, оказывается на «холодном» конце испарителя. Поэтому для глубокого охлаждения газов требуется применение нескольких парогенерирующих контуров с последовательным снижением давления.

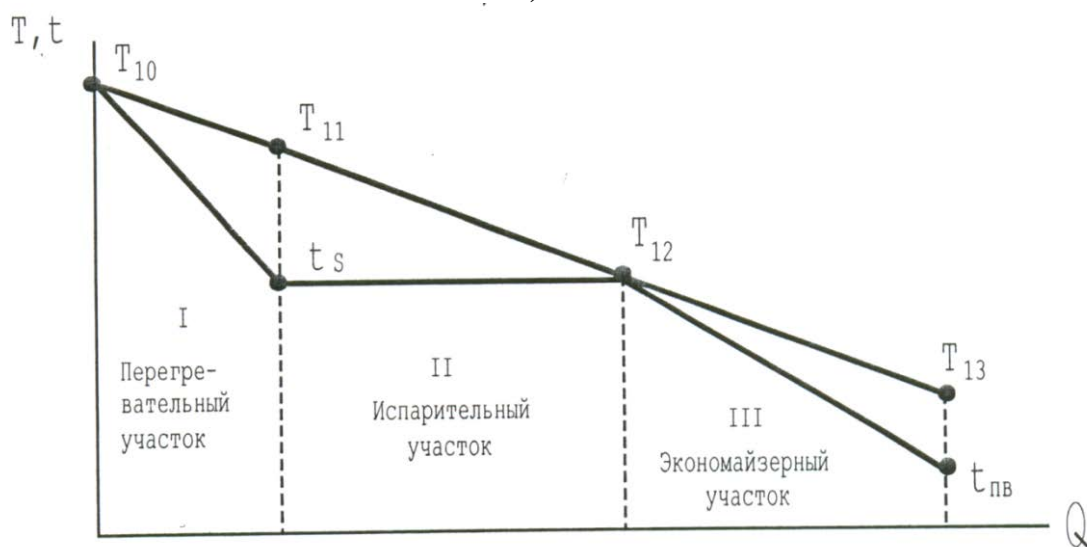
Параметрами, определяющими удельную паропроизводительность выхлопных газов ГТУ в одном парогенерирующем контуре, являются критический температурный напор $\Delta t_{кр}$ (температурный напор на «холодном» конце испарителя), недогрев воды до кипения в экономайзере Δt_s и температурный напор на «горячем» конце пароперегревателя $\Delta t_{пе}$ (рис. 1).

Увеличение критического температурного напора и недогрева воды до кипения в экономайзере уменьшают удельную паропроизводительность, причем большее воздействие оказывает недогрев воды до кипения в экономайзере. Увеличение температурного напора на «горячем» конце пароперегревателя вызывает увеличение удельной паропроизводительности, которое ослабевает, однако, при снижении давления пара. При высоких давлениях КПД ПСУ может увеличиваться при снижении температуры пара.

При конструировании котлов-утилизаторов в первую очередь необходимо стремиться к уменьшению недогрева воды до кипения в экономайзере, затем к уменьшению критического температурного напора и в последнюю очередь к уменьшению температурного напора на «горячем» конце пароперегревателя.



а)



б)

Рис. 1. Процессы в парогенерирующем контуре котла-утилизатора:
а — реальный процесс; б — предельный процесс

На удельную паропроизводительность выхлопных газов в одном парогенерирующем контуре и прямо связанном с ней КПД утилизации тепла существенное влияние оказывает давление пара. Чем выше давление пара, тем меньше удельная паропроизводительность выхлопных газов. Однако давление пара (сопряжённое с температурой) прямо определяет термический КПД (КПД паровой турбины).

Антагонистическую связь между термическим КПД и КПД котла иллюстрирует рис. 2. Видно, что в одном парогенерирующем контуре повышение термического КПД практически компенсируется снижением КПД котла.

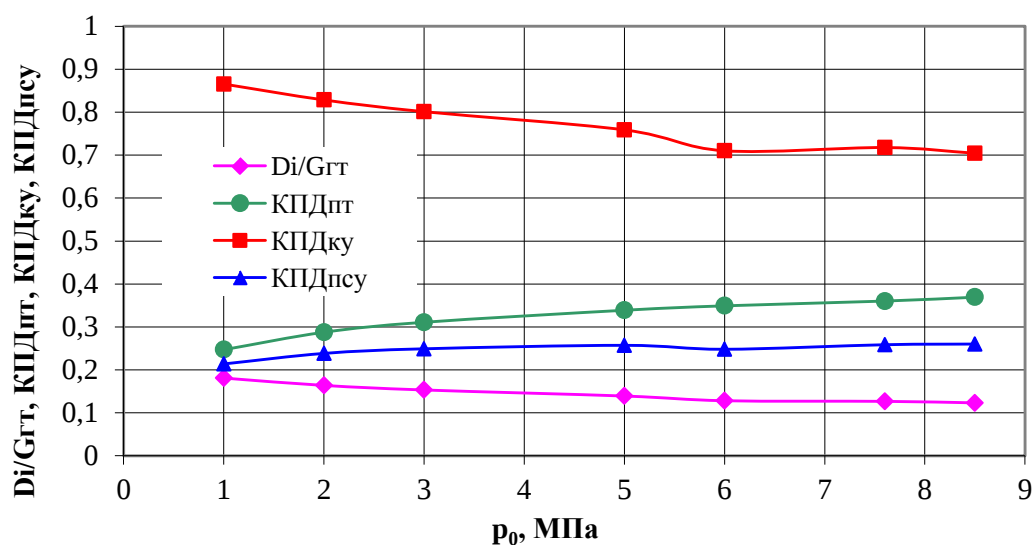


Рис. 2. Влияние начального давления пара на КПД ПГУ

Глубина утилизации тепла выхлопных газов ГТУ зависит от количества парогенерирующих контуров. Наибольший эффект достигается при переходе от одного к двум контурам. При дальнейшем увеличении числа контуров эффект снижается, но остается положительным (рис. 3). Максимальный положительный эффект во всех случаях достигается при увеличении сопряженных параметров пара и количества контуров. Конечно, при этом требуется увеличение суммарной теплопередающей способности (произведение коэффициента теплопередачи на величину поверхности нагрева) котла-утилизатора (рис. 4).



Рис. 3. Влияние количества парогенерирующих контуров котла-утилизатора на КПД ПСУ

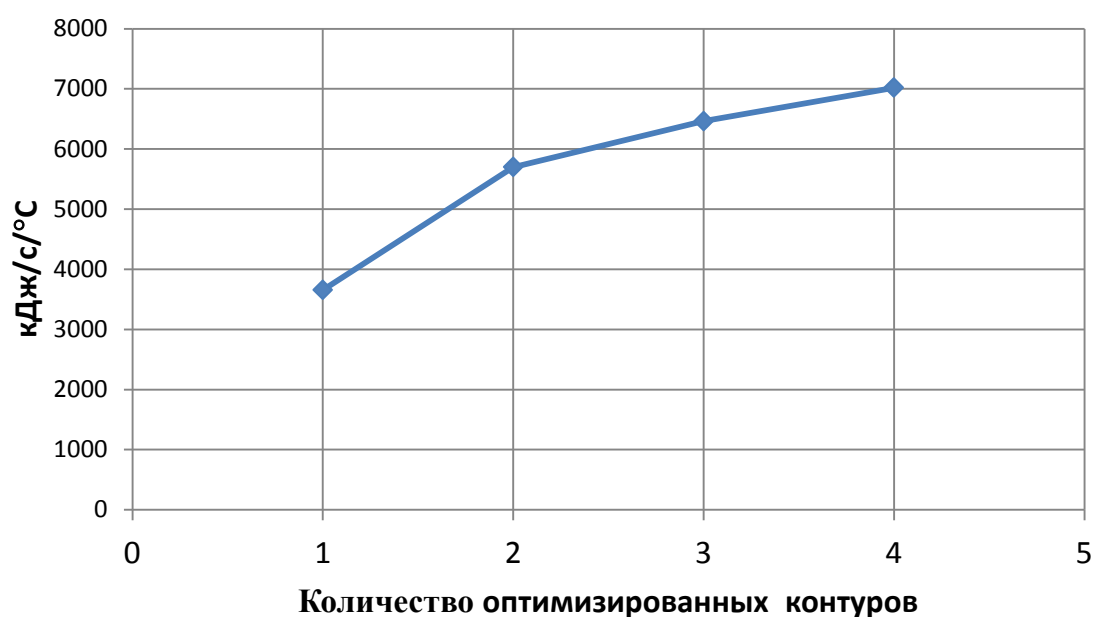


Рис. 4. Влияние количества парогенерирующих контуров на теплопередающую способность котла-утилизатора

Промежуточный перегрев пара повышает КПД ПГУ. Максимальная экономичность ПСУ обеспечивается при предельной температуре промперегрева. Разделительное давление слабо влияет на экономичность ПГУ. Оптимальными условиями для промежуточного перегрева являются:

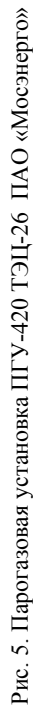
для пара СКД ($p_o = 24$ МПа, 580 °С) — $p_{\text{мп}} = 3\text{--}3,5$ МПа, $T_{\text{мп}} = 570$ °С;

для пара $p_o = 12\text{--}14$ МПа, 562 °С — $p_{\text{мп}} = 2\text{--}3$ МПа, $T_{\text{мп}} = 560$ °С.

Полученные в результате исследований закономерности связей между параметрами парогенерирующих контуров позволяют максимизировать термодинамический эффект при утилизации тепла выхлопных газов ГТУ. При разработке перспективных ПГУ на базе современных высокоэкономичных ГТУ (КПД 39–40 %, температура выхлопа 600–650 °С) использование этих закономерностей обеспечивает КПД ПГУ выше 60 %.

Изложенные выше принципы утилизации тепла выхлопных газов ГТУ используются при конструировании котлов-утилизаторов современных ПГУ.

В качестве примера на рис. 5 представлена принципиальная схема теплофикационной ПГУ последнего поколения мощностью 420 МВт с рекордным для российской тепловой энергетики КПД брутто в конденсационном режиме 59 %, введенная в эксплуатацию в 2011 г. на ТЭЦ-26 ПАО «Мосэнерго». Котёл-утилизатор этой ПГУ спроектирован с учётом изложенных выше закономерностей процесса утилизации тепла выхлопных газов ГТУ и содержит 24 поверхности нагрева, скомпонованных таким образом, чтобы передача тепла происходила при минимальных температурных напорах. Этим обеспечивается максимальная утилизация тепла в контуре высокого давления и глубокое охлаждение уходящих газов (до 85–90 °С). В диапазоне изменения нагрузки ГТУ 100–40 % номинального значения температура пара высокого давления за котлом изменяется соответственно от 570 до 620 °С.



Сегодня КПД ПГУ на базе ГТУ класса Н уже превышает 60 %, а ГТУ класса НL обеспечивают КПД ПГУ выше 63 % и мощность выше 800 МВт. При этом повышение КПД ГТУ до 42,6 % сопровождается ростом температуры выхлопных газов до 680 °С. Поскольку температура пара высокого давления пока ограничивается 570 °С (паропровод и ЦВД паровой турбины), повышение температуры выхлопных газов ГТУ будет увеличивать температурный напор и расход пара высокого давления. Расход пара из контуров среднего и низкого давления будет уменьшаться. При температуре выхлопных газов ГТУ около 750 °С в котле-утилизаторе останется только контур высокого давления.

Котёл-утилизатор на такую температуру был разработан ОАО «ЗиО» и ВТИ для дублирной ПГУ-800 на базе газотурбинной установки ГТЭ-150, разработанной, изготовленной и поставленной на испытания в 1990 г. ОАО «ЛМЗ». Планировалось строительство и ввод в эксплуатацию ПГУ-800 на Кармановской ГРЭС в середине 1990-х годов. Поскольку в проекте была использована серийная паровая турбина с промперегревом пара, а параметры выхлопных газов ГТЭ-150 не могли обеспечить необходимые расход и температуру пара при давлении 13,7 МПа, то в котлах-утилизаторах были предусмотрены разработанные ОАО «ВТИ» микрофакельные горелочные устройства для нагрева выхлопных газов ГТУ от 500 до 750 °С. Это позволило выполнить котёл-утилизатор с одним парогенерирующим контуром. Для минимизации поверхности нагрева контура он выполнен прямоточным с противоточным движением теплоносителей. Первым по ходу газов установлен промперегреватель.

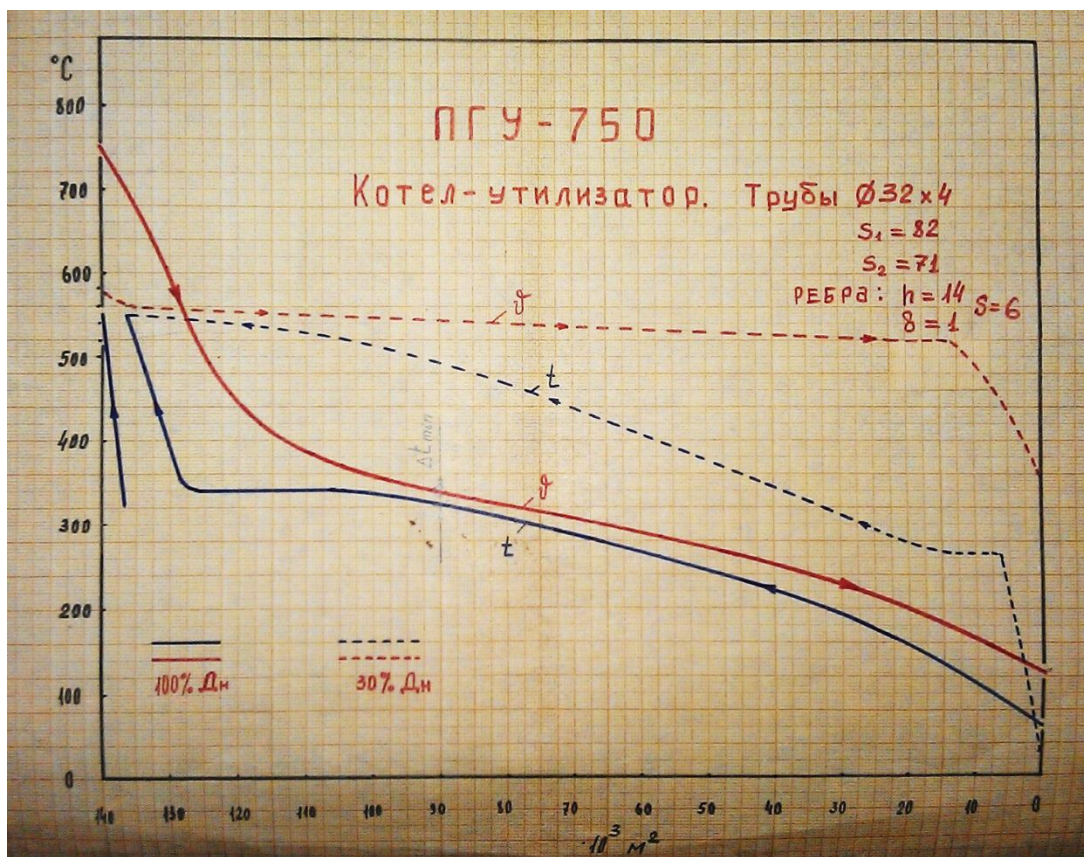


Рис. 6. Распределение температур теплоносителей в прямоточном котле ПГУ-800 Кармановской ГРЭС (проект)

На рис. 6 показано распределение температур газов и пароводяной среды вдоль поверхности нагрева котла-утилизатора при номинальной и 30 %-й нагрузках ПГУ при неизменном расходе выхлопных газов ГТУ и сохранении номинальной температуры пара. На этой диаграмме видно, что критический температурный напор (около 20 °С) при номинальной нагрузке находится в выходной части экономайзерной зоны. Условие сохранения номинальной температуры пара без изменения расхода газов приводит к очень высокой температуре уходящих газов при нагрузке 30 % номинальной (360 °С). Однако при работе паровой турбины на скользких параметрах пара температура уходящих газов при снижении нагрузки будет существенно снижаться.

Достоинством прямоточного котла-утилизатора ПГУ является возможность широкого регулирования температуры пара как при работе на скользких параметрах пара, так и при пусках паровой турбины из различного состояния. Для этого используется регулятор соотношения «топливо (тепло выхлопных газов ГТУ) – вода» и сепараторные режимы работы котла-утилизатора, когда часть расхода пароводяной смеси выводится из парогенерирующего контура.

ПАРОВЫЕ КОТЛЫ-УТИЛИЗАТОРЫ ЗА ГТУ МОЩНОСТЬЮ БОЛЕЕ 25 МВт, УСТАНОВЛЕННЫЕ НА ТЭС РОССИИ

А.Н. ТУГОВ, М.Н. МАЙДАНИК (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

В настоящее время в РФ на 77 ТЭС находятся в эксплуатации или на стадии завершения монтажа 157 паровых котлов-утилизаторов (КУ), установленных после газотурбинных установок (ГТУ) электрической мощностью более 25 МВт. (В данном докладе не рассматриваются водогрейные КУ и паровые котлы за ГТУ мощностью 25 МВт и ниже). Динамика ввода в эксплуатацию КУ показана на рис. 1.

Пик пришелся на 2011–2014 гг., когда была запущена в работу почти половина КУ (75). В последующие годы наблюдался некоторый спад: в 2016–2017 гг. – всего по 7 КУ в год. Ожидается, что в 2018 г. будет введено в эксплуатацию 15 котлов-утилизаторов за ГТУ.

Большая часть котлов входит в состав блочных парогазовых установок (ПГУ) – 88 %. В составе ГТУ-ТЭЦ или работающих по схеме с поперечными связями в составе ТЭЦ – примерно 12 %.

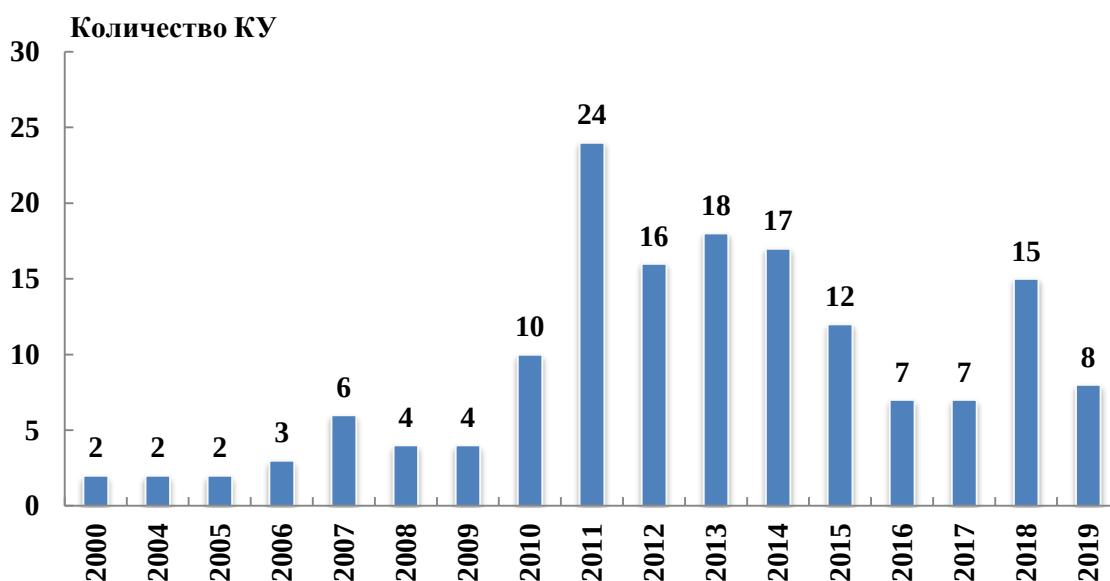


Рис. 1. Динамика ввода в эксплуатацию КУ

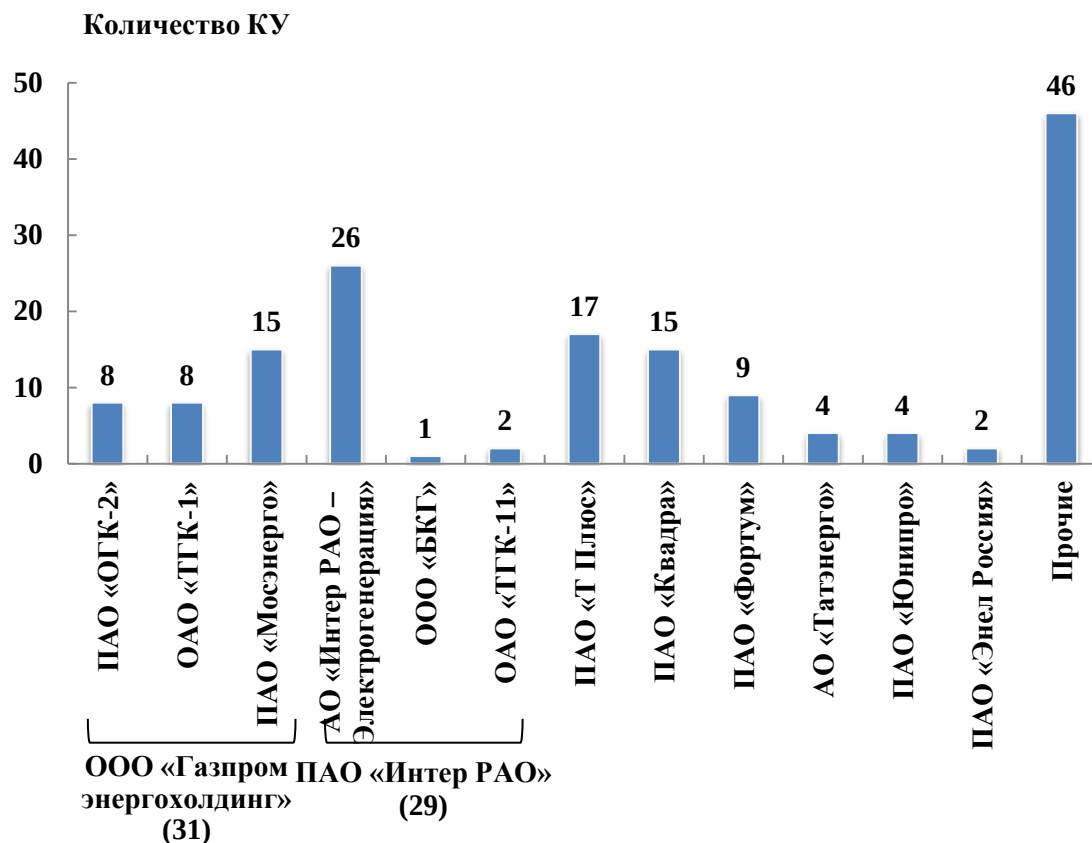


Рис. 2. Котлы КУ в субъектах электрогенерации

Наибольшее количество КУ установлено на электростанциях, входящих в группы компаний ООО «Газпром энергохолдинг» и ПАО «Интер РАО» (рис. 2).

Большая часть котлов-утилизаторов (88,5 %) установлена после ГТУ конструкции фирм «Siemens» и «GE Energy» (рис. 3). (В данном случае имеются также ГТУ, изготовленные по лицензии фирмы «Ansaldo Energia» и на предприятиях России).

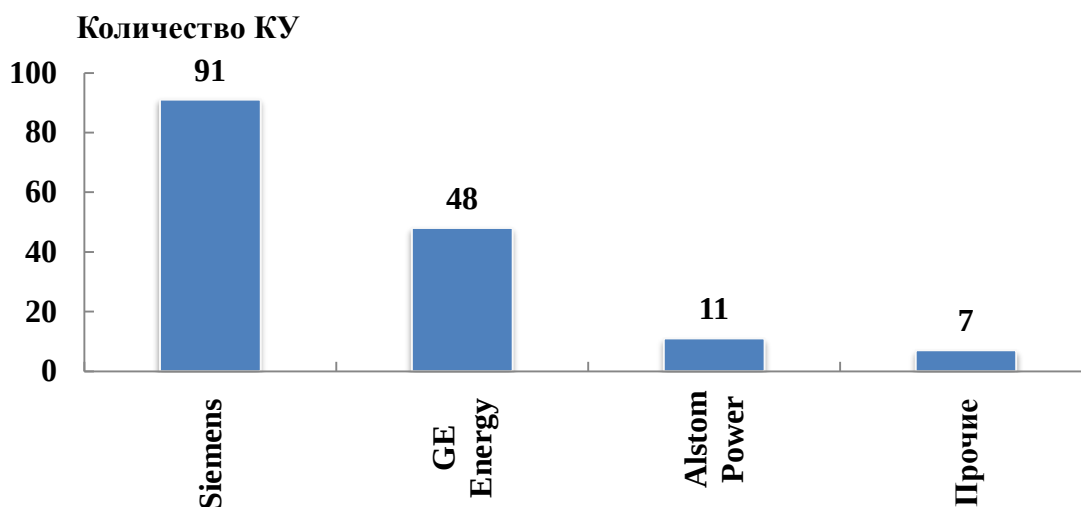


Рис. 3. Распределение КУ по фирмам-изготовителям ГТУ

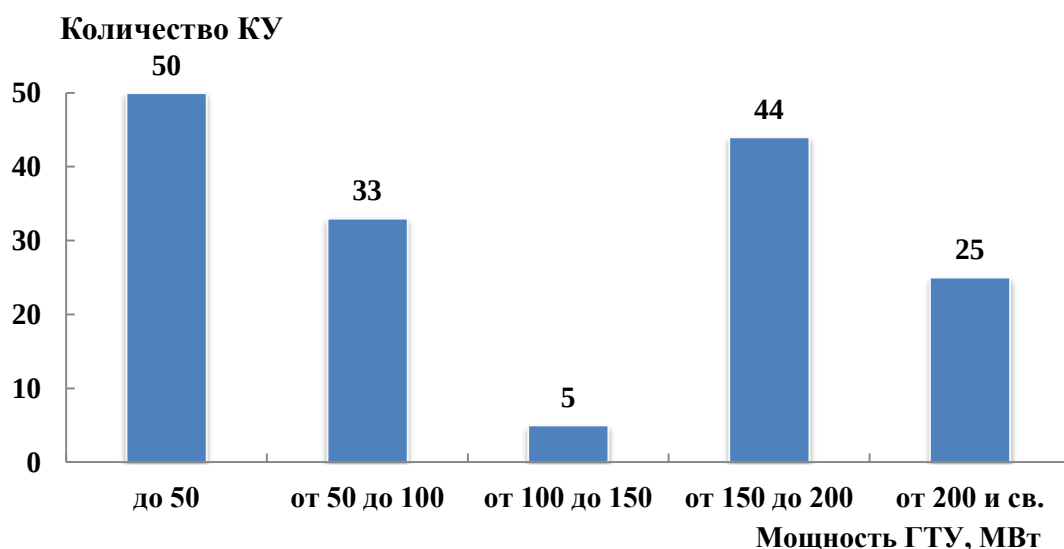


Рис. 4. Распределение КУ по мощности ГТУ

Распределение КУ по мощности ГТУ показано на рис. 4, из которого видно, что наибольшее количество КУ установлено за ГТУ мощностью менее 50 МВт, наименьшее – за ГТУ в диапазоне мощностей от 100 до 150 МВт.

КУ, работающих с ГТУ-160 конструкции «Siemens», сейчас насчитывается 36 единиц. В том же диапазоне мощностей работают 8 КУ за ГТУ GT13E2 фирмы «Alstom Power».

Начиная с 2010 г., вводятся в эксплуатацию котлы за ГТУ мощностью более 250 МВт.

В таблице представлены ПГУ, в состав которых входят КУ за такими газовыми турбинами.

Следует отметить, что большая часть ГТУ мощностью 250 МВт и выше (17 из 25) изготовлены на совместном предприятии «Сименс АГ» – ПАО «Силовые машины», 6 газовых турбин – поставки «GE Energy», по одной – изготовили фирмы «Alstom Power» и «Mitsubishi Heavy Industries».

Котлы-утилизаторы можно классифицировать по различным признакам:

- по числу контуров пара: одно-, двух- и трехконтурные;
- по типу циркуляции в испарительных трубах: с естественной и с принудительной;
- по компоновке (профилю): горизонтальные и вертикальные.

Известно, что с повышением количества контуров повышается КПД ПГУ в целом. При одной и той же ГТУ переход от одноконтурного КУ к двухконтурному дает повышение КПД ПГУ примерно на 4 % (абс.), переход от двухконтурного к трехконтурному еще на 1 % (абс.). На российских ТЭС в основном применяют двух- и трехконтурные котлы – 86 % общего количества КУ (рис. 5).

Котлы-утилизаторы с ГТУ мощностью более 250 МВт

№ п/п	Объект ЭЭ / Субъект ЭЭ	Мощность ПГУ/ газовой турбины, МВт	Количество на блок	Данные котла-утилизатора						Год ввода в эксплу- атацию
				Разм	ВД	СД	НД	Тип	Изготовитель	
1	Верхнетагильская ГРЭС / АО «Интер РАО- Электрогенерация»	447/288	1	т/ч	288,6	57,1	42,0	Трехконтурный, горизонтальный, с естественной циркуляцией	ПАО «Зно- Подольск» – АО «ИК ЗИОМАР»	2017
				МПа	13,8	3,4	0,52			
				°C	566	375	244			
2	Казанская ТЭЦ-3 / ПАО «ТКГ-16»	в составе ТЭЦ / 394,6	1	т/ч	354	128	–	Двухконтурный, горизонтальный, с естественной циркуляцией	СМТ Energy (Бельгия)	2017
				МПа	14,8	5,2	–			
				°C	562	30,5	–			
3	Киришская ГРЭС / ПАО «ОГК-2»	800 / 285,3	2	т/ч	255	58	29	Трехконтурный, горизонтальный, с естественной циркуляцией	ПАО «Зно- Подольск» – АО «ИК ЗИОМАР»	2012
				МПа	15	3,6	0,45			
				°C	540	342	265			
4	Краснодарская ТЭЦ / ООО «ЛУКОЙЛ- Кубаньэнерго»	411 / 305	1	т/ч	307	353	41,5	То же	АО «ТКЗ «Красный котельщик»/Bilfinger Babcock CZ (Чехия)	2012
				МПа	12,6	3,1	0,2			
				°C	565	560	250			
5	Невинномысская ГРЭС / ПАО «Энел Россия»	410 / 280,3	1	т/ч	259	44	49	Трехконтурный, вертикальный, с естественной циркуляцией	СМТ Energy (Бельгия)	2011
				МПа	12,5	3,2	0,5			
				°C	551	309	285			
6	Нижневартовская ГРЭС / АО «Интер РАО- Электрогенерация»	388 / 260	1	т/ч	277	44,4	44,1	Трехконтурный, горизонтальный, с естественной циркуляцией	ПАО «Зно- Подольск» – АО «ИК ЗИОМАР»	2014
				МПа	11	2,2	0,39			
				°C	566	312	300			
7	Ново-Салаватская ТЭЦ / ООО «Ново- Салаватская ТЭЦ»	432 / 290	1	т/ч	264	297	43	То же	АО «ТКЗ «Красный котельщик»	2016
				МПа	13	3,0	0,47			
				°C	558	558	237			

Продолжение таблицы

№ ш.	Объект ЭЭ / Субъект ЭЭ	Мощность ПГУ/ газовой турбины, МВт	Количество на блок × тип газовой турбины	Данные котла-утилизатора							Год ввода в эксплуатацию
				Количество на блок	Разм	ВД	СД	НД	Тип	Изготовитель	
8	Няганская ГРЭС / ПАО «Фортум»	420/316,5	1×SGT5-4000F	1	т/ч	270	316	46	Трехконтурный, горизонтальный, с естественной циркуляцией	АО «ТКЗ «Красный котельщик»	2011
		424/287,5			МПа	12,5	3,06	0,46			2013
		424/267,9			°C	560	560	237			2014
9	Пермская ГРЭС/АО «Интер РАО-Электрогенерация»	861/290	2×SGT5-4000F	2	т/ч	274	320	44,6	То же	АО «ТКЗ «Красный котельщик»	2017
					МПа	12,7	3,08	0,46			
					°C	566	561	237			
10	Серовская ГРЭС / ПАО «ОГК-2»	420/288	1×SGT5-4000F	1	т/ч	270	316	46	>>	АО «ТКЗ «Красный котельщик»	2015
					МПа	12,5	3,08	0,46			
					°C	560	560	237			
11	Среднеуральская ГРЭС/ПАО «Энел-Россия	419/281	1×PG9371	1	т/ч	Нет данных			>>	Nooter-Eriksen	2011
					МПа						
					°C						
12	Сургутская ГРЭС-2 / ПАО «Юнипро»	336,9/257,6	1×PG9351FA	1	т/ч	285	43	41	>>	СМ Energy (Бельгия)	2011
		400,2/260,1			МПа	204	2,5	0,5			20011
					°C	556	300	294			
13	ТЭЦ-16 Мосэнерго / ПАО «Мосэнерго»	421/289,5	1×SGT5-4000F	1	т/ч	264	297	43	>>	АО «ТКЗ «Красный котельщик»	2014
					МПа	13	3,0	0,47			
					°C	558	558	237			
14	ТЭЦ-20 Мосэнерго / ПАО «Мосэнерго»	424/290	1×SGT5-4000F	1	т/ч	264	297	43	>>	АО «ТКЗ «Красный котельщик»	2015
					МПа	13	3,0	0,47			
					°C	558	558	237			

Окончание таблицы

№ пп.	Объект ЭЭ / Субъект ЭЭ	Мощность ПГУ / газовой турбины, МВт	Количество на блок	Данные котла-утилизатора						Год ввода в эксплуатацию
				Разм.	ВД	СД	НД	Тип	Изготовитель	
15	ТЭЦ-26 Мосэнерго / ПАО «Мосэнерго»	421/280,9	1	т/ч МПа °C	315 13,9 567	44,3 3,2 353	30,9 0,47 284	Трехконтурный, горизонтальный, с естественной циркуляцией	ПАО «ЗиО-Подольск» – АО «ИК ЗИОМАР»	2011
16	Череповецкая ГРЭС / ПАО «ОГК-2»	422/282	1	т/ч МПа °C	270 12,5 560	316 3,06 560	46 0,46 237	То же	АО @ ТКЗ «Красный котельщик»	2014
17	Шатурская ГРЭС / ПАО «Юнипро»	393/255,6	1	т/ч МПа °C	285 204 556	43 2,5 300	41 0,5 294	>>	СМІ Energy (Бельгия)	2010
18	Южноуральская ГРЭС / АО «Интер РАО-Электрогенерация»	408/288 417/293	1	т/ч МПа °C	259 11,9 543	61,8 3,1 332	42 0,43 234	>>	ПАО «ЗиО-Подольск» – АО «ИК ЗИОМАР»	2014
19	Яйвинская ГРЭС / ПАО «Юнипро»	425/293	1	т/ч МПа °C	261 11,9 544	55 3,0 306	45 0,4 284	>>	СМІ Energy (Бельгия)	2011

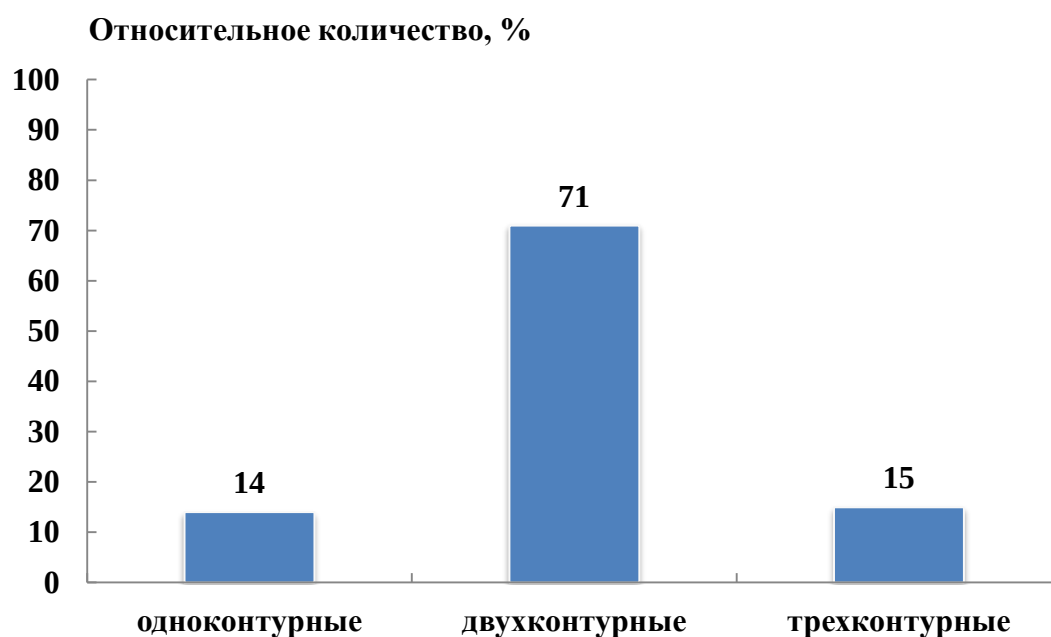


Рис. 5. Распределение КУ по количеству паровых контуров

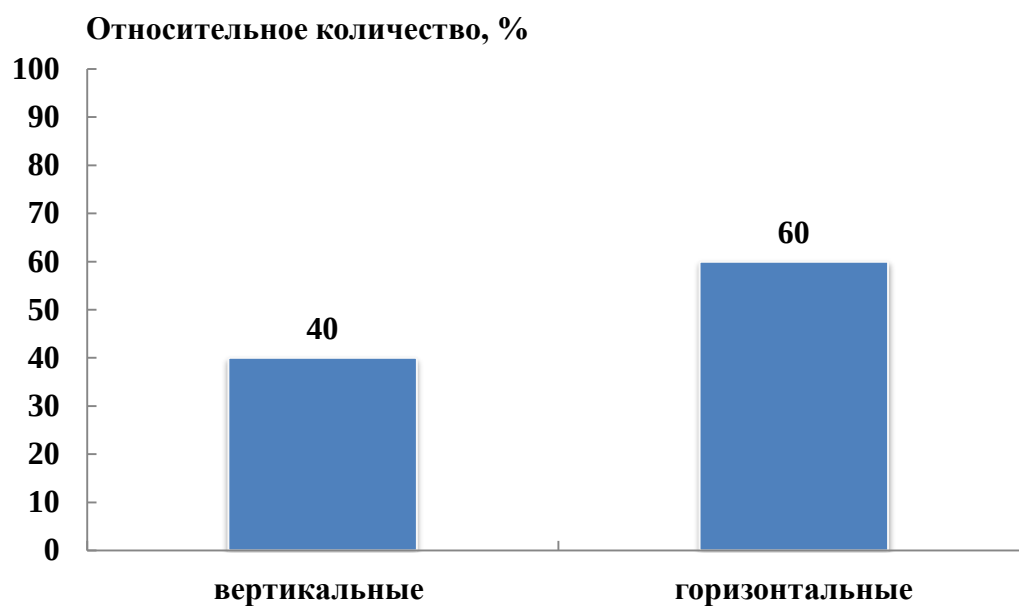


Рис. 6. Соотношение КУ за ГТУ, выполненных в вертикальном и горизонтальном исполнении

Большая часть котлов-утилизаторов за ГТУ (примерно 60 %) выполнена в горизонтальном исполнении (рис. 6).

На всех горизонтальных котлах организована естественная циркуляция рабочей среды, возникающая за счет разности плотности среды в подъёмных и опускных трубах (в последних плотность выше). При этом реализуется поперечное обтекание газами трубных пучков, при котором теплопередача наиболее эффективна.

Вертикальные КУ, как правило, выполняют с принудительной циркуляцией с помощью специальных насосов, включенных в контур циркуляции. Эти насосы потребляют электроэнергию, но зато гарантируют надежную циркуляцию на всех режимах работы. Однако реализованы технические решения использования естественной циркуляции и в вертикальных КУ (например, на некоторых котлах фирмы «СМІ Energy», Бельгия).

Сравнение горизонтальных и вертикальных КУ показывает, что по тепловой мощности и экономичности они равноценны, близки их площади теплопередающих поверхностей и стоимости. При одинаковой мощности горизонтальный КУ требует площади установки примерно на 30 % больше, чем вертикальный, главным образом за счет входного диффузора, выходного патрубка, тракта к дымовой трубе и ее самой. Для возведения вертикального КУ требуются механизмы большей грузоподъемности, но зато время монтажа поверхностей нагрева меньше. Очень важными достоинствами вертикального КУ являются возможность замены нагревательных поверхностей, меньшие затраты на обслуживание и ремонт, лучшая доступность для инспекций.

На ТЭС РФ эксплуатируется 14 КУ, которые имеют систему дожигания для стабилизации параметров перегретого пара или для повышения паропроизводительности.

Основными фирмами-поставщиками котлов-утилизаторов ГТУ на российском рынке являются Акционерное общество «Подольский машиностроительный завод» (АО «ЗиО»), ПАО «ЗиО-Подольск» – АО «ИК «ЗИОМАР», АО «ТКЗ «Красный котельщик», ООО «Белэнерго-маш – БЭМЗ» (рис. 7).

К прочим фирмам на рис. 7 относится ООО «НПО «Барнаульский завод котельного оборудования», «Nooter-Erikson», ПАО «АК Южтрансэнерго» (Украина) и др.

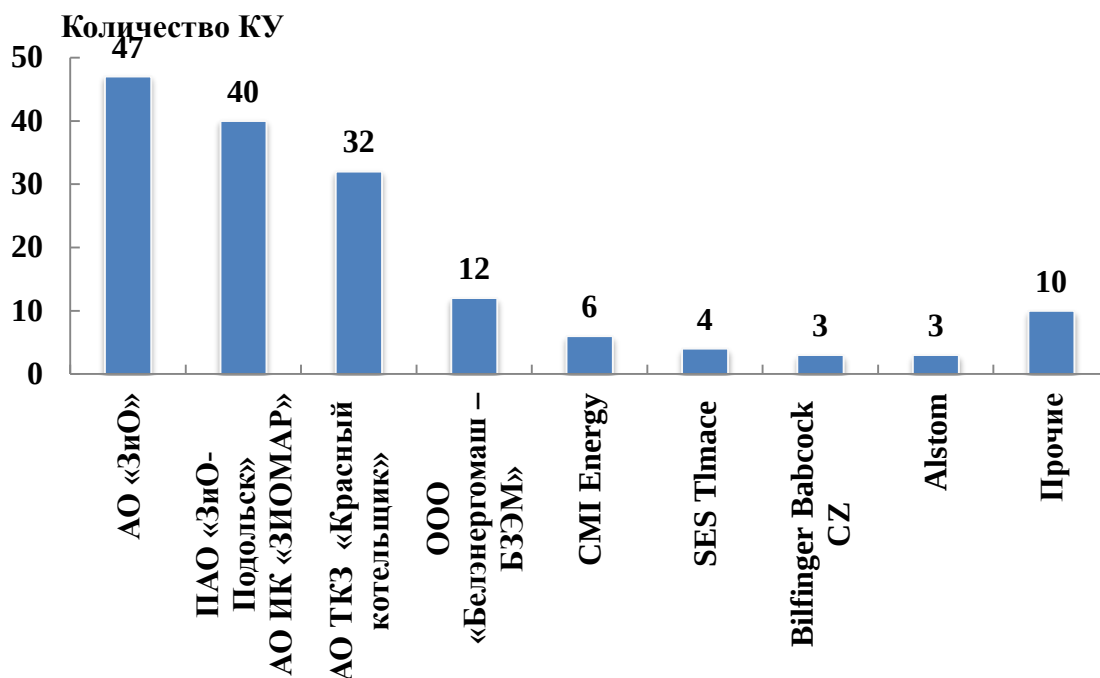


Рис. 7. Фирмы-поставщики КУ за ГТУ на российском рынке

АО «ЗиО» изготовило и поставило преимущественно двухконтурные котлы (39 из 47), примерно в одинаковой пропорции вертикальных (23) и горизонтальных (24) для ГТУ мощностью 180 МВт и ниже.

ПАО «ЗиО-Подольск», кроме двухконтурных (31 ед.) и двух одноконтурных, изготовило для ГТУ мощностью более 260 МВт семь трехконтурных котлов-утилизаторов; 22 вертикальных и 18 горизонтальных КУ.

АО «ТКЗ «Красный котельщик» изготавливает только горизонтальные котлы (6 – одноконтурных, 15 – двухконтурных и за ГТУ мощностью более 282 МВт – 11 трехконтурных).

Подводя итог, можно сказать, что в России накоплен большой опыт проектирования, изготовления и эксплуатации котлов-утилизаторов за ГТУ. Однако следует отметить низкую степень их унификации, даже иногда в рамках одного завода-изготовителя. Это затрудняет отработку надежной конструкции КУ, поскольку принимаемые решения индивидуальны для каждой ТЭС, даже за идентичными ГТУ.

Жесткая конкуренция среди фирм-изготовителей привела к тому, что из-за низкой цены на КУ нет средств для проведения каких-либо научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию современных отечественных разработок. Практически все котлы создаются по лицензии зарубежных фирм («Nooter-Eriksen», «NEM bv» и др.).

В контурах высокого давления котлов-утилизаторов используется докритическое давление с перегревом пара не более 567 / 566 °С. Поэтому принципиально возможно использовать как барабанные, так и прямоточные КУ. Барабанные котлы имеют преимущество в части более простого и надежного поддержания требуемого качества рабочего тела, но наличие громоздких, сложных, а главное, толстостенных барабанов не позволяет в полной мере реализовать высокие маневренные показатели ГТУ. При переходных процессах (пусках, остановах, изменениях нагрузки) в стенках барабанов возникают циклические температурные напряжения, угрожающие появлением в них трещин термической усталости. Для исключения трещинообразования приходится удлинять время переходных тепловых процессов.

Прямоточный котел, наоборот, обладает лучшими маневренными показателями: отсутствие такого сложного элемента, как барабан, позволяет осуществлять быстрый пуск. По данным фирмы «Alstom Power», для пуска из холодного состояния энергоблока с прямоточным КУ требуется 30 мин, а с барабанным – от 60 до 90 мин. (Фирма «Alstom Power» имеет в эксплуатации более 30 прямоточных КУ в составе ПГУ*).

В РФ отсутствует опыт проектирования, а тем более изготовления и эксплуатации прямоточных котлов. Поэтому целесообразно в качестве одного из перспективных направлений развития отечественного котлостроения рассмотреть создание именно прямоточных котлов-утилизаторов ПГУ.

* Трухний, А.Д. Парогазовые установки электростанций [Текст]: учебник для вузов / А.Д. Трухний. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 667 с.

ОПЫТ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ ПГУ

Ю.А. РАДИН (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Развитие ПГУ с котлами-утилизаторами за период от ввода в эксплуатацию головного блока ПГУ-450Т на Северо-Западной ТЭЦ до настоящего времени

Применение современных газовых турбин (ГТУ) с КПД более 34 % в схемах бинарных парогазовых установок (ПГУ) позволило создавать ПГУ с КПД на выработку электроэнергии свыше 50 %, обеспечивая при этом лучшие, чем для традиционных энергоблоков ТЭС на органическом топливе, экологические показатели и характеристики маневренности.

Однако уже в первый период эксплуатации станции столкнулись с проблемой повреждаемости поверхностей нагрева котлов-утилизаторов при использовании традиционных водно-химических режимов обработки котловых вод, а также из-за циклического характера нагрузок, связанного со значительными изменениями температуры теплоносителя. Проблемы повышенной повреждаемости теплообменных труб возникли на ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ после шести лет эксплуатации.

При быстром пуске-останове ПГУ возникают проблемы циклических и термических напряжений оборудования КУ, так как высокая температура газов на выходе из газовой турбины (свыше 540 °С) обеспечивает соответствующие параметры пара на выходе из котла.

Изначально ПГУ проектировались для эксплуатации в базовой части графиков нагрузки с ограниченным количеством пуско - остановочных режимов (в среднем не более 25–30 пусков в год при сроке службы 30 лет), однако их значительно более высокие, чем у традиционных энергоблоков ТЭС, характеристики маневренности (продолжительности пусков и скорости изменения нагрузки), а также изменение цен на газообразное топливо и тарифов на электроэнергию в сочетании с возрастанием требований к поддержанию частоты и мощности при работе энергетических установок параллельно с энергосистемами потребовали использовать оборудование ПГУ в режимах регулирования нагрузки в энергосистеме (количество пусковых режимов ПГУ может составлять более 200).

Известно, что увеличение количества циклов типа пускостационарный режим – останов приводит к увеличенному, по сравнению с базовыми режимами работы, накоплению поврежденности оборудованием ПГУ, в особенности толстостенными элементами котлов-утилизаторов.

Эволюция конструкции котлов-утилизаторов

На рис. 1, 2 представлены конструкции котлов-утилизаторов двух и трех давлений, вертикальной с принудительной циркуляцией и горизонтальной с естественной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давления компоновки, изготавливаемых как на российских предприятиях, так и за рубежом.

Паропроизводительность контура, т/ч:		
высокого давления	251×2 = 502	
низкого давления.....	79,5×2 =139	
Давление пара, МПа:		
высокого давления	8,4	
низкого давления.....	0,7	
Температура пара. °С:		
высокого давления	489	
низкого давления.....	223	
Температура газов на входе, °С.....		510

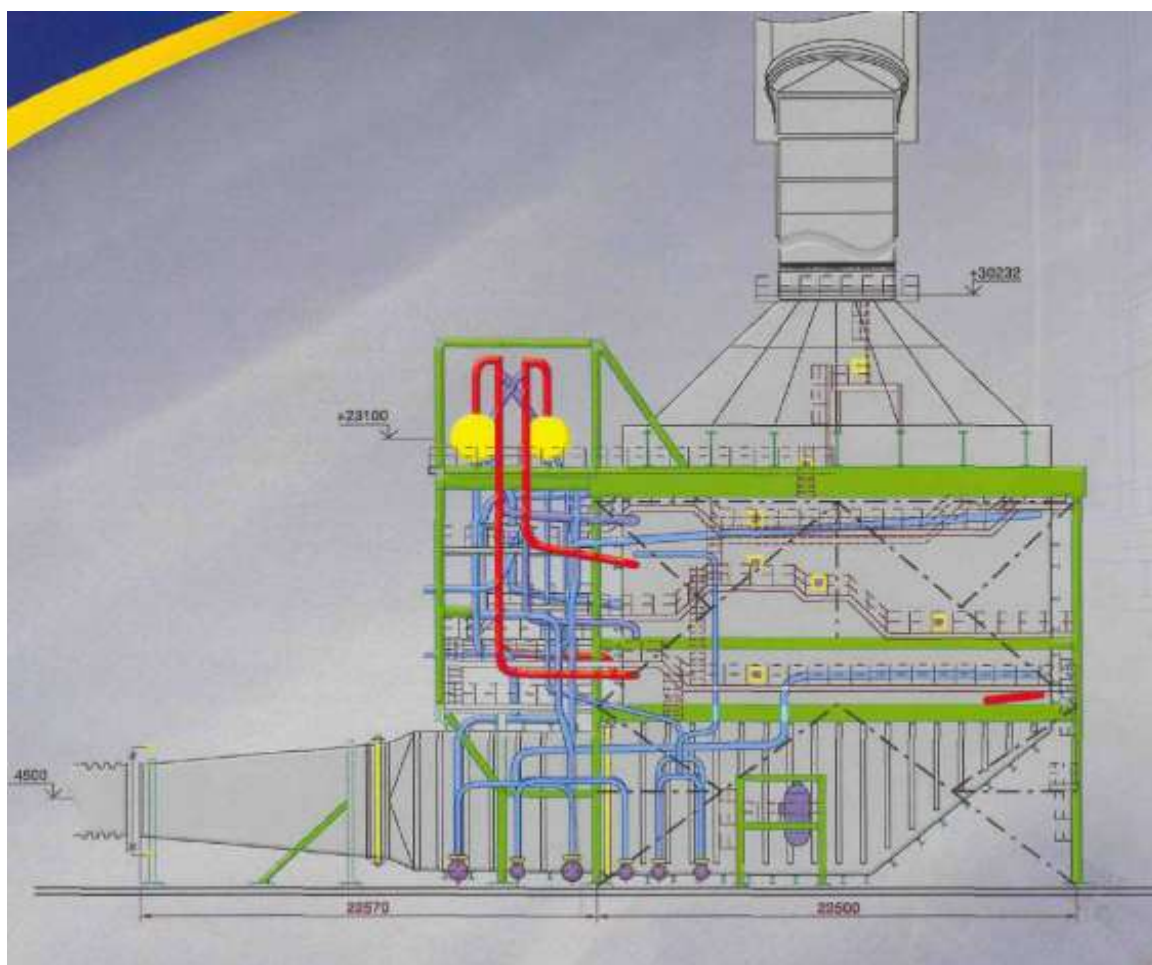


Рис. 1. Пример компоновки вертикального двухбарабанного котла-утилизатора с принудительной циркуляцией

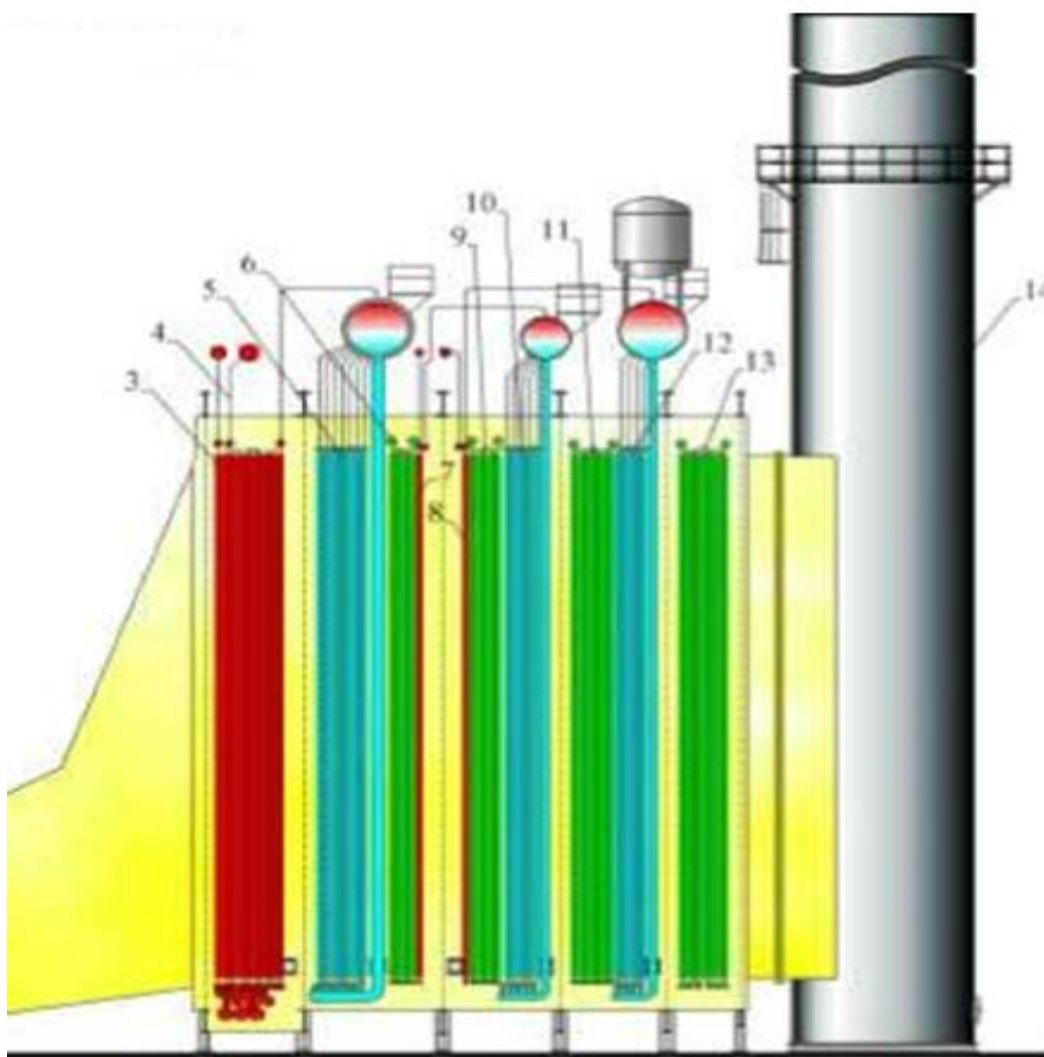


Рис. 2. Пример компоновки горизонтального трехконтурного барабанного котла- утилизатора:

3 – пароперегреватель; 4 – перегреватель; 5 – испаритель высокого давления; 6 – экономайзер высокого давления; 7 – пароперегреватель среднего давления; 8 – пароперегреватель низкого давления; 9 – экономайзер высокого давления; 10 – испаритель среднего давления; 11 – экономайзер высокого /среднего давления; 12 – испаритель низкого давления; 13 – экономайзер низкого давления; 14 – дымовая труба с глушителем

Теплообменные трубы котлов-утилизаторов из-за конвективного характера теплообмена изготавливались с сплошным ленточным оребрением, а в более поздних конструкциях оребрение выполнялось просечным.

Проблемы освоения КУ

Основные проблемы, возникшие при освоении котлов-утилизаторов в составе ПГУ, были связаны с отсутствием в РФ нормативной базы для обоснования критериев надежности наиболее нагруженных деталей КУ.

При обосновании критериев надежности котлов-утилизаторов необходимо рассматривать их следующие элементы:

- барабан высокого давления (ВД);
- входной коллектор пароперегревателя высокого давления;

- выходной коллектор пароперегревателя высокого давления второй ступени с учетом трубопровода дренажа паропровода высокого давления сразу за КУ;
- входной и выходной коллекторы экономайзера высокого давления.

В начале пуска из холодного состояния с выпуском пара через продувочные линии пароперегревателя котла-утилизатора температура верхней части трубопровода продувки ВД увеличивается в темпе повышения температуры насыщения при нарастающем давлении в выходном коллекторе. На момент стабилизации давления (соответствует набору начальной нагрузки ГТУ) разность температур между верхней и нижней образующими трубопровода продувки может достигать 100 °С, оставаясь при этом холоднее металла главного паропровода высокого давления и выходного коллектора пароперегревателя ВД. Это приводит к конденсации пара в нижней части трубопровода продувки.

Расчёты термочувствительности и циклической прочности БВД из типовой стали 16ГНМА позволили определить допустимые скорости нарастания давления в нём (рис. 3, 4).

Напряжения в стенке барабана (σ) могут быть представлены в виде

$$\sigma = k_1 p_6 + k_2 \Delta t_{\text{верх-низ}} + k_3 \Delta t_{\text{ст}},$$

где k_1, k_2, k_3 – коэффициенты влияния; p_6 – давление пара в барабане; $\Delta t_{\text{верх-низ}}$ – разность температур верхней и нижней образующих барабана; $\Delta t_{\text{ст}}$ – разность температур по толщине стенки барабана.

Другими элементами котла-утилизатора, термочувствительность которых существенно ограничивает продолжительность пусков ПГУ, являются выходные коллекторы пароперегревателей высокого давления и входные и выходные коллекторы водяных экономайзеров. Надежность последних требует своего обоснования в режимах подключения пускаемого котла – утилизатора к уже работающему при пусках дубль-блоков.

На рис. 5 представлена обобщённая зависимость максимальной разности температур верх-низ БВД от его температуры.

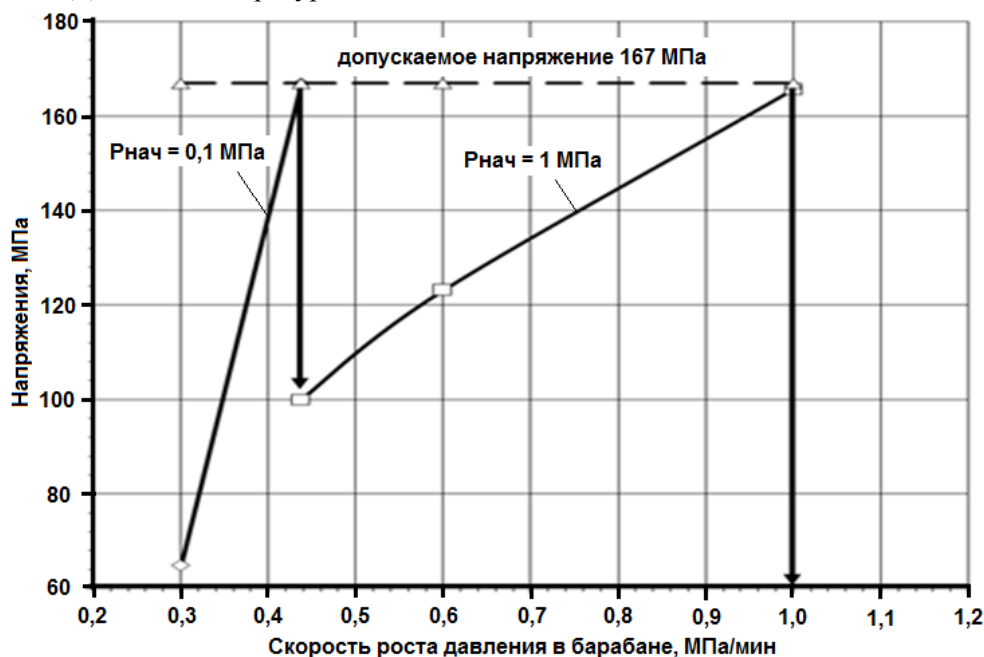


Рис. 3. Зависимость напряжений на внутренней поверхности барабана изготовленного из стали 16ГНМА

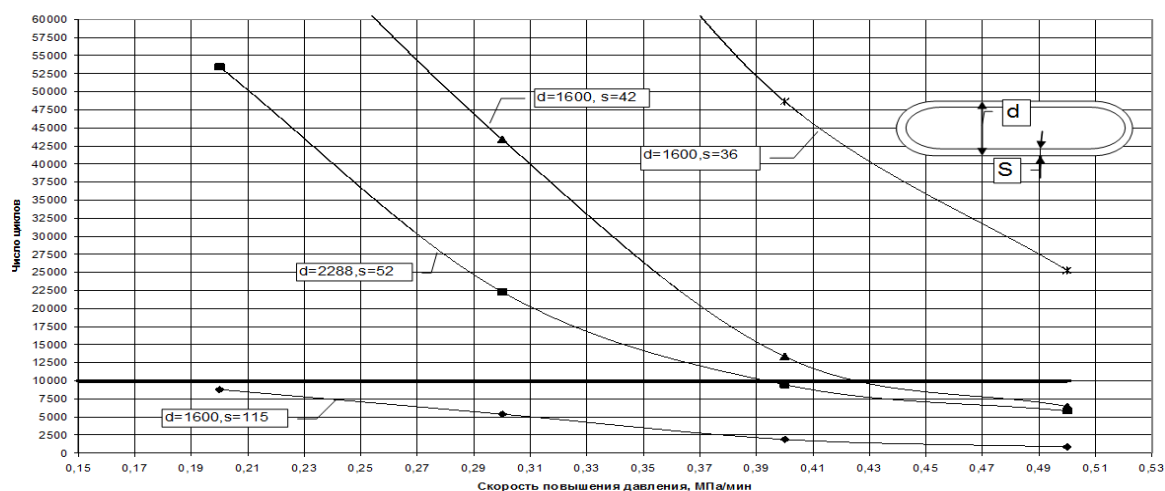


Рис. 4. Число циклов для БВД в зависимости от скорости повышения давления

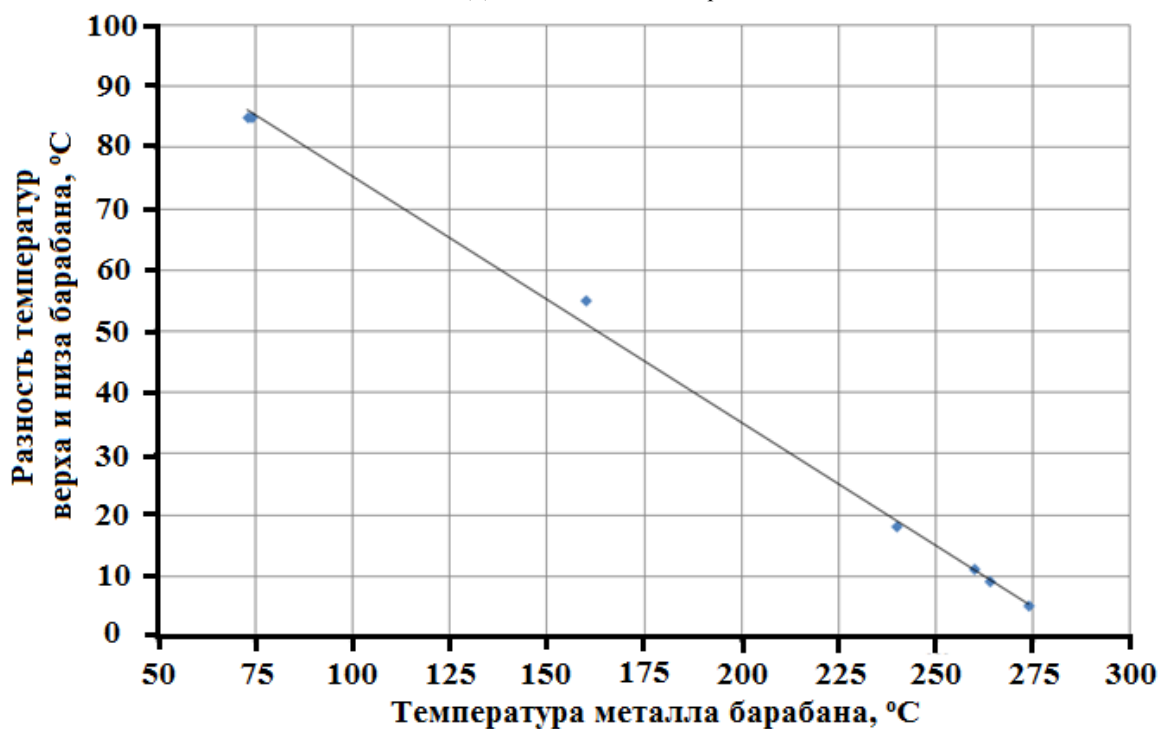


Рис. 5. Зависимость разности температур верхней и нижней образующих барабана от температуры его наружной поверхности

Критерий расчетного срока службы представляется в виде

$$\sum (n_1 \div N_1 + n_2 \div N_2 + n_3 \div N_3 + n_4 \div N_4 + n_5 \div N_5 + n_6 \div N_6) \leq 1,0.$$

Термопрочность выходного коллектора экономайзера ВД КУ должна быть обоснована для схем двухблочных ПГУ вида 2ГТУ + 2КУ + 1ПТ, когда становится возможным подключение второго полублока (КУ) к работающему первому.

Особенности конструкции эксплуатации трехконтурных КУ

В целом преимущества горизонтальных КУ связаны со следующими их конструктивными и монтажными особенностями:

- модульная конструкция с большинством трубопроводных систем, изготовленных на заводе. Модульная конструкция требует меньшего числа сварных швов, а, следовательно, монтаж производится быстрее и с меньшими погрешностями при сборке;
- стандартизованные модули в большинстве проектов КУ с обыкновенными подогревателями и стандартизованными соединительными трубами;
- в пароперегревателях и секциях промежуточного перегрева применяются высоко-температурные стали. Стали (обычно это 9%-ная хромомолибденовая сталь, маркируемая как P91 для трубопроводов и T91 в трубопроводах) обеспечивают дополнительную прочность, сопротивление окислению и защиту от ползучести и термоусталости;
- низколегированные стали P11 и T11 применяются в местах, подверженных высокоскоростной коррозии, такие как подъемные участки труб для барабанов низкого и среднего давления и отдельных гибов.

Современные КУ предназначены для коммерческой эксплуатации и поэтому, как правило, эксплуатируются в более жестких условиях, которые требуют:

- ◇ размещение пароперегревателей и газовых подогревателей конденсата в схеме КУ (главным образом расположение в газоходе);
- ◇ контроль над резкими охлаждениями экономайзера во время пусков из горячего состояния;
- ◇ контроль недопущения парообразования в экономайзере
- ◇ контроль величины тепловых расширений (200 мм и более) в модулях.
- ◇ контроль термических расширений в опорных конструкциях модулей
- ◇ контроль разностей температур в соединениях труба к трубе
- ◇ корректный подход к контролю эксплуатации и ремонта КУ.
- ◇ равномерное распределение выхлопных газов ГТУ в газоходе КУ
- ◇ повышенное расположение низкотемпературных поверхностей нагрева КУ для обеспечения эффективного дренирования их трубных систем (для вертикальных котлов-утилизаторов).

Перспективы

В последние годы на рынке появились газотурбинные установки серии H, мощность которых превышает 400 МВт (SGT5 8000H, 9HA.01-02) с температурой выхлопных газов более 580-600 °С.

Это позволило использовать котлы-утилизаторы с повышенными параметрами пара ВД на выходе (15–17 МПа и температурами пара на уровне 560–580 °С).

Термический КПД парогазовых установок с такими ГТУ достигает 61–62 % и даже более. Уже известны проекты еще более мощных ГТУ.

В этой связи а также с учетом повышенных требований к маневренности ПГУ из-за постоянно меняющейся структуры источников генерации и роста доли возобновляемых источников энергии, аналогичные требования предъявляются и котлам-утилизаторам.

Последнее привело к появлению на рынке КУ с прямоточными контурами пара только ВД или ВД и СД (рис. 6).

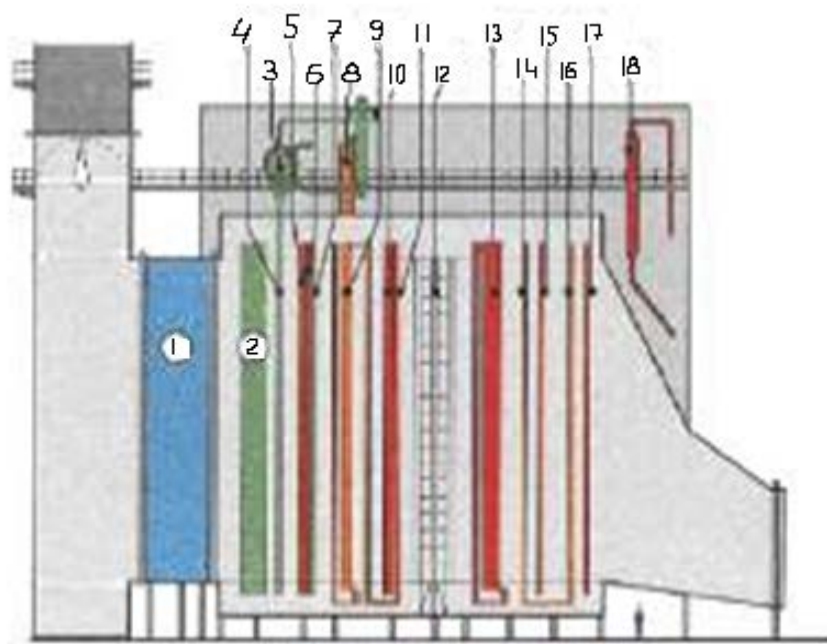


Рис. 6. Пример компоновки горизонтального котла-утилизатора трех уровней давления с прямоточными контурами высокого и среднего давления:

1 – шумоглушитель; 2 – газовый подогреватель конденсата; 3 – барабан низкого давления; 4 – испаритель низкого давления; 5 – экономайзер среднего давления; 6 – экономайзер высокого давления первой ступени; 7 – пароперегреватель низкого давления; 8 – расширитель среднего давления; 9 – испарители среднего давления первой и второй ступеней; 10 – экономайзер высокого давления второй ступени; 11 – испаритель среднего давления третьей ступени; 12 – часть конструкции котла-утилизатора; 13 – испарители высокого давления первой и второй ступеней; 14 – пароперегреватель среднего давления первой ступени; 15 – пароперегреватель высокого давления первой ступени; 16 – пароперегреватель среднего давления второй ступени; 17 – пароперегреватель высокого давления второй ступени; 18 – расширитель высокого давления

В настоящее время количество пусковых режимов ПГУ мощностью более 500 МВт превышает 250 в год в сочетании с глубокими разгрузками, при которых могут сказываться теплогидравлические разверки в теплообменных трубных системах.

Естественно, такая ситуация сказывается на надежности КУ, что требует повышенного внимания к анализу технического состояния наиболее нагруженных деталей КУ, испытывающих значительные изменения параметров теплоносителя, и формированию программ технического обслуживания КУ.

Сказанное создает значительные трудности для заводов-изготовителей, так как требует применения новых материалов и удорожания котлов.

Программы технического обслуживания КУ должны основываться на результатах следующих ключевых этапов:

- непрерывный анализ качества и параметров теплоносителя;
- анализ продолжительности эксплуатации с отклонениями параметров от их допустимых значений;
- статистика о переменных режимах и диапазона изменения параметров в этих режимах;
- скорости изменения нагрузки, параметров и т. п.;

- технико-экономические показатели;
- периодическая толщинометрия теплообменных труб и гибов, а также анализ вырезов или бороскопирование теплообменных труб и коллекторов;
- анализ термонапряженного состояния толстостенных деталей;
- анализ основных причин для каждого из обнаруженных повреждений КУ;
- металлографический анализ по вырезкам поврежденных участков;
- ведение централизованной базы данных повреждаемости оборудования ПГУ, которая должна накапливаться в специализированных центрах мониторинга и диагностики;
- разработка рекомендаций по устранению дефектов и коррекции технологии эксплуатации в связи с их возникновением.

Указанные мероприятия в сочетании с высоким уровнем автоматизации управления оборудованием КУ позволят обеспечить необходимую надежность и показатели ресурса.

РАЗРАБОТКА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРЯМОТОЧНЫХ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ ДЛЯ ПГУ РАЗЛИЧНОЙ МОЩНОСТИ

Е.В. СОМОВА (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

В настоящее время развитие тепловой энергетики связано с внедрением парогазовой технологии производства электроэнергии и тепла, которая обеспечивает экономию топлива и капитальных вложений.

Главной целью при разработке парогазовых установок является максимально эффективное использование тепла выхлопных газов ГТУ. Современная ПГУ должна соответствовать требованиям экономичности, маневренности и надежности.

В энергетике России на действующих ПГУ используются котлы-утилизаторы барабанного типа с естественной циркуляцией при горизонтальной компоновке котлов и, в основном, с принудительной циркуляцией при вертикальной компоновке.

Преимущественно эти котлы-утилизаторы (КУ) разрабатывались по зарубежным лицензиям.

Развитие современных газовых турбин, направленное на повышение температуры газов на входе в котел-утилизатор, позволяет увеличить давление и температуру пара, поступающего в паровую турбину. Требования диспетчерских органов к высокой маневренности ПГУ и перспектива повышения параметров пара создают предпосылки для расширения использования котлов-утилизаторов с прямоточной ступенью высокого давления.

Прямоточные котлы-утилизаторы обладают лучшими маневренными характеристиками благодаря отсутствию толстостенных элементов в парогенерирующем тракте (барабанов), прогрев которых существенно увеличивает время пуска.

За рубежом успешно эксплуатируются десятки горизонтальных котлов-утилизаторов с прямоточными вертикальными панелями Бенсона фирмы «Siemens». Лицензией фирмы «Siemens» на изготовление котлов-утилизаторов с контуром Бенсона обладают крупнейшие мировые производители.

Лидером рынка производства прямоточных котлов-утилизаторов вертикального типа является канадская компания «Innovative Steam Technologies» (IST), которая занимается поставками таких котлов для ТЭЦ.

Среди ключевых особенностей и преимуществ прямоточной ступени высокого давления следует выделить: лучшие динамические характеристики, уменьшение времени пуска, в целом меньшая масса и стоимость котла-утилизатора и испарителя высокого давления, меньший расход воды в прямоточной испарительной ступени (на кратность циркуляции

ступени барабанного котла), упрощение и уменьшение объема эксплуатационного обслуживания прямоточного котла-утилизатора вследствие отсутствия продувок, барабанов высокого давления (ВД).

Эти преимущества возрастают с повышением давления свежего пара и увеличением толщины стенок барабанов ВД котлов-утилизаторов с естественной и принудительной циркуляцией. Кроме того, с ростом давления растворимость солей в воде и паре сближается, поэтому требования к качеству питательной воды повышаются, что лишает барабанный контур преимущества перед прямоточным и в вопросе водоподготовки.

Отсутствие такого сложного элемента, как барабан, – само по себе достоинство, а возможность быстрого пуска – несомненное преимущество. По данным фирмы «Alstom Power», для пуска из холодного состояния энергоблока с прямоточным КУ требуется 30 мин, а с барабанным – от 60 до 90 мин.

Техническое решение по прямоточному испарительному контуру высокого давления для зарубежных котлов-утилизаторов заключается, как отмечено выше, в применении вертикальных панелей Бенсона вместо циркуляционного контура (рис. 1).

Принцип движения среды в этих панелях определяет тип компоновки котла-утилизатора с горизонтальным газоходом: пучки вертикальных труб, омываемых горизонтальным потоком дымовых газов, подвешены между верхними и нижними коллекторами.

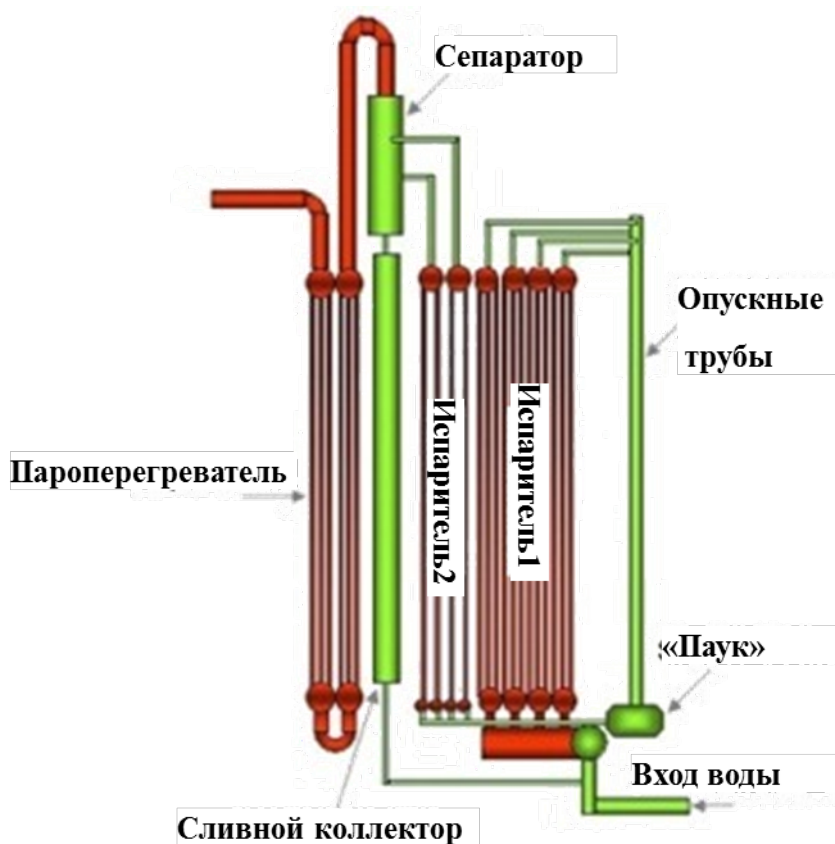


Рис. 1. Прямоточная ступень Бенсона котла-утилизатора Siemens

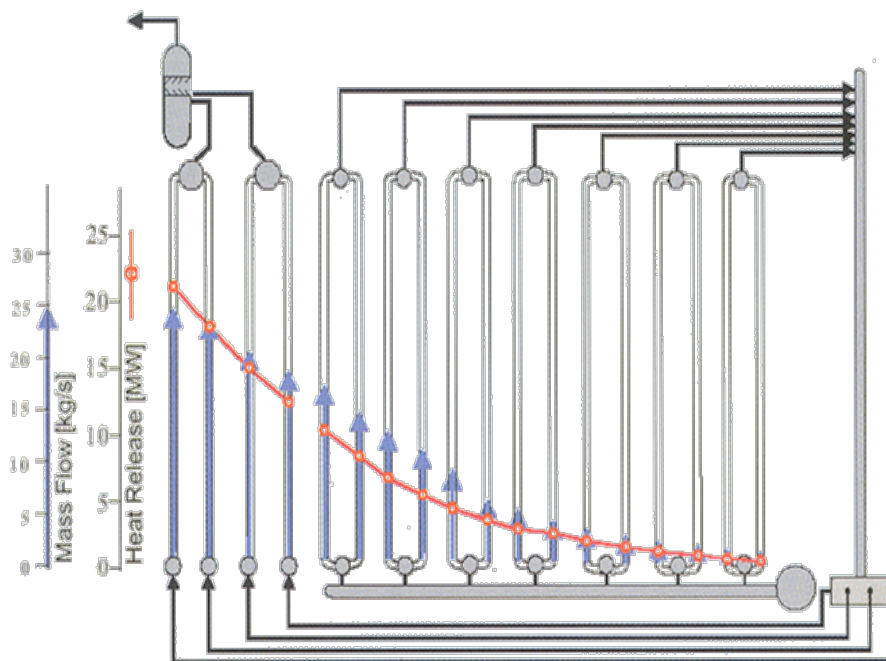


Рис. 2. Неравномерность тепловосприятия в прямоточной панели Бенсона

Параллельно включенные панели Бенсона прямоточного испарителя расположены последовательно и вследствие этого неодинаково воспринимают тепло газов, отходящих от газовой турбины (рис. 2). Чтобы выровнять тепловосприятия, в каждой трубке панелей устанавливаются дроссельные шайбы определенного диаметра, так что в первые по ходу газов панели поступает больший расход среды, который постепенно снижается. Это является основным недостатком применения таких панелей, поскольку увеличивает сопротивление испарителя, а также требует тщательных проработок системы дросселирования, особенно, в последних по ходу газов трубах для исключения безрасходных режимов.

Контуров среднего и низкого давлений в котле-утилизаторе с панелями Бенсона выполнены барабанными с естественной циркуляцией.

Использование в ступени среднего давления барабанного контура с естественной циркуляцией вместо прямоточного объясняется особенностью конструкции испарителя с вертикальными панелями Бенсона, в которых при малых расходах среды не может быть обеспечена приемлемая массовая скорость по условию достаточной надежности.

Применение прямоточного и барабанного принципов генерации пара в одном котле-утилизаторе представляет повышенные трудности для эксплуатационного персонала. Недостатки такого котла-утилизатора заключаются в различных требованиях к водно-химическому режиму прямоточной ступени высокого давления и барабанного контура среднего давления. На эксплуатирующихся ПГУ с котлами Бенсона в тракт среднего давления (барабанная ступень) дозировка аммиака высокая ($pH = 9,8$), а кислорода – низкая (30–40 млрд⁻¹), в тракт высокого давления (прямоточная ступень) – наоборот (8,5 и 50–150 млрд⁻¹ соответственно).

Первые разработки ВТИ прямоточных контуров высокого и среднего давления были выполнены для вертикальных двухконтурных котлов-утилизаторов на базе газовых турбин мощностью 65 и 280 МВт.

Параметры котлов-утилизаторов при использовании газовых турбин различной мощности:

- *ГТУ 65 МВт*:
 паропроизводительность котла-утилизатора, т/ч 90/13;
 давление, МПа 14/1,4;
 температура пара, °С 535/200;
- *ГТУ-280 МВт* (котел-утилизатор с двумя контурами давлений и промпарегревом 307/350 т/ч; 13,0/3,1 МПа, 565/560 °С):
 производительность контура среднего давления, т/ч 54;
 давление пара, МПа 3,2;
 температура перегрева, °С 330.

При разработке конструкции прямоточных котлов-утилизаторов ПГУ с вертикальной компоновкой газохода (рис. 3) основным вопросом является обеспечение надежности поверхностей нагрева. Проблема обеспечения надежности поверхностей нагрева прямоточного экономайзера и испарителя связана с опускным движением среды, которое определяется подъемным (противоточным) течением дымовых газов. Она заключается в предотвращении значительных теплогидравлических разверок, связанных с многозначностью гидравлических характеристик, и обеспечении пульсационной устойчивости. Кроме того, для ступени низкого давления требуется предусмотреть меры по снижению коррозионно-эрозионного износа внутренней поверхности труб в области больших массовых паросодержаний среды, связанного с высокими значениями скоростей пароводяной смеси.

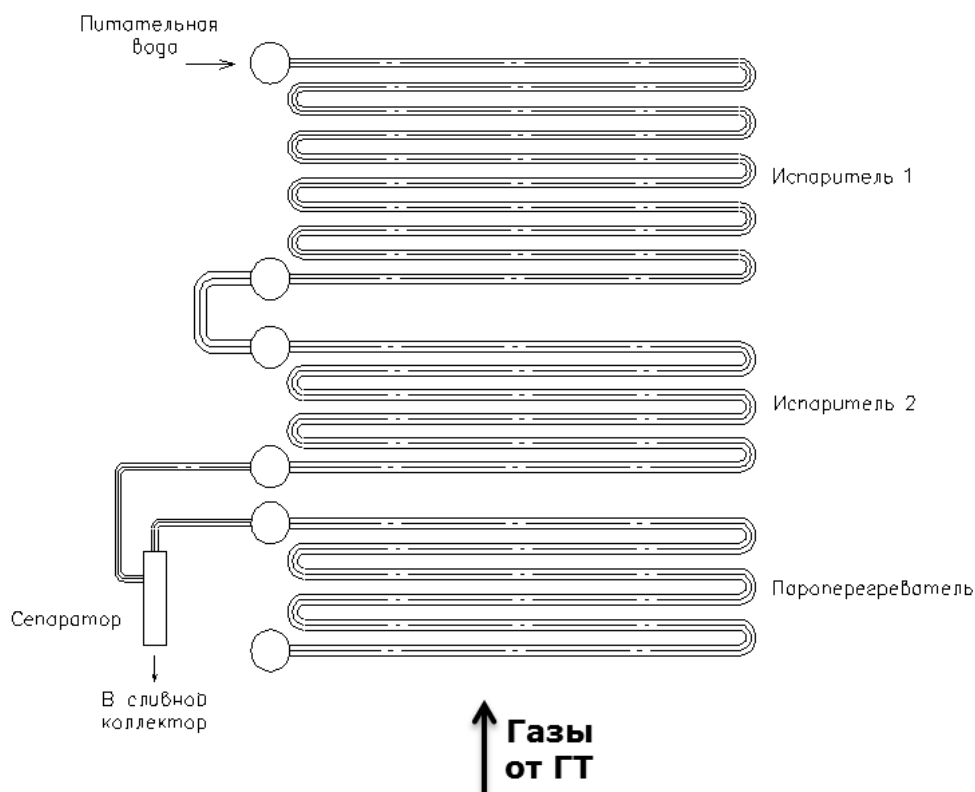


Рис. 3. Прямоточный испаритель с опускным движением среды для вертикального котла-утилизатора

В работе были определены технические решения и разработаны расчетные методики по обеспечению надежности поверхностей нагрева прямоточных ступеней высокого и низкого давления котлов-утилизаторов вертикальной компоновки. Также разработан подход к конструированию прямоточной гидравлической схемы испарительно-перегревательной части ступени низкого давления.

Следующая работа была проведена ОАО «ВТИ» совместно с ОАО «ЭМАльянс». На базе газовой турбины МНТ М701F4 мощностью 301 МВт была разработана схема конденсационной парогазовой установки с прямоточным котлом-утилизатором горизонтальной компоновки трех давлений с промперегревом на докритические (281/51 т/ч; 13/4,8 МПа; 580/580 °С) и на сверхкритические (274/66 т/ч; 24/4,8 МПа; 580/580 °С) параметры.

Для горизонтальной компоновки котла-утилизатора в качестве прямоточной ступени испарителя ОАО «ВТИ» предложена конструкция в виде змеевиковых N-образных панелей с нижним раздающим коллектором и верхним собирающим (рис. 4). Такая конструкция позволяет исключить неравномерности тепловосприятия, характерные для параллельно включенных вертикальных труб по глубине газохода в прямоточном испарителе высокого давления Бенсона и дает возможность выполнить прямоточным также контур среднего давления.

Барaban ступени низкого давления в этих разработках использовался в качестве деаэратора. Таким образом, горизонтальный котел-утилизатор выполняется полностью прямоточным. Диапазон регулирования для данного котла-утилизатора составлял 30–100 %.

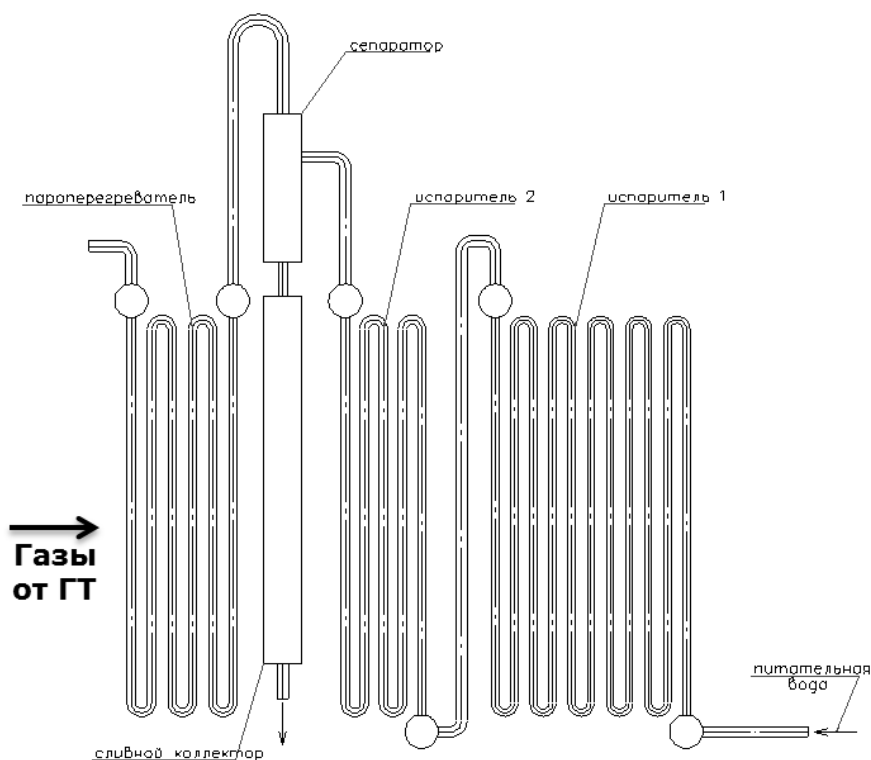


Рис. 4. Прямоточный испаритель из N-образных змеевиков для горизонтального котла-утилизатора

В результате были разработаны требования, принятые к проектированию испарителей прямоточного котла-утилизатора горизонтальной компоновки:

- для предотвращения коррозионно-эрозионного износа в испарителе среднего давления линейная скорость на выходе из змеевиков должна составлять не более 10 м/с;
- конструкция пароперегревателя аналогична поверхностям нагрева барабанных котлов-утилизаторов;
- экономайзер и испарители высокого и среднего давления выполнены из змеевиковых пакетов N-образного типа с нижним раздающим коллектором и верхним собирающим;
- для равномерной раздачи среды в испарителе на выходе из экономайзера должен быть обеспечен недогрев воды до насыщения во всем диапазоне нагрузок котла-утилизатора;
- должны быть обеспечены условия для равномерной раздачи пароводяной смеси в последующих ступенях испарителя высокого и среднего давления;
- место установки встроенного сепаратора трактов ВД и СД определяется из условия обеспечения необходимого графика нагружения турбины при пусках.

Вертикальные котлы-утилизаторы с прямоточными контурами высокого и низкого давления находят, как отмечено выше, применение на зарубежных ТЭЦ мощностью от 5 до 50 МВт.

Ограниченность производства вертикальных котлов-утилизаторов с прямоточными ступенями давлений для мощных ПГУ заключается в обеспечении надежности поверхностей нагрева с опускным движением нагреваемой среды, которое определяется противоточным течением дымовых газов.

Используя нормативные методики расчета, позволяющие выбрать способы обеспечения гидродинамической надежности при опускном движении рабочей среды, можно разработать конструкцию вертикального котла-утилизатора с прямоточными контурами высокого и среднего давления.

Последняя наиболее крупная и значимая работа проводилась по договору с ОАО «ОГК-2» и посвящена разработке перспективного блока ПГУ мощностью более 500 МВт. Было принято, что ПГУ 570 МВт должна разрабатываться на базе газовой турбины SGT5-8000H. Рассматривались два типа компоновок котлов-утилизаторов: горизонтальная и вертикальная. Котлы-утилизаторы – трехконтурные с промперегревом на параметры прямоточных контуров 369/399 т/ч; 17,0/3,7 МПа; 600/600 °С; паропроизводительность контура среднего давления – 48 т/ч; диапазон регулирования – 100–25 % нагрузки газовой турбины.

Оценка надежности испарительных поверхностей нагрева прямоточных котлов-утилизаторов проводится по следующим показателям:

- аperiодическая устойчивость – отсутствие гидравлических разверок из-за многозначности гидравлических характеристик;
- периодическая устойчивость – межвитковые пульсации расходов среды;
- для ступени среднего давления на гигах перед выходным участком должно быть обеспечено значение скорости пароводяной смеси не выше 10 м/с для снижения коррозионно-эрозионного износа поверхностей нагрева.

Поверхность нагрева испарителей в горизонтальном и вертикальном котле-утилизаторе состоит из двух пакетов.

Выбор конструктивных решений по прямоточным испарительным элементам котлов-утилизаторов горизонтальной компоновки предусматривал разбивку испарительного тракта на ступени с поверхностями нагрева в виде N-образных змеевиков с нечетным числом ходов. Для обеспечения гидродинамической устойчивости пакета необходимо, чтобы во всем диапазоне эксплуатационных нагрузок при подаче в него среды, недогретой до насыщения, точка начала кипения находилась в конце нечетного хода N-образного элемента.

Конструкция экономайзера и пароперегревателя высокого и среднего давления аналогична поверхностям нагрева барабанных котлов-утилизаторов.

Для вертикальной компоновки котла-утилизатора с опускающим движением среды в поверхностях нагрева проверка надежности должна осуществляться не только для испарительной части тракта, но и для экономайзера.

Для экономайзера ступени низкого давления с опускающим движением среды при многозначной гидравлической характеристике выбор соответствующей величины массовой скорости при номинальной нагрузке позволит рабочей точке находиться в правой ветви характеристики в области устойчивости во всем диапазоне нагрузок котла.

На выходе из первого пакета испарителей обоих давлений должны быть обеспечены условия для равномерной раздачи пароводяной смеси в последующий пакет испарителя с объемным массовым паросодержанием не менее 0,9.

Для исключения заброса влаги в пароперегреватель на выходе из испарителя должен обеспечиваться стабильный перегрев во всем диапазоне эксплуатационных нагрузок.

Из всех показателей надежности [апериодическая устойчивость, периодическая устойчивость (пульсации) и скоростная коррозия гибов поверхностей нагрева среднего давления], в основном, только обеспечение апериодической устойчивости связано с компоновкой прямоточного котла-утилизатора.

Из проведенных в ОАО «ВТИ» разработок следует, что апериодическая устойчивость испарительных и экономайзерных поверхностей нагрева во всем эксплуатационном диапазоне нагрузок газовой турбины проще обеспечивается для прямоточного котла-утилизатора вертикальной компоновки с опускающим движением рабочей среды. Сопротивление элемента зависит только от потерь на трение, а нивелирный напор составляет незначительную величину, меньшую на порядок.

При относительно небольшой высоте пакета по сравнению с длиной змеевиков гидравлические характеристики для испарительных и экономайзерных поверхностей нагрева однозначны.

Для прямоточного котла-утилизатора горизонтальной компоновки величина нивелирного напора сопоставима с потерями на трение при номинальной нагрузке, а при ее снижении доля нивелирного напора возрастает, а потери на трение снижаются с уменьшением массовой скорости. Таким образом, апериодическая устойчивость элемента с N-образной навивкой определяется в основном величиной нивелирного напора на сниженных нагрузках, благодаря чему суммарное сопротивление испарительных поверхностей нагрева горизонтального котла-утилизатора заметно выше, чем вертикального.

Следует заметить, что это преимущество прямоточных котлов-утилизаторов вертикальной компоновки в еще большей степени проявляется при сравнении с зарубежными прямоточными котлами-утилизаторами горизонтальной компоновки с панелями Бенсона.

Фактор обеспечения надежности испарительных и экономайзерных поверхностей может оказаться решающим при выборе компоновки прямоточных котлов-утилизаторов мощных ПГУ.

К настоящему времени в ОАО «ВТИ» разработаны пусковые схемы с прямоточными котлами-утилизаторами вертикальной и горизонтальной компоновки. Они существенно проще зарубежных разработок, особенно, для прямоточных котлов-утилизаторов горизонтальной компоновки.

Предложения ОАО «ВТИ» по конструкции котлов-утилизаторов с прямоточными контурами генерации пара высокого и среднего давления обладают лучшими (по сравнению с эксплуатируемыми сейчас в России барабанными КУ трех давлений) маневренными и эксплуатационными характеристиками. Повышение маневренности обеспечит отсутствие барабанов высокого и среднего давления, а упрощение эксплуатации – появление дополнительного регулируемого параметра в прямоточных контурах (расход питательной воды), позволяющего поддерживать требуемую температуру перегрева пара без использования пароохладителей и контролировать недогрев воды на выходе из экономайзеров, без установки регулируемых байпасов.

Результаты работы предполагают создание конкурентоспособной технологии в энергетике РФ и за рубежом. ОАО «ВТИ» готово совместно с энергомашиностроительными организациями разработать прямоточные котлы-утилизаторы для ПГУ на базе современных ГТУ различной мощности.

ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ПАРОВЫХ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ, СПРОЕКТИРОВАННЫХ И ИЗГОТОВЛЕННЫХ ПО ТЕХНОЛОГИИ NOOTER/ERIKSEN, В СОСТАВЕ ЭНЕРГБЛОКОВ РОССИИ

С.Н. ХУТОРНЕНКО (ОАО «ТКЗ «Красный котельщик», г. Таганрог, Россия)

Одним из направлений деятельности Барнаульского филиала ОАО «ТКЗ «Красный котельщик» является проектирование котлов-утилизаторов, работающих в составе энергоблоков различной мощности. В 2008 г. ОАО «Инжиниринговый центр ЭМАльянс–БСКБ КУ», современное название Барнаульский филиал ОАО «ТКЗ «Красный котельщик» (г. Барнаул), входившее на тот момент в состав ОАО «ЭМАльянс», приступило к освоению технологий мирового лидера по проектированию и изготовлению котлов-утилизаторов компании «NOOTER/ERIKSEN». Линейка котлов-утилизаторов (КУ), спроектированных, изготовленных на основной производственной площадке ОАО «ТКЗ «Красный котельщик», смонтированных и введенных в эксплуатацию, охватывает широкий диапазон. Всего, с момента начала освоения технологии проектирования КУ по настоящее время, инженерами из Барнаула выполнены проекты двадцати шести котлов-утилизаторов, из них:

за газотурбинной установкой *General Electric Energy, модель PG6111FA*:

- два котла-утилизатора для работы в составе энергоблоков ПГУ-110 Казанской ТЭЦ-2, введены в промышленную эксплуатацию в 2014 г.;
- два котла-утилизатора с дожиганием топлива для работы в составе энергоблоков ПГУ-115 Новоберезниковской ТЭЦ, оборудование передано на Казанскую ТЭЦ-1, в данный момент идёт монтаж оборудования;

за газотурбинной установкой *Siemens, модель SGT-800* (рис. 1, а):

- один котёл-утилизатор для работы в составе энергоблока ПГУ-60 Уфимской ТЭЦ-2, введён в промышленную эксплуатацию в 2011 г.;

• шесть котлов-утилизаторов для работы в составе ГТУ-ТЭЦ Туапсинского НПЗ;

за газотурбинной установкой *ОАО «Силовые машины», модель ГТЭ-160* (рис. 1, б):

- два котла-утилизатора для работы в составе энергоблоков ПГУ-220 Уфимской ТЭЦ-5 (после переименования – Затонская ТЭЦ), введены в промышленную эксплуатацию в 2018 г.;
- два котла-утилизатора для работы в составе энергоблока ПГУ-450 Уренгойской ГРЭС, введены в промышленную эксплуатацию в 2012 г.;
- один котёл-утилизатор с дожиганием топлива для работы в составе газотурбинной надстройки ПГУ-165 Пермской ТЭЦ-9, введён в промышленную эксплуатацию в 2013 г.;

- один котёл-утилизатор в составе энергоблока ПГУ-230 Ижевской ТЭЦ-1, введён в промышленную эксплуатацию в 2014 г.;
- один котёл-утилизатор в составе энергоблока ПГУ-220 Кировской ТЭЦ-3, введён в промышленную эксплуатацию в 2014 г.;
- один котёл-утилизатор в составе энергоблока ПГУ-220 Новобогословской ТЭЦ; за газотурбинной установкой *Siemens*, модель **SGT5-4000F**;
- три котла-утилизатора для работы в составе энергоблоков ПГУ-410 Няганской ГРЭС, введены в промышленную эксплуатацию в 2012–2014 г.;
- один котёл-утилизатор для работы в составе энергоблока ПГУ-420 Серовской ГРЭС, введён в промышленную эксплуатацию в 2015 г.;
- один котёл-утилизатор для работы в составе энергоблока ПГУ-420 Череповецкой ГРЭС, введён в промышленную эксплуатацию в 2014 г.;
- два котла-утилизатора для работы в составе энергоблока ПГУ-800 Пермской ГРЭС, введены в промышленную эксплуатацию в 2017 г.

Помимо выполнения технорабочего проекта основных элементов обозначенных выше котлов-утилизаторов, специалисты БФ ОАО «ТКЗ «Красный котельщик» выполняют полный цикл работ, направленных на оказание качественных услуг Заказчикам (от разработки технико-коммерческого предложения до технического сопровождения проекта и ввода котла-утилизатора в промышленную эксплуатацию).

Из сказанного выше видно, что подавляющее большинство спроектированных КУ работает на электростанциях России. В рамках выполнения работ по шефналадке специалисты БФ ОАО «ТКЗ «Красный котельщик» участвуют в первых пусках КУ и осуществляют авторский надзор за работой котла при стабильных и переменных режимах, что позволяет накапливать статистический материал о работе основного и вспомогательного оборудования современных энергоблоков ПГУ, который применён при проектировании.

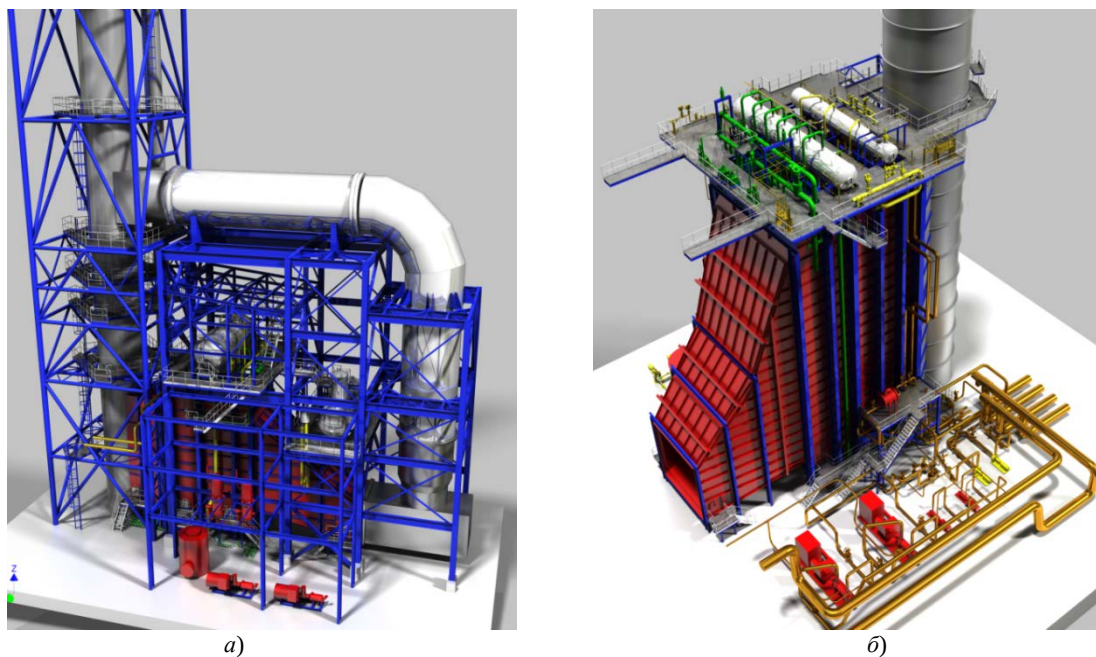


Рис. 1. 3-D виды котлов-утилизаторов за ГТУ:
а – SGT-800; б – ГТЭ-160

Энергетическое оборудование требует к себе особого внимания с точки зрения эксплуатации, поэтому специалисты по наладке БФ ОАО «ТКЗ «Красный котельщик» проводят теоретическую и практическую подготовку оперативного персонала энергоблока, в т. ч. до операторов энергоблока доводятся основные особенности конструкции и эксплуатации котлов-утилизаторов, спроектированных по лицензии компании «NOOTER/ERIKSEN». Одной из основных отличительных особенностей таких котлов-утилизаторов является высокая маневренность, например, при пуске КУ из холодного состояния парообразование в контуре высокого давления начинается на 5÷7-й минуте после выхода газовой турбины на холостой ход. Все наиболее термически нагруженные элементы пароводяного и газового трактов спроектированы таким образом, чтобы КУ не был ограничивающим элементом при пуске энергоблока, при этом строго соблюдаются критерии надёжности при работе толстостенных элементов (разность температур по толщине стенки, скорость прогрева барабанов и паропроводов и т. п.).

Пуск котла-утилизатора из холодного состояния характеризуется высокими температурными напряжениями в толстостенных элементах [барабан высокого давления (БВД), паропровод свежего пара] при их прогреве. Пуск из холодного состояния, как и пуски из неостывшего и горячего состояний, складывается из следующих этапов:

- 1) вентиляция газохода;
- 2) выход газовой турбины на холостой ход с последующей синхронизацией генератора с набором минимальной нагрузки ГТ;
- 3) подъём нагрузки от минимальной до нагрузки ГТ, соответствующей нижнему порогу регулировочного диапазона.

При пуске из холодного состояния наиболее сложным для КУ является выход газовой турбины на холостой ход с последующей синхронизацией генератора с набором минимальной нагрузки ГТ, поскольку влиять на скорость роста температуры дымовых газов не представляется возможным. Так, например, при пуске газотурбинной установки SGT5-4000F температура дымовых газов на входе в КУ находится на уровне 320–350 °С. Учитывая то, что теплосъём на пароперегревателе высокого давления в начальный момент пуска равен нулю, такой же уровень температур дымовых газов устанавливается и на входе в испаритель высокого давления, данный фактор влияет на скорость роста температуры насыщения в БВД. Для сглаживания кривой роста температуры насыщения в БВД, согласно расчётному анализу технологии пуска котлов-утилизаторов, выполненному специалистами БФ ОАО «ТКЗ «Красный котельщик» и подтверждённому опытно-промышленной эксплуатацией, необходимо делать выдержку по времени между окончанием выхода на холостой ход и синхронизацией электрогенератора с сетью. Однако пуск современных ГТУ реализован таким образом, что синхронизация электрогенератора происходит в автоматическом режиме без участия оператора, и в этот режим не закладывается выдержка по времени. В этом случае выдержку по времени для стабилизации роста температуры насыщения в барабане высокого давления следует делать после выхода газовой турбины на минимальную нагрузку. Для минимизации скорости роста температуры насыщения в барабанах на паропроводах предусмотрены линии сброса пара в атмосферу, сгенерированного

в начальный момент пуска. В момент сброса сгенерированного пара в атмосферу параллельно идёт прогрев паропровода свежего пара. После достижения нужной температуры металла паропровода осуществляется закрытие пусковых линий из паропровода, и дальнейший сброс пара осуществляется через БРОУ в конденсатор ПТ. Процесс подъема давления перегретого пара до «толчковых» параметров и регулирование скорости роста температуры насыщения в БВД осуществляется с помощью БРОУ ВД.

Пуски из горячего и неостывшего состояния характеризуются меньшими термическими напряжениями, и, соответственно, при наличии избыточного давления в БВД отсутствует лимит по росту температуры насыщения в нём. При этом данные виды пусков требуют повышенного внимания со стороны оператора энергоблока. Одной из наиболее вероятных причин аварийного останова энергоблока во время пуска является либо резкое повышение, либо резкое снижение уровня воды в одном из барабанов. Основная причина останова в этих случаях – неотлаженная работа эргатической системы управления энергоблоком. Резкому повышению уровня воды в барабане способствует резкое открытие БРОУ или резкое открытие линии сброса пара из пароперегревателя, сопровождаемое резким снижением давления в барабане. Резкое снижение уровня воды в барабане является следствием чрезмерно высокого роста давления в тракте, к которому зачастую приводит несанкционированное закрытие БРОУ без участия оператора, либо резкое закрытие оператором линии сброса пара в атмосферу.

В процессе штатной работы энергоблока в полном составе основного оборудования котлы-утилизаторы показывают высокие показатели как по производительности, так и по манёвренности. В последнее время к энергетическому оборудованию, особенно к основному оборудованию энергоблоков ПГУ, предъявляются высокие требования по манёвренности. Наиболее сложным испытанием с точки зрения выполнения требований по манёвренности для котла-утилизатора является опыт по отключению энергоблока от сети при номинальной нагрузке с выходом на нагрузку собственных нужд. В результате такого опыта, особенно это относится к КУ совместно с ГТУ фирмы «Siemens», происходит резкое снижение температуры дымовых газов на входе в котёл-утилизатор от $570\div 580$ до $400\div 450$ °С. Соответственно, происходит и резкое снижение температуры перегретого пара высокого давления и горячего промперегрева. В условиях такого термостресса работает главная паросборная камера и её элементы. Для обеспечения надёжной работы паросборной камеры в таких режимах применяются импортные стали, позволяющие выполнить коллектор с меньшей толщиной стенки. Обеспечение работы котла-утилизатора в работе при выходе энергоблока ПГУ на холостой ход или на собственные нужды во многом зависит от правильной работы автоматики энергоблока в целом.

При вводе котла-утилизатора в промышленную эксплуатацию специалисты БФ ОАО «ТКЗ «Красный котельщик» осуществляют авторский надзор на каждом этапе освоения. Одним из этапов является проверка соответствия тепловой изоляции основных трубопроводов и газоходов КУ требованиям правил технической эксплуатации. Для организации контроля качества тепловой изоляции применяется тепловизионное обследование всех элементов КУ аттестованными специалистами сертифицированным и поверенным

в установленном порядке оборудованием. Нередко приходится сталкиваться с замечаниями Заказчиков, связанными с тем, что в процессе эксплуатации не удаётся обеспечить температуру в котельном отделении на уровне 25 °С. Выполненный систематический анализ замечаний подобного рода показывает, что повышению температуры в котельном отделении способствуют следующие факторы:

- 1) отсутствие должного воздухообмена в котельном отделении (проект вентиляции не позволяет обеспечивать приток свежего воздуха в котельное отделение в зимний период);
- 2) неучтённые неконтролируемые тепловые потоки (перетоки воздушных масс из турбинного отделения);
- 3) увеличенные тепловые потоки от обшивки котла-утилизатора в местах монтажных стыков (неверно выполненный монтаж тепловой изоляции на площадке строительства);
- 4) повреждения компенсаторов тепловых перемещений при монтаже;
- 5) теплоизоляционные работы трубопроводов выполнены не в полном объёме.

Указанные выше причины повышенной температуры в котельном отделении также служат причинами возникновения зон повышенной температуры на поверхности обшивки котла-утилизатора.

В заключение хотелось бы отметить, что за период освоения технологии проектирования и изготовления котлов-утилизаторов по лицензии американской компании «NOOTER/ERIKSEN» (с учётом опыта эксплуатации) специалистами БФ ОАО «ТКЗ «Красный котельщик» получен неоценимый опыт, который позволяет выполнить технорабочий проект котлов-утилизаторов, отвечающих современным требованиям, предъявляемым к основному оборудованию для энергоблоков ПГУ.

ПРОМЫШЛЕННЫЕ КОТЛЫ-УТИЛИЗАТОРЫ ДЛЯ РАБОТЫ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ ПО ЦИКЛУ РЕНКИНА С ОРГАНИЧЕСКИМИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯМИ НА БАЗЕ ГТУ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ

А.Э. ЗЕЛИНСКИЙ (ПАО «Машиностроительный завод «ЗиО–Подольск», г. Подольск, Россия)

ПАО «Машиностроительный завод «ЗиО–Подольск» имеет большой опыт по проектированию и изготовлению котлов-утилизаторов для ПГУ, которые установлены на более чем на 40 ТЭС в России и за рубежом.

В то же время в мире наблюдается рост продаж ГТУ малой мощности, которые используются для генерации энергии и тепла не только в теплоэнергетике, но и в секторах газнефтехимии, для производства сжиженного газа, транспортировки газа и др.

Для удовлетворения растущих потребностей в утилизационном оборудовании для малой и распределенной энергетики и газнефтехимии ПАО «ЗиО-Подольск» разработал концепцию стандартизованного промышленного котла-утилизатора (ПКУ).

При разработке конструкции ПКУ были заданы следующие ограничения и граничные условия:

- электрическая мощность ГТУ от 9 до 70 МВт;
- котел–утилизатор должен быть вертикальным, прямоточным;
- короткие сроки строительства и ввода в эксплуатацию (менее 18 месяцев);
- возможность работы на сверхкритическом давлении;
- высокая маневренность (ежедневные пуски-остановы);
- компактная конструкция;
- возможность применения дополнительного сжигания топлива;
- блочная поставка и как следствие быстрый монтаж на объекте строительства;
- возможность использовать различные виды теплоносителей для нагрева в одном котле;

- возможность получения перегретого пара.
- ПКУ в стандартной комплектации состоит из 5 основных блоков (модулей): газоход от ГТУ, теплообменный модуль с внутренним байпасом, жалюзийные клапаны для регулирования производительности, конфузор на выходе (с шумоглушителем при необходимости), дымовая труба (рис. 1).

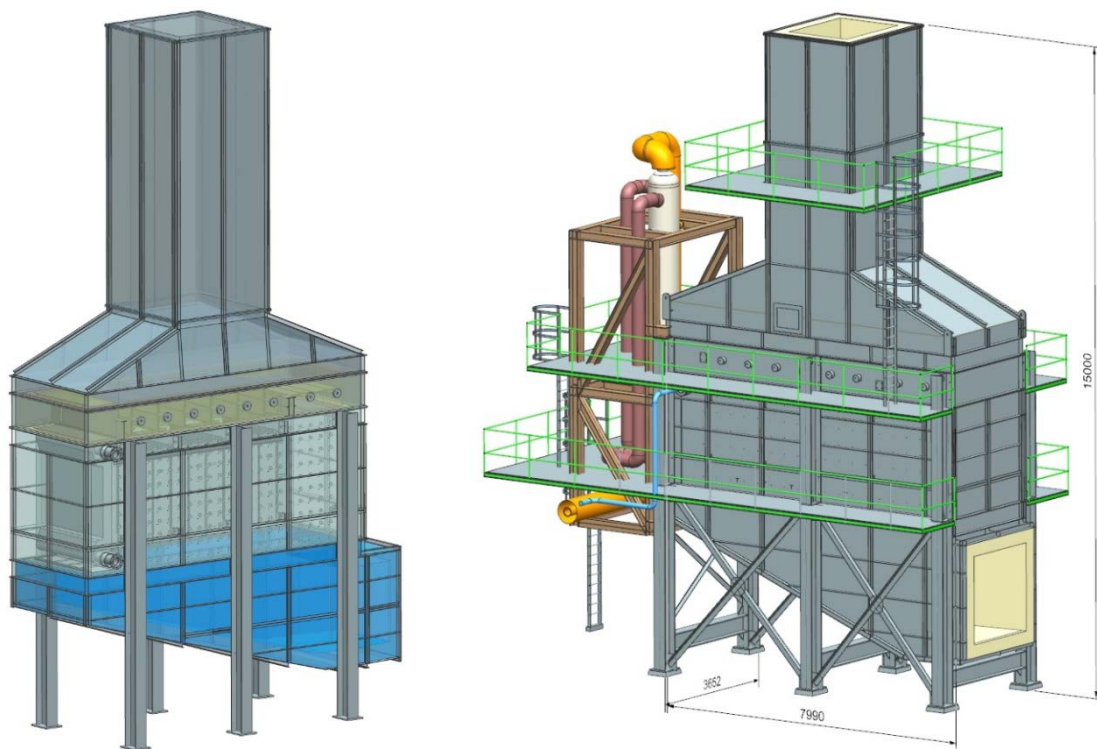


Рис. 1. Общий вид типового ПКУ (в стандартной комплектации)

Варианты расположения поверхности нагрева ПКУ (теплообменного модуля) показаны на рис. 2.

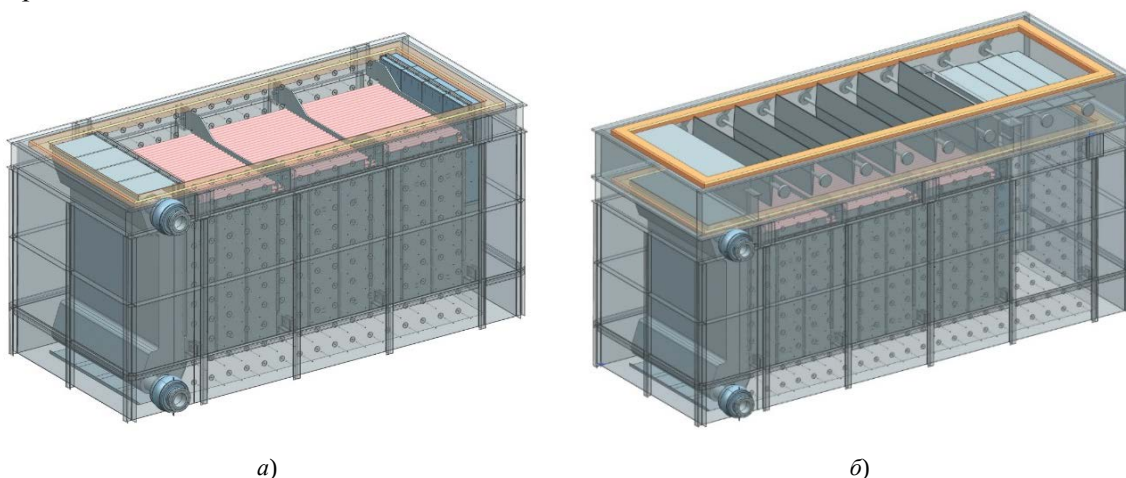


Рис. 2. Варианты исполнения поверхности нагрева ПКУ (теплообменного модуля):
а – ПКУ без байпаса; б – ПКУ с внутренней системой байпаса

Поверхности нагрева теплообменного модуля могут быть выполнены из гладких или оребренных труб диаметром 25, 32 или 38 мм. Стандартная высота ребер: 10, 13 и 16 мм с плотностью оребрения от 180 до 300 ребер на 1 метр. Количество параллельных труб в одном ряду (заходов) – от 1 до 5.

При необходимости объем поставки котла-утилизатора может быть дополнен участком газохода на входе в ПКУ с установленным в нем дожигающим устройством, а также и байпасным клапаном/дивертером с отдельной байпасной дымовой трубой при невозможности применения внутреннего газового байпаса или дополнительных требованиях по ремонту ПКУ без останова ГТУ.

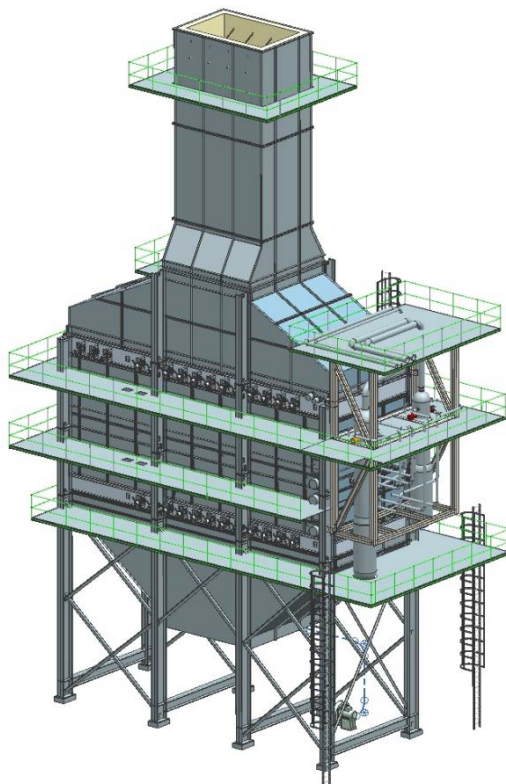


Рис. 3. Расположение КУ над ГТУ

По желанию Заказчика ПКУ может компоноваться непосредственно над ГТУ (рис. 3).

Выбор варианта конструктивного исполнения ПКУ в зависимости от требований заказчика показан на рис. 4.

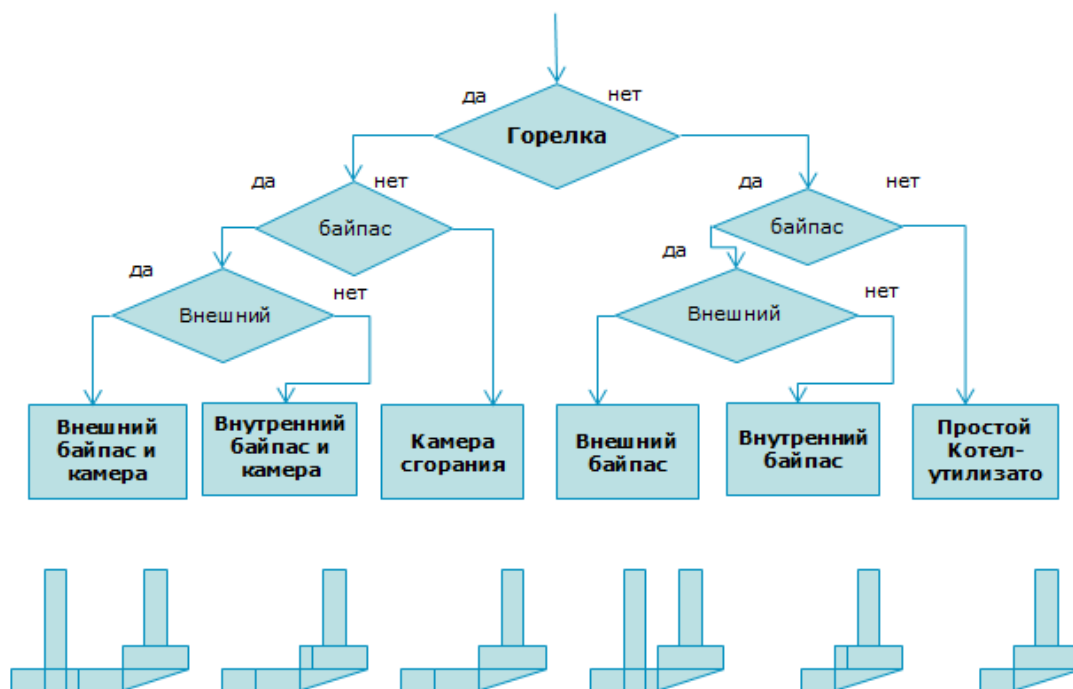


Рис. 4. Алгоритм выбора конструктивного исполнения ПКУ в зависимости от требований заказчика

При рабочем проектировании ПКУ должны быть детально проработаны следующие вопросы:

- выбор оребрения: сплошное или просечное;
- конструкция трубных досок должна обеспечить надежную их фиксацию и обеспечивать свободное расширение труб;
- уплотнение и регулирование газового потока при помощи жалюзийных клапанов должны обеспечить необходимую плотность (отсутствие каких-либо, даже малых байпасных потоков), однородность профилей температуры и расхода потока, минимальные утечки газов, особенно вокруг дивертора и жалюзи;
- дожигающее устройство с распределенным потоком пламени, низкими выбросами NO_x , исключением возможности возникновения «горячих» зон.

Важными особенностями ПКУ является его возможность работы «на сухую» (без теплоносителя) и применения теплоносителей, альтернативных пароводяному.

При работе на «сухую» ПКУ работает в качестве дымовой трубы. Это вызывает необходимость применять жаропрочные материалы и/или увеличивать прибавку на коррозию. ПКУ должен быть с внутренней изоляцией, с «горячим» шумоглушителем. При работе на «сухую» ПКУ имеет более высокое аэродинамическое сопротивление. Переключение на режим / отключение режима работы «на сухую» вызывает определенные сложности:

- после режима работы «на сухую» ПКУ должен быть охлажден перед заполнением жидкостью;
- максимальная разность температур между температурой трубной стенки и жидкостью должна быть не более $\Delta T \approx 60^\circ\text{C}$;
- время охлаждения (от 600 до 100°C): от двух часов (с принудительным охлаждением) и до 18 часов (естественная конвекция).

При применении альтернативных теплоносителей необходимо учитывать следующие особенности:

- *газы (сжатый воздух, азот, CO_2 прочее):*
 - относительно простой теплообмен;
 - неэффективная теплоотдача внутри трубы;
- *масляные теплоносители (Доутерм, Терминол):*
 - различные стандарты для различных температурных диапазонов ($< 400^\circ\text{C}$);
 - ограничения по крекингу: температура пленки и нагрев теплоносителя ограничены, отсутствует возможность работы «на сухую»;
- *расплавы солей:*
 - высокий диапазон температур теплоносителя: $238^\circ\text{C} < T_{\text{пленки}} < 600^\circ\text{C}$;
 - риск кристаллизации: требуется обогрев;
 - для предотвращения коррозии требуется применение аустенитных сплавов.

Описанные выше промышленные котлы-утилизаторы предполагается использовать в установках для производства сжиженного природного газа, получения солнечной и других видов альтернативных источников энергии для нагрева термического масла, расплавов солей, различных газов (CO , азот, сжатый воздух и т. д.), термических масел (Dowtherm, Therminol) и расплавов солей (Hitec, Solar salt) газами, поступающими от ГТУ.

ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ ИСПЫТАНИЯ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА П-134 ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ-210Т ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-3

М.Н. МАЙДАНИК, А.Н. ТУГОВ (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия),
Н.И. МИШУСТИН, А.Э. ЗЕЛИНСКИЙ (АО «ИК «ЗИОМАР», г. Подольск, Россия)

Исследовательские испытания котла-утилизатора П-134 (Пр-224/52-7,6/0,58-503/202) проводились на Челябинской ТЭЦ-3 в составе парогазового энергоблока ст. № 3 (ПГУ-230Т) с газовой турбиной ГТЭ-160 и паровой турбиной Т-50/70-6,8/0,12. Котел-утилизатор разработан АО «ИК «ЗИОМАР» и изготовлен ПАО «ЗиО-Подольск».

Целью испытаний являлось получение экспериментальных данных по теплотехническим параметрам котла-утилизатора и сопоставление их с расчетными параметрами для оценки адекватности расчетной модели теплогидравлического расчета котла-утилизатора, разработанной АО «ИК «ЗИОМАР».

Котел-утилизатор (далее – котел) – барабанный, двухконтурный, с принудительной циркуляцией в испарительных контурах, однокорпусной, вертикального профиля с горизонтальным расположением труб поверхностей нагрева (рис. 1). Барабан контура низкого давления совмещен с деаэратором. Котел расположен внутри помещения, выполнен газоплотным для работы под наддувом.

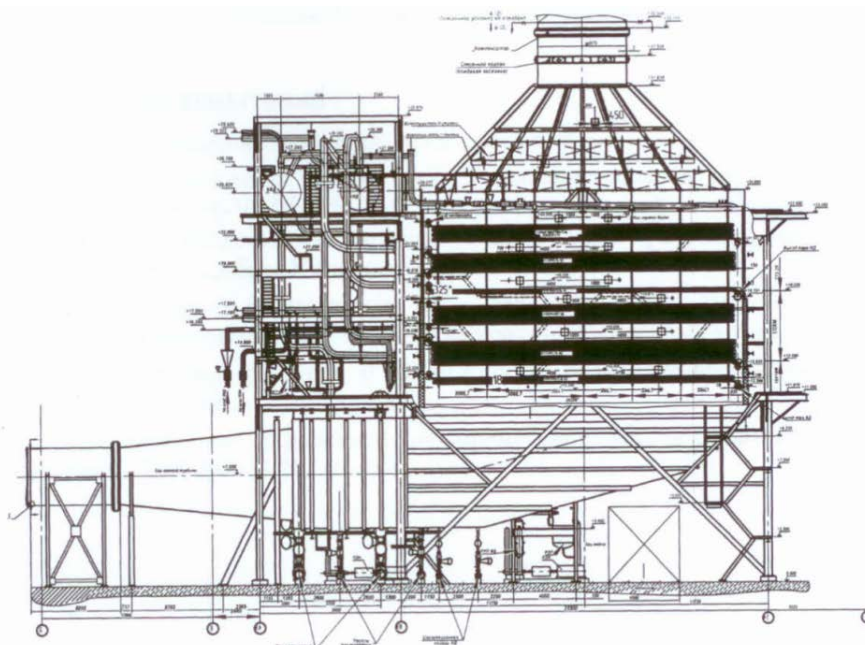


Рис. 1. Общий вид котла



Рис. 2. Фрагмент трубы с просечным спирально-ленточным оребрением

В пароводяном тракте котла по ходу газов расположены пароперегреватель и испаритель контура высокого давления, экономайзер высокого давления, пароперегреватель и испаритель контура низкого давления, газовый подогреватель конденсата. Часть подогретого конденсата могла направляться в водо-водяной теплообменник для нагрева сетевой воды с возвратом на вход в газовый подогреватель конденсата.

Поверхности нагрева, кроме пароперегревателя контура низкого давления, выполнены из труб с наружным просечным спирально-ленточным оребрением (рис. 2). Поверхность нагрева пароперегревателя контура низкого давления выполнена из гладких труб. Размеры сечения газохода котла в месте установки поверхностей нагрева составляют $20,4 \times 7,3$ м, в газоходе за дождевой заслонкой (по ходу газов) – $5,7 \times 5,7$ м.

Котел работает на продуктах сгорания природного газа, поступающих от газотурбинной установки, на скользящих параметрах, определяемых расходом и температурой газов, поступающих от газотурбинной установки, и режимом работы паровой турбины. Регулирование давления и температуры пара в стационарном режиме не предусматривается. Рабочий диапазон изменения нагрузки котла (по газотурбинной установке) составляет 100–50 %.

Испытания проведены в шести стационарных режимах работы энергоблока (котла) при положительной температуре наружного воздуха с отключенным и включенным по сетевой воде водо-водяным теплообменником (ВВТО) в диапазоне нагрузок (мощности) газовой турбины (ГТУ) от близкой к номинальной до примерно 50%-ной номинальной нагрузки, соответствующей имеющим место на момент испытаний параметрам окружающей среды. Режимы работы оборудования указаны в табл. 1.

Таблица 1

Режим (опыт)	Мощность ГТУ, МВт	Температура окружающего воздуха, °С	Расход продуктов сгорания, кг/с	Температура газов на входе, °С	Коэффициент избытка воздуха	Тепловая мощность ВВТО, МВт
1	156,5	+3	521,5	530	3,14	5,91
2	156,2	+3	515,6	532	3,15	0,97
3	154,4	+5	522,4	531	3,16	5,70
4	98,2	+10	401,0	528	3,46	4,61
5	78,1	+12	353,2	535	3,53	0,0
6	97,2	+14	400,1	533	3,46	0,0

В период проведения испытаний устанавливался заданный режим работы ВВТО и закрывалась непрерывная продувка из барабана высокого давления. Во всех режимах расход конденсата через ВВТО не перекрывался, а режим его работы регулировался путём изменения расхода сетевой воды (вплоть до полного отключения в режимах 5 и 6).

Общая длительность одного режима (опыта), включая время на установку и стабилизацию режима, составляла 1,5–2 ч. Во время проведения испытаний максимальные отклонения текущих значений параметров котла и мощности ГТУ от средних за опыт не превышали 1 %.

В процессе испытаний производилась непрерывная регистрация показаний (опрос) эксплуатационных средств измерений, включенных в ПТК АСУТП энергоблока, и специальных средств измерений температуры дымовых газов, подключенных к отдельной системе сбора информации. Дополнительно проводился периодический газовый анализ (уходящих газов) и измерялось атмосферное давление.

Схема экспериментального контроля приведена на рис. 3 и 4. Расход среды в пароводяном тракте котла измерялся с предельной относительной погрешностью сужающих устройств 0,3–0,35 %, давление и температура среды – 0,2 и 0,5 %, расход природного газа – не более 0,5 %.

Измерение температуры дымовых газов производилось платиновыми термометрами сопротивления (классов А и АА) до и после каждой поверхности нагрева котла в 6–12 точках в каждом сечении газохода. Газовый анализ осуществлялся в сечении измерения температуры уходящих газов, тарировка сечения выполнялась по 12 точкам. Предельная абсолютная погрешность термометров сопротивления, расположенных в зоне температуры дымовых газов выше 400 °С, составляла 2–2,5 °С и 0,5–1 °С – в зоне температуры дымовых газов менее 300 °С. Концентрация кислорода в продуктах сгорания измерялась с предельной абсолютной погрешностью 0,15 %.

Максимальная неравномерность полей температуры дымовых газов (отклонение от средней температуры по сечению) составляла в разных режимах 20–25 °С на входе в котел и менее 10 °С на выходе из него. Неравномерность поля концентраций кислорода в сечении уходящих газов не превышала 0,1 % по абсолютной величине.

Относительная погрешность преобразования сигналов в ПТК АСУТП составляла 0,15 %, в системе сбора информации специальных измерений (температуры дымовых газов) – 0,25 %.

Типы и точность средств измерений, использованных в испытаниях, стабильность режима работы ГТУ и котла во время проведения испытаний соответствовали рекомендациям РТС 4.4 [1] при испытаниях для определения характеристик котлов-утилизаторов, требованиям ГОСТ 20440 [2] к контрольным испытаниям газотурбинных установок (в части параметров, общих с котлами-утилизаторами при их совместной работе с ГТУ в парогазовых установках), а также стандарта ЕС при приемочных испытаниях котлов [3].

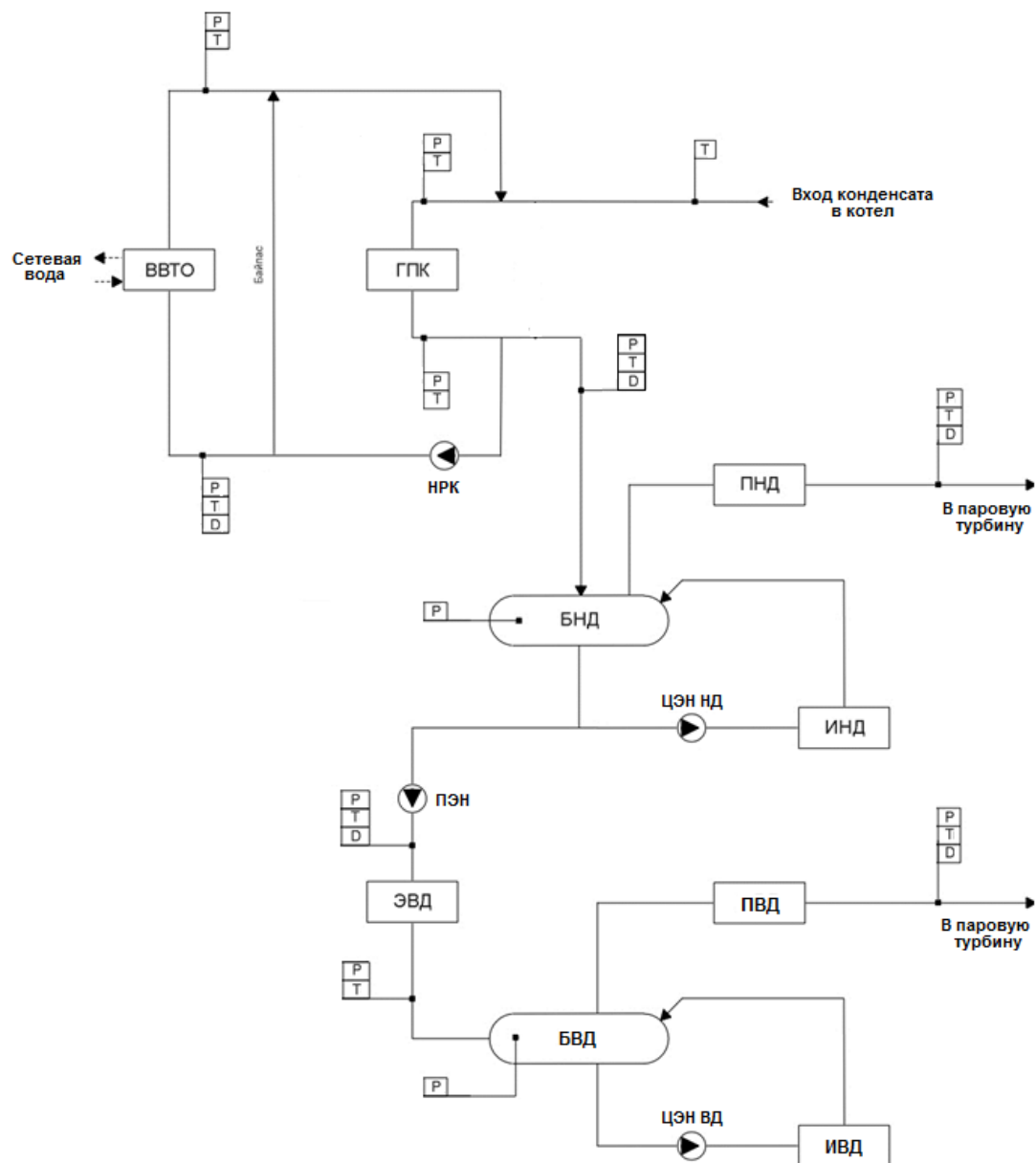


Рис. 3. Схема экспериментального контроля пароводяного тракта котла:

БНД – барабан низкого давления; *БВД* – барабан высокого давления; *ВВТО* – водо-водяной теплообменник; *ГПК* – газовый подогреватель конденсата; *ИВД* – испаритель высокого давления; *ИНД* – испаритель низкого давления; *НРК* – электронасос рециркуляции конденсата; *ПВД* – пароперегреватель высокого давления; *ПНД* – пароперегреватель низкого давления; *ПЭН* – питательный электронасос высокого давления; *ЦЭН ВД* – циркуляционный насос высокого давления; *ЦЭН НД* – циркуляционный насос низкого давления; *ЭВД* – экономайзер высокого давления; *P*, *T* и *D* – сечения измерения, соответственно, давления, температуры и расхода пароводяной среды

Измерения параметров котла обрабатывались как прямые измерения с многократными наблюдениями, определение технических и балансовых характеристик котла – как косвенные измерения. При этом для отмеченной в испытаниях высокой стабильности режима работы оборудования случайная составляющая погрешности измерений, обусловленная колебаниями параметров ГТУ и котла во время проведения испытаний, была пренебрежимо

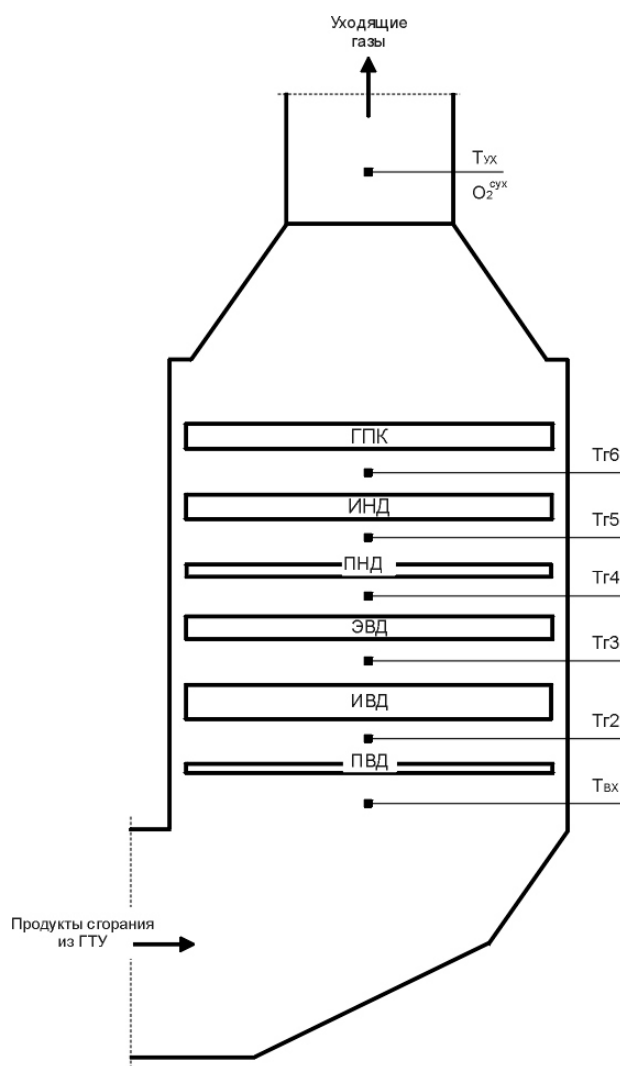


Рис. 4. Схема экспериментального контроля газового тракта котла:

$T_{вх}$; $T_{Г2-6}$; $T_{ух}$ и $O_2^{ух}$ – сечения специальных измерений температуры и анализа дымовых газов

мала по сравнению с систематическими составляющими погрешности, обусловленными погрешностями средств измерений. Поэтому погрешности измерения параметров определяются практически только суммарной погрешностью канала измерения параметра.

Оценка погрешности результатов прямых измерений производилась по рекомендациям [4, 5], результатов косвенных измерений – по рекомендациям [6]. Для составляющих суммарной погрешности величин, определяемых косвенным путем, коэффициенты влияния находились из расчетной оценки влияния той или иной составляющей предельной погрешности на конечный результат.

Предельная относительная погрешность определения тепловой мощности котла по пароводяному тракту составила порядка 0,4–0,45 %, по газовому тракту была выше – 3,2–3,6 % (табл. 2). Для отдельных поверхностей нагрева погрешность определения их тепловой мощности по газовому тракту также выше, чем по пароводяному. При этом для ПНД практически невозможно было определить его тепловую мощность по газовому тракту с какой-либо разумной точностью из-за очень малой поверхности его нагрева, небольшой глубины пучка и тепловой мощности (всего 4 трубы).

Таблица 2

Предельные относительные погрешности определения тепловой мощности, %

Тракт котла	Котел в целом	Элементы (поверхности нагрева) котла				
		ПВД	ИВД	ЭВД	ИНД	ГПК
Пароводяной	0,4–0,45	1,25–1,4	0,6–0,7	2,2–2,3	0,6–0,7	1,0–1,15
Газовый	3,2–3,6	7,0–7,5	3,8–4,0	5,3–5,6	4,9–5,3	4,0–4,5

Фактические показатели котла, полученные в испытаниях при прямых измерениях, рассчитывались по усредненным за время опыта значениям измеряемых параметров. Температура дымовых газов и концентрация кислорода в уходящих газах предварительно усреднялись также по сечению газохода котла. За истинное значение измеряемого параметра принималось среднее арифметическое регистрируемых за время опыта значений. При косвенном определении параметра среднее значение определялось для результирующих величин.

По результатам прямых измерений при обработке экспериментальных данных определялись расход и состав продуктов сгорания, тепловая мощность котла и отдельных поверхностей нагрева котла и ВВТО. Обработка экспериментальных данных выполнялась по специально разработанной компьютерной программе.

Тепловая мощность котла и его элементов определялась двумя способами: по теплоте, воспринятой в котле обогреваемой средой (в пароводяном тракте), и теплоте, отданной в котле продуктами сгорания.

В условиях проведения испытаний (при закрытой продувке из БВД) теплота, воспринятая в котле обогреваемой средой (в пароводяном тракте), рассчитывалась как

$$Q_1 = D_{\text{НД}} (h_{\text{НД}} - h_{\text{К}}) + D_{\text{ВД}} (h_{\text{ВД}} - h_{\text{К}}) + D_{\text{ВВТО}} (h_{\text{ВВТО1}} - h_{\text{ВВТО2}}), \quad (1)$$

где $D_{\text{НД}}$, $D_{\text{ВД}}$ и $D_{\text{ВВТО}}$ – расход пара низкого, высокого давления и конденсата через ВВТО; $h_{\text{НД}}$, $h_{\text{ВД}}$ – энтальпия пара на выходе из ПНД, ПВД; $h_{\text{К}}$ – энтальпия конденсата на входе в котел; $h_{\text{ВВТО1}}$, $h_{\text{ВВТО2}}$ – энтальпия конденсата на входе в ВВТО, выходе из ВВТО.

Аналогично рассчитывались тепловосприятия отдельных поверхностей нагрева.

Теплота $Q_{\text{Г.К}}$, отданная в котле продуктами сгорания (в тракте дымовых газов котла), рассчитывалась как

$$Q_{\text{Г.К}} = B_{\text{ГАЗ}} (I_1 - I_2), \quad (2)$$

где $B_{\text{ГАЗ}}$ – расход газообразного топлива; I_1 , I_2 – энтальпии продуктов сгорания на входе в котел и уходящих газов.

Баланс теплоты, воспринятой в котле обогреваемой средой, и теплоты, отданной в котле продуктами сгорания (в тракте дымовых газов котла), записывается как

$$Q_{\text{ПВ.К}} = Q_1 - Q_{\text{ЭН}} = Q_{\text{Г.К}}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{ПВ.К}}$ – теплота, воспринятая обогреваемой средой от продуктов сгорания; $Q_{\text{ЭН}}$ – теплота, вносимая в тракт электронасосами.

Теплота $Q_{\text{ЭН}}$ определяется практически только теплотой, вносимой в тракт питательным электронасосом (теплотой, вносимой в тракт циркуляционными насосами, а также насосом рециркуляции конденсата можно пренебречь), и рассчитывалась как

$$Q_{ЭН} = D_{ЭВД} (h_{ЭВД1} - h_{БНД}), \quad (4)$$

где $D_{ЭВД}$ – расход воды через ЭВД; $h_{ЭВД1}$ – энтальпия воды на входе в ЭВД; $h_{БНД}$ – энтальпия воды в БНД.

Расходы среды принимались по результатам измерений расхода среды через указанные поверхности нагрева (и контролировались по балансу расходов). Энтальпии среды определялись по таблицам [7] (по измеренным давлению и температуре среды). Энтальпия среды в БНД и в БВД принималась для состояния их на линии насыщения по давлению в барабанах котла.

Энтальпии продуктов сгорания (дымовых газов в котле) определялись по составу дымовых газов и измеренной температуре дымовых газов по соответствующим формулам [8].

Состав дымовых газов рассчитывался по продуктам полного сгорания природного газа с учетом избыточного количества воздуха, подаваемого на сжигание топлива:

$$O_2 = 21 (\alpha - 1) V^0/V; \quad (5)$$

$$N_2 = 100 [V_{N_2}^0 + 0,79 (\alpha - 1) V^0]/V; \quad (6)$$

$$CO_2 = 100 V_{RO_2}/V; \quad (7)$$

$$H_2O = 100 [V_{H_2O}^0 + d_B (\rho_B/\rho_{H_2O}) (\alpha - 1) V^0]/V, \quad (8)$$

где O_2 – измеренная объемная концентрация кислорода в сухих продуктах сгорания; $V_{N_2}^0$, V_{RO_2} , $V_{H_2O}^0$ – теоретические объем азота, трехатомных газов, водяных паров; V^0 – теоретическое количество сухого воздуха, необходимое для полного сгорания 1 м³ природного газа; ρ_B и ρ_{H_2O} – плотности сухого воздуха и водяного пара при нормальных условиях; d_B – влагосодержание воздуха.

Коэффициент избытка воздуха определялся как

$$\alpha = 1 + O_2 (V_{N_2}^0 + V_{RO_2}) / [(21 - O_2) V^0]. \quad (9)$$

Объем продуктов сгорания V рассчитывался по формуле:

$$V = V_{N_2}^0 + V_{RO_2} + V_{H_2O}^0 + [1 + d_B (\rho_B/\rho_{H_2O})] (\alpha - 1) V^0. \quad (10)$$

Теоретические объемы и V^0 рассчитывались по [8] или [9]. Влагосодержание воздуха определялось как термодинамическая величина по измеренным параметрам окружающего воздуха (температуре, относительной влажности и давлению).

Примечание. Формула (9) точно определяет избыток воздуха в дымовых газах котлов при известном составе и полном сгорании топлива. При значении отношения $(V_{N_2}^0 + V_{RO_2})/V^0$, равном единице, формула преобразуется в так называемую «кислородную» формулу определения коэффициента избытка воздуха. Поскольку для большинства энергетических топлив указанное отношение близко к единице, кислородная формула может использоваться для приближенных оценок параметров горения топлива, в частности, при режимной наладке котлов.

Массовый расход продуктов сгорания (дымовых газов), необходимый для приведения расчетных параметров к условиям испытаний (см. далее), определялся как¹

$$G_T = B_{ГАЗ} \rho_T V. \quad (11)$$

Плотность дымовых газов определяется по сумме входящих в ГТУ и котел удельных масс топлива и воздуха как

$$\rho_T = [\rho_{Г.Т} + d_{Г.Т} + \rho_B \alpha V^0 (1 + d_B)]/V, \quad (12)$$

где $\rho_{Г.Т}$ и $d_{Г.Т}$ – соответственно плотность и влагосодержание природного газа.

Результаты определения тепловой мощности котла и отдельных поверхностей нагрева по пароводяному тракту даны в табл. 3.

Таблица 3

Параметр	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4	Режим 5	Режим 6
Тепловая мощность поверхностей нагрева Q_i , МВт:						
ПВД	40,24	40,18	40,26	31,88	30,40	32,98
ИВД	97,66	97,15	97,62	77,91	75,04	81,17
ЭВД	34,26	33,85	34,37	26,90	22,60	25,45
ПНД	1,640	1,654	1,612	1,264	0,987	1,155
ИНД	34,06	33,40	33,04	26,77	21,61	24,49
ГПК	37,26	34,86	35,97	27,80	21,97	25,41
Суммарная тепловая мощность поверхностей нагрева ΣQ_i , МВт	245,11	241,09	242,87	192,53	172,62	190,66
Тепловая мощность котла по пароводяному тракту $Q_{ПВ.К}$, МВт	245,51	240,73	244,25	191,35	171,18	189,27
Небаланс, % (абс.), $\Delta = 100 (Q_{ПВ.К} - \Sigma Q_i)/Q_{ПВ.К}$	0,16	0,15	0,57	0,62	0,84	0,73

Небалансы определения тепловой мощности котла по пароводяному и газовому трактам приведены в табл. 4.

Таблица 4

Параметр	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4	Режим 5	Режим 6
Тепловая мощность котла, МВт:						
по пароводяному тракту $Q_{ПВ.К}$	245,51	240,73	244,25	191,35	171,18	189,27
по газовому тракту $Q_{Г.К}$	242,50	238,51	243,07	188,64	168,29	188,90
среднее значение Q_K	244,03	239,64	243,68	190,01	169,75	189,10
Небаланс, % (абс.), $\Delta = 100 (Q_{ПВ.К} - Q_{Г.К})/Q_K$	1,21	0,91	0,47	1,41	1,69	0,18

Суммарная тепловая мощность поверхностей нагрева, определенная по их пароводяному тракту, отличалась от общей тепловой мощности котла, непосредственно определенной по граничным балансовым сечениям, не более чем на 0,84 %.

Тепловая мощность котла, определенная по пароводяному и газовому трактам, отличалась не более чем на 1,7 %. Для отдельных поверхностей нагрева (кроме ПНД и ИНД) небаланс мощности по пароводяному и газовому трактам по отношению к среднему по трактам значению мощности поверхности не превысил 3,15 %, по отношению к общей мощности котла – 0,9 %. Для ИНД эти значения составили 9,53 и 1,14 %. Для ПНД мощность по газовому тракту не определялась. Последнее связано, как указывалось ранее, с большой погрешностью измерения температуры в районе ПНД.

¹ В конструкции ГТУ не было предусмотрено измерение расхода воздуха.

Полученные данные использовались для оценки соответствия фактических показателей котла при испытаниях с показателями при теплогидравлическом расчете котла-утилизатора по расчетной модели котла, использованной разработчиком при его проектировании. При этом наиболее представительными являются сопоставления экспериментальных данных с расчетными параметрами, определяемыми по результатам измерений в пароводяном тракте котла, измеряемыми с большей точностью, чем в газовом тракте.

При проведении теплогидравлических расчетов котла, для получения расчетных параметров, приведенных к условиям испытаний, по фактическим показателям котла, полученным в испытаниях, задавались следующие исходные данные, определяющие в расчетной модели котла условия испытаний: расход и состав продуктов сгорания, температура дымовых газов на входе в котел, давление пара контуров высокого и низкого давлений, давление конденсата на входе в БНД, давление воды на входе в ЭВД, температура конденсата на входе в котел, температура конденсата на входе в ГПК, температура конденсата на входе в БНД, тепловая мощность ВВТО.

При расчете отдельно выделенных поверхностей нагрева исходными данными являлись следующие параметры: расход и состав продуктов сгорания, температура дымовых газов, энтальпия среды в пароводяном тракте на входе в поверхность нагрева, давление среды в пароводяном тракте на выходе из поверхности нагрева.

В контуре высокого давления относительное отличие параметров было невелико. Расход пара в испытаниях был выше расчетного не более чем на 2 %, температура пара – ниже примерно на 5 °С.

В большей степени отличались параметры контура низкого давления. Расход пара в испытаниях был ниже расчетного в зависимости от нагрузки максимально на 7–15 %, температура пара – ниже примерно на 10 °С.

Несмотря на указанные отличия экспериментальных и расчетных параметров, полученная в испытаниях тепловая мощность котла отличалась от расчетной не более чем на 2,4 %. Причем тепловая мощность котла в испытаниях во всех режимах была выше расчетной.

Относительная разница в фактической и расчетной суммарной тепловой мощности поверхностей нагрева контура высокого давления, воспринимающего 70–75 % общего тепловосприятия котла, составляла в отдельных режимах 0,4–0,95 % (по отношению к общей тепловой мощности котла – 0,17–0,56 %). По контуру низкого давления разница в фактической и расчетной тепловой мощности оказалась заметно большей. Относительная разница в фактической и расчетной суммарной тепловой мощности поверхностей нагрева контура низкого давления, воспринимающего 25–30 % общего тепловосприятия котла, в основном составляла 4,1–10,7 % (по отношению к общей тепловой мощности котла – 1,2–2,6 %).

В целом результаты испытаний показали, что выполнение теплогидравлических расчетов котла по его расчетной модели, использованной АО «ИК «ЗИОМАР» при проектировании, позволяет удовлетворительно описывать общее реальное состояние котла. Расчетные значения общей тепловой мощности котла и тепловой мощности поверхностей нагрева контура высокого давления, приведенные к условиям испытаний, незначительно (и в большую сторону) отличаются от фактических значений.

Полученные результаты показывают возможность использования расчетных моделей для приведения результатов испытаний к условиям (параметрам) работы котла-утилизатора, при которых устанавливаются для подтверждения (оценки) соответствия значения параметров котла-утилизатора. При приведении полученные в испытаниях значения параметров приводятся к расчетным условиям с учетом поправок, учитывающих влияние отклонений условий работы котла в испытаниях от расчетных.

Методика внесения поправок и алгоритм расчета приведенного значения параметра иллюстрируются в табл. 5 на примере расчета тепловой мощности котла, приведенной к расчетным условиям.

Таблица 5

Параметр	Способ определения
Расчетная мощность при расчетных условиях $Q_{Р,Р}$	Расчет по расчетной модели котла
Расчетная мощность при условиях испытаний $Q_{Р,ИСП}$	То же
Поправка к мощности, полученной в испытаниях dQ	$Q_{Р,Р} - Q_{Р,ИСП}$
Мощность в испытаниях $Q_{К,ИСП}$	Обработка результатов испытаний (расчет по измеренным параметрам)
Мощность в испытаниях, приведенная к расчетным условиям	$Q_{К,ИСП} + dQ$

Рассмотренные материалы испытаний использованы при подготовке стандарта организаций ПАО «Интер РАО» и ОАО «ВТИ» СТО 00129840.34.26.002–2015 «Котлы-утилизаторы. Приемочные испытания. Общие требования и методы испытаний».

Список литературы

1. ANSI/ASME PTC 4.4–1981. Gas Turbine Heat Recovery Steam Generators. Performance Test Codes.
2. ГОСТ 20440–75. Установки газотурбинные. Методы испытаний.
3. EN 12952-15:2003. Water-tube boilers and auxiliary installations. Part 15: Acceptance tests.
4. ГОСТ 8.207–76 ГСИ. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения.
5. Р 50.2.038–2004 ГСИ. Измерения прямые однократные. Оценивание погрешностей и неопределенностей результатов измерений.
6. МИ 2083-90 ГСИ. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей.
7. Александров, А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара [Текст]: справочник: ГСССД Р-776–98 /А.А. Александров, Б.А. Григорьев. – М.: Изд-во МЭИ, 1999.
8. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) [Текст]. – М.: Энергия», 1973.
9. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод) [Текст]. – СПб.: Изд-во НПО ЦКТИ, 1998.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА НИЖНЕВАРТОВСКОЙ ГРЭС

А.В. ВАРВАРСКИЙ (АО «Нижневартовская ГРЭС», пос. Излучинск, ХМАО-Югра, Россия)

Решение о строительстве Нижневартовской ГРЭС принято правительством бывшего СССР в апреле 1980 г. Проектом было предусмотрено строительство шести энергоблоков по 800 МВт каждый для электроснабжения объектов нефтяной и газовой промышленности Нижневартовского района. Первый энергоблок мощностью 800 МВт введен в эксплуатацию в январе 1993 г., второй – в октябре 2003 г. В 2014 г. введен в эксплуатацию энергоблок № 3 на базе ПГУ мощностью 413 МВт.

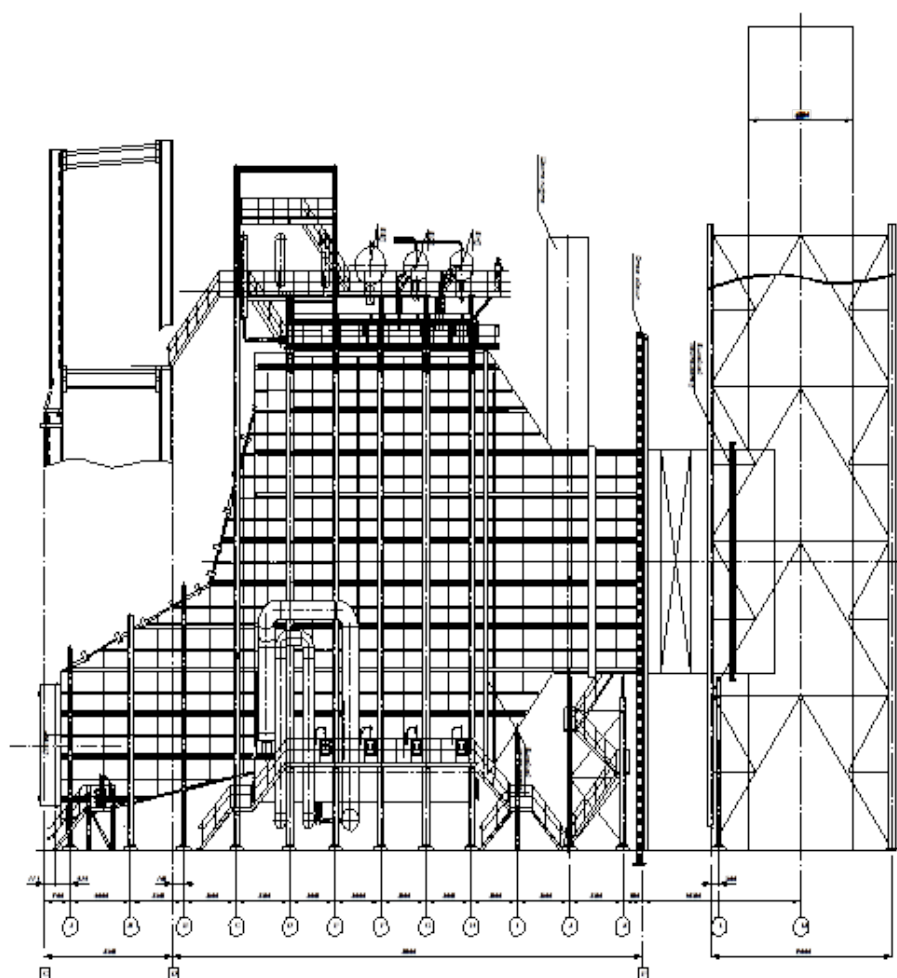


Рис. 1. Общий вид котла-утилизатора П-143

**Индексы в обозначении котла-утилизатора
Еп-277/44/44-10,99/2,18/0,39-566/565/301 (П-143)**

Еп	– с естественной циркуляцией и промперегревом;
277	– паропроизводительность контура высокого давления (ВД), т/ч;
44	– паропроизводительность контура среднего давления (СД), т/ч;
44	– паропроизводительность контура низкого давления (НД), т/ч;
10,99	– давление пара на выходе из контура ВД, абсолютное, МПа;
2,18	– давление пара на выходе из контура СД, абсолютное, МПа;
0,39	– давление пара на выходе из контура НД, абсолютное, МПа;
566	– номинальная температура пара на выходе из контура ВД, °С;
565	– номинальная температура пара на выходе из контура СД, °С;
301	– номинальная температура пара на выходе из контура НД, °С;
П-143	– заводское обозначение котла-утилизатора.

Состав основного оборудования следующий:

энергоблоки № 1, 2:

- котлоагрегаты ТГМП-204ХЛ (Пп-2650/255) (ТКЗ «Красный котельщик»);
- паровые турбины К-800-240-5 (ЛМЗ);
- турбогенераторы ТВВ-800-2ЕУЗ (ПО «Электросила»);

энергоблок № 3:

- газовая турбина PG9351FA (GE);
- паровая турбина 109D12 (GE);
- котел-утилизатор П-143 (ПАО «ЗиО-Подольск»).

Краткое описание и технические характеристики котла-утилизатора

Котел-утилизатор (КУ) Еп-277/44/44-10,99/2,18/0,39-566/565/301 (П-143) – головной образец, разработанный «Инжиниринговой компанией «ЗИОМАР» по лицензии фирмы «NEM Energy B.V.» (Нидерланды) для энергоблока ПГУ Нижневартовской ГРЭС (рис. 1, 2).

Котел – однокорпусный, горизонтального профиля, барабанный, трехконтурный, с естественной циркуляцией в испарительных контурах высокого, среднего и низкого давлений, с промежуточным перегревом пара. Котел предназначен для выработки перегретого пара и нагрева конденсата за счет утилизации выхлопных газов, поступающих от газотурбинной установки. Котел выполнен газоплотным. Газоплотность обеспечивается наружной металлической щитовой обшивкой. Для доступа к поверхностям нагрева в обшивке выполнены люки-лазы. В верхней и нижней частях газохода котла-утилизатора находятся «теплые ящики» для размещения коллекторов и перепускных труб.

Поверхности нагрева выполнены из вертикальных труб с наружным спирально-ленточным оребрением (рис. 3). Котел укомплектован питательными насосами высокого, среднего (с гидромуфтами) и низкого давлений, насосами рециркуляции подогревателя конденсата и расширителя продувок.

Контроль тепловых перемещений барабанов ВД, СД, НД, паропроводов ВД и пароперегревателя, а также неметаллических компенсаторов осуществляется с помощью реперов.

Конструкция КУ предусматривает возможность поддержания котла в горячем резерве благодаря установке отсечного клапана (дождевой заслонки) в выходном газоходе. Для снижения уровня звука в выходном газоходе установлены секции шумоглушителей. Эквивалентный уровень звукового давления, измеряемого на расстоянии 1 м по горизонтали от устья дымовой трубы, – не более 102 дБ.

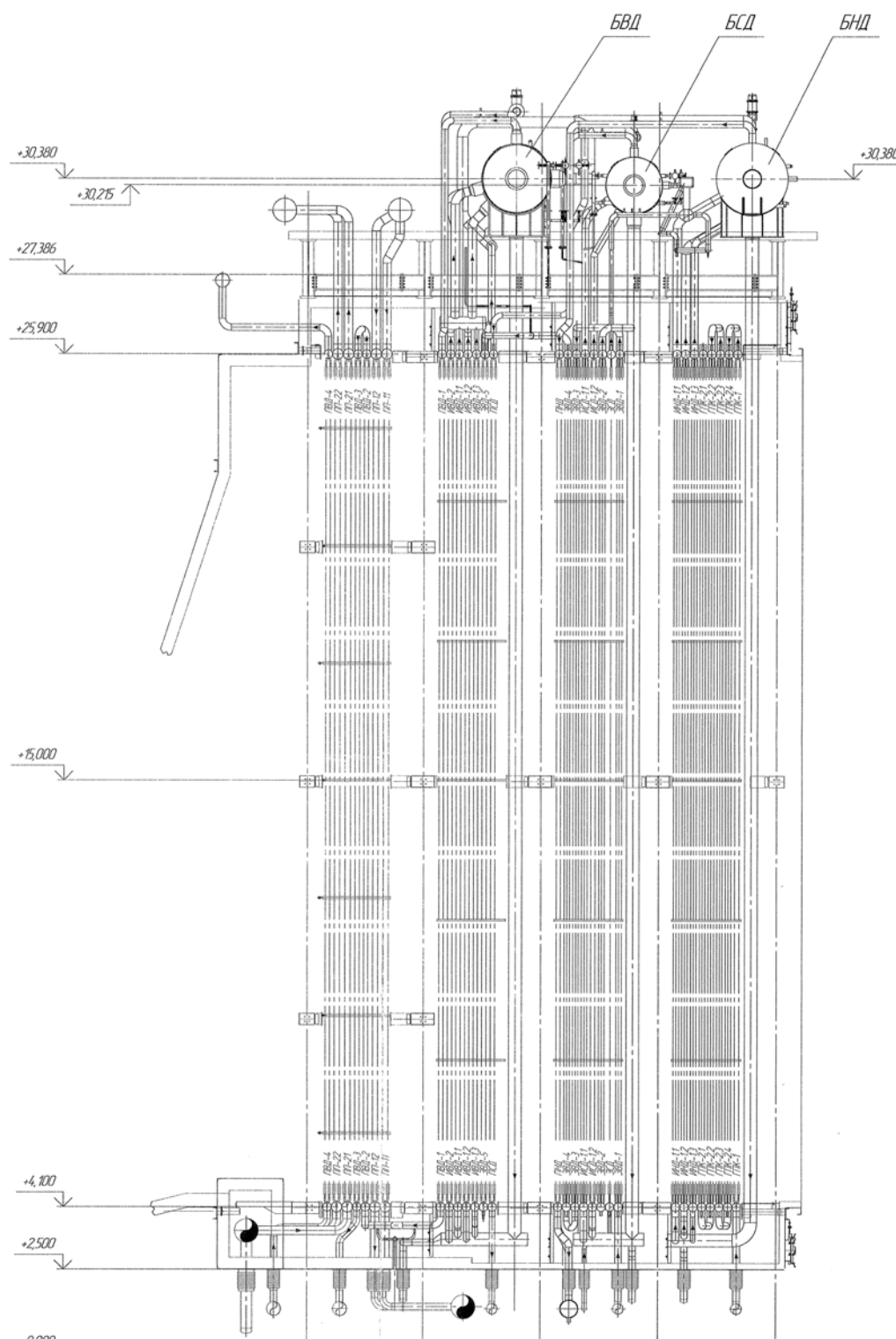


Рис. 2. Компоновка поверхностей нагрева котла-утилизатора П-143

Выброс отработавших дымовых газов в атмосферу осуществляется через отдельно стоящую металлическую дымовую трубу ($H = 120$ м, $d_{\text{вн}} = 6,9$ м).



Рис. 3. Поверхности нагрева котла-утилизатора П-143

Режимы работы котла-утилизатора П-143

Котел-утилизатор П-143 предназначен для работы в составе парогазовой установки, состоящей из газовой турбины, паровой турбины и котла-утилизатора. Рабочий диапазон изменения нагрузки котла-утилизатора П-143 составляет от 50 до 100 % номинальной. Котел допускает работу при изменении расхода и температуры газов, поступающих от ГТУ, обусловленных влиянием температуры наружного воздуха (+ 40 ... – 57 °С). Регулирование нагрузки достигается изменением расхода топлива и воздуха в ГТУ. Работа газовой турбины через остановленный КУ запрещена, установка байпасного газохода помимо котла проектом не предусмотрена. Конструкция котла допускает возможность совмещенного пуска ГТУ и КУ по алгоритмам пуска из различных тепловых состояний.

Котел-утилизатор работает на скользящих параметрах пара высокого давления. Температура пара регулируется с помощью впрыскивающих пароохладителей. Максимально допустимая температура дымовых газов на входе в КУ составляет 649 °С.

Величина выбросов оксидов азота определяется их концентрацией за газовой турбиной (настройкой режимов горения), в КУ не предусмотрены мероприятия по их снижению.

Особенности эксплуатации котла-утилизатора П-143

Одной из основных проблем эксплуатации котла-утилизатора П-143 является недостижение гарантированных показателей (табл. 1). Во время проведения тепловых испытаний при вводе энергоблока № 3 в эксплуатацию в 2014 г. был выявлен ряд замечаний:

- недогрев питательной воды после экономайзеров ВД и СД (5÷7 °С);
- температура уходящих газов оказалась выше расчетной на 6 °С (92 °С против заявленных 86 °С);
- тепловая мощность контура ВД ниже расчетной на 12 МВт; при этом недовыработка пара порядка 15 т/ч;
- КПД котла меньше расчетного на величину 0,6÷1,2 %.

Таблица 1

Сравнительные значения фактических и расчетных параметров П-143 (2014 г.)

Параметр	Факт	Расчет	Отклонение
<i>Контур высокого давления</i>			
Паропроизводительность, т/ч	262	276,9	–14,9
Давление, МПа	10,8	10,99	–0,19
Температура, °С	566	566	0
<i>Контур среднего давления</i>			
Паропроизводительность, т/ч	47	44,8	+2,2
Давление, МПа	2,32	2,33	–0,01
Температура, °С	320	312,5	+7,5
<i>Контур низкого давления</i>			
Паропроизводительность, т/ч	45	44,7	+0,3
Давление, МПа	0,32	0,292	+0,028
Температура, °С	308	300,6	+7,4
<i>Контур промперегрева</i>			
Паропроизводительность, т/ч	309	302,9	+6,1
Давление, МПа	2,06	2,082	–0,02
Температура, °С	565	565	0
<i>ГПК</i>			
Температура за ГПК, °С	149,76	142,3	+7,46

При эксплуатации также установлено, что неутилизованное в тракте ВД тепло перераспределяется на последующие по ходу газов поверхности нагрева, что в свою очередь приводит к увеличению температуры пара по тракту котла, росту давления пара в паропроводе НД до уставки срабатывания БРОУ, снижению паркового ресурса элементов котла.

Для достижения гарантированных показателей КУ специалисты станции совместно с представителями ИК «ЗИОМАР» провели наружный и внутренний осмотр котла, поверхностей нагрева (оребранных трубок), включая проверку целостности перегородок в коллекторах экономайзеров.

По результатам осмотра составлен отчет, в котором были отражены дефекты, относящиеся к процессу проведения монтажа оборудования (повреждения оребрения, коробление монтажных накладок), локальные повреждения уплотняющих элементов (обрыв, нарушение геометрии), связанные с появлением остаточных деформаций из-за отсутствия возможности свободного расширения элементов. При осмотре внутренних полостей верхних коллекторов экономайзера СД с помощью эндоскопа обнаружено повреждение (обрыв) левой перегородки (по ходу газов) секции ЭСД-62; перегородка обнаружена в коллекторе.

Представителями завода-изготовителя в отчете также отмечены хорошее техническое состояние оборудования котла и высокий уровень культуры эксплуатации.

Все выявленные дефекты и несоответствия были устранены в период среднего ремонта энергоблока ПГУ в 2017 г.

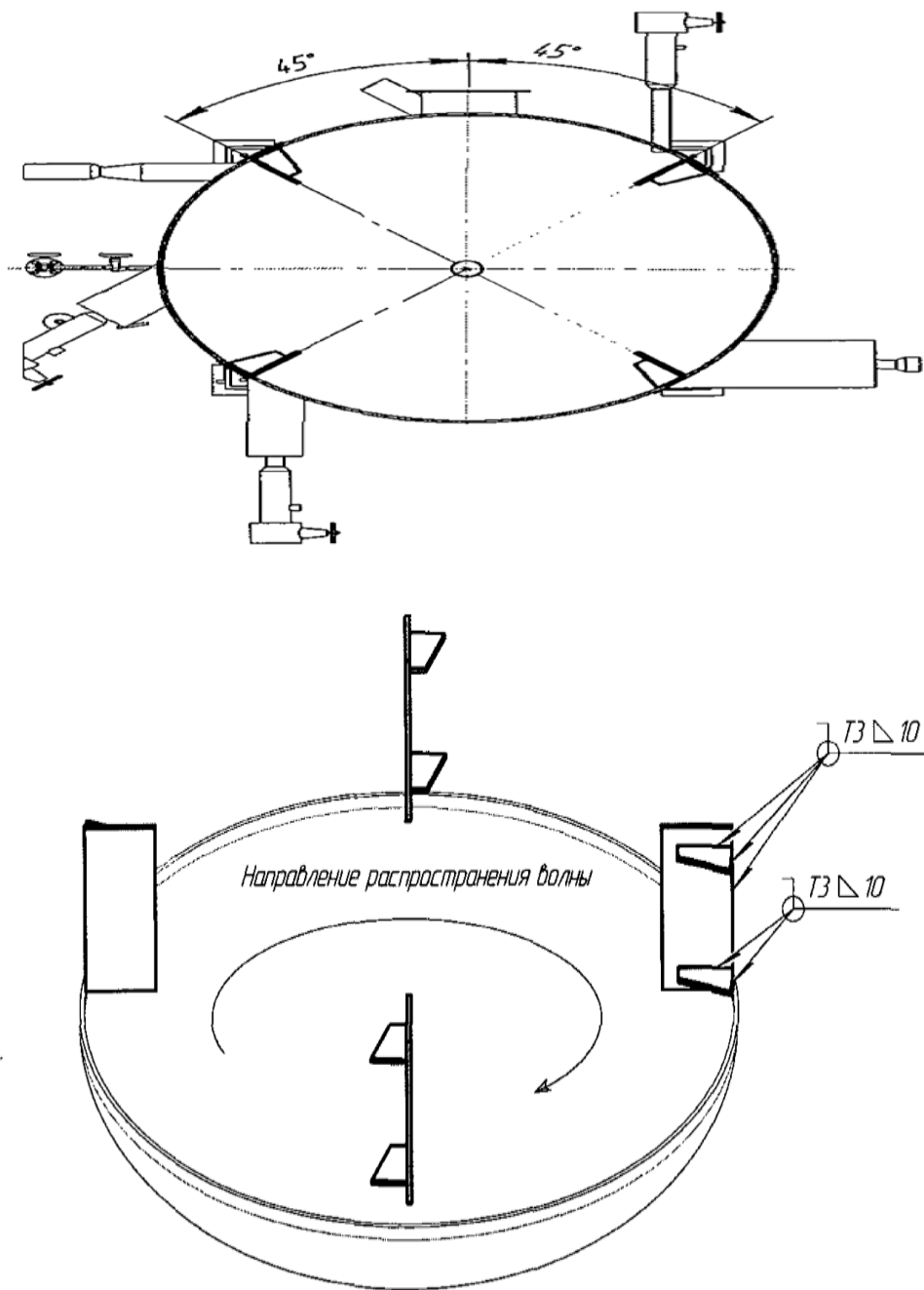


Рис. 4. Схема установки гасителей в РСК

В качестве еще одной серьезной проблемы можно выделить разрушение опорных элементов расширителя сливов с котла, в который отводится непрерывная и периодическая продувки из барабанов ВД, СД, НД (РСК, тип РП-43,5-3,0). Было выявлено продольное перемещение опорных лап РСК (до 4 мм с частотой колебаний 4 с) с передачей колебаний на выхлопной трубопровод РСК. Колебания опор провоцировали разрушение фундамента расширителя, что в дальнейшем могло привести к повреждению анкерных болтов и возможной аварийной ситуации.

Сложности выявления и устранения дефекта определялись: во-первых, периодом гарантийной эксплуатации, т. е. невозможностью самостоятельно, без согласования с поставщиками оборудования и проектной организацией вносить конструктивные изменения; во-вторых, возникшими разногласиями и длительным периодом согласования между поставщиком оборудования ИК «ЗИОМАР» и проектной организацией ОАО «МостЭП».

В результате, ИК «ЗИОМАР» установлено, что дефект является следствием появления круговой волны в расширителе, которая обусловлена тангенциальным подводом потоков непрерывных продувок. Реализованное техническое решение по установке в РСК гасителей позволило полностью решить проблему (рис. 4).

В период среднего ремонта (2017 г.) на энергоблоке ПГУ выполнена модернизация ГТУ с увеличением мощности газовой турбины и выходных параметров. Для подтверждения безаварийной работы и расчета параметров работы ПАО «ИК «ЗИОМАР» выполнен тепло-гидравлический расчет котла, предохранительных и регулирующих клапанов, разработаны поправочные кривые котла П-143 для работы с модернизированной ГТУ.

После модернизации ГТУ специалистами АО «Нижевартовская ГРЭС» произведен расчет эффективности проведенных мероприятий на основе представленных обновленных поправочных кривых путем приведения параметров КУ к номинальным условиям. Из расчета следует, что термический КПД КУ «брутто» увеличился на 0,13 %, снижение УРУТ энергоблока составило 0,11 г/(кВт·ч), фактические расходы пара по тракту котла ниже расчетных значений в среднем на 3,6÷6,6 т/ч. Таким образом, несмотря на значительное увеличение выходных параметров газовой турбины, гарантированные показатели КУ не достигнуты.

Ремонтопригодность котла-утилизатора П-143

Доступ ремонтного персонала к оборудованию и трубопроводам, расположенным за пределами корпуса котла-утилизатора, может быть выполнен без особых сложностей. Однако при проектировании и монтаже представителям эксплуатирующей организации необходимо обращать внимание на размещение запорно-регулирующей арматуры (особенно дренажной) и трассировку трубопроводов в районе расположения РСК. Большое количество арматуры и трубопроводов у РСК существенно затрудняет доступ к арматуре и отдельным трубопроводам эксплуатационного и ремонтного персонала. Необходимо также обращать внимание на оснащение оборудования площадками обслуживания для безопасного и удобного доступа.

Наибольшие трудности при компоновке, подобной П-143, состоят при выполнении ремонта трубок оребрения поверхностей нагрева. В котле П-143 поверхности нагрева расположены в корпусе четырьмя пакетами (по 7–8 поверхностей в каждом пакете), в ряду каждой поверхности нагрева находится по 2–3 оребренные трубки. Коллекторы поверхностей нагрева расположены плотно друг к другу. При осмотре поверхностей нагрева со стороны входного, выходного газоходов и между боксами возможно увидеть лишь оребренные трубки крайней поверхности нагрева. Трубки остальных поверхностей для осмотра недоступны (рис. 3, 5–6).



Секции ПВД-4:

величина зазоров по тылу секции 3÷5 мм;
по фронту зазоры между секциями № 1, 2
до 20 мм; между секциями № 2, 3 до 30
мм

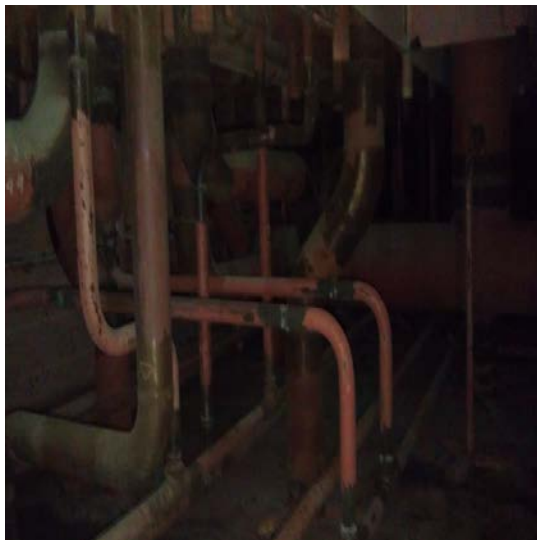
Рис. 5. Внешний вид секции подогревателя ВД



Секция № 3:

уплотняющий лист оборван на участке
500 мм вследствие появления протяжен-
ной (до двух метров) вертикальной тре-
щины. Появление трещины вызвано не-
возможностью теплового расширения во
время работы котла – принудительное
заневоливание (с помощью сварки) по-
крывного листа

Рис. 6. Внешний вид уплотняющего элемента газохода



Нижние коллекторы теплообменных секций:

без видимых повреждений и изменений
геометрической формы

Рис. 7. Внешний вид коллекторов теплообменных секций

В случае выявления обрыва, свища поиск места дефекта крайне затруднен. В подобных случаях «Руководство по ремонту КУ», разработанное ПАО «ИК «ЗИОМАР», рекомендует «...перед началом выполнения работ по ремонту секций установить местоположение дефектной трубы путем визуального осмотра теплообменных труб либо с помощью специальных ультразвуковых приборов: дефект приводит к возникновению звуковой вибрации, которую можно измерить, и она определит его место...». На практике подобный способ, очевидно, представит определенные сложности.

После определения места необходимо устранить дефект. «Руководство по ремонту КУ» рекомендует «...временно срезать подходящие сверху или снизу трубопроводы и снять скрепляющие элементы секций, отодвинуть ремонтируемую секцию от соседних, освободить пространство для подъема или опускания секции, затем приподнять или опустить ремонтируемую секцию с помощью специальных устройств...». На практике потребуются срезать перепускные трубы, воздушные и дренажные трубопроводы секции (от 6 до 10 стыков), при этом работы выполняются в верхнем или нижнем «теплом ящике» в условиях крайне ограниченного пространства.

В случаях, когда дефект необходимо устранить на расстоянии более 500 мм от верхнего или нижнего коллектора, сложность и продолжительность ремонта увеличиваются в разы. «Руководство по ремонту КУ» рекомендует «...при невозможности проведения операций по подъему или опусканию секции обеспечить доступ к дефектным трубам путем последовательной вырезки теплообменных труб с ближайшей к поврежденным трубам стороны. После проведения ремонта дефектных труб необходимо последовательно восстановить вырезанные трубы с помощью автоматизированной сварочной установки для орбитальной сварки».

Рассмотрим, например, повреждение третьей трубки на третьей с краю секции. Для доступа персонала ширина вырезаемого участка должна быть не менее 600 мм, т. е. необходимо вырезать не менее 6 трубок с каждого ряда. Получаем порядка 96 стыков, которые затем потребуется восстановить в крайне стесненных условиях. При проведении сварочных работ на пароперегревателях появляется дополнительный объем сложностей. Сварка стали P91 (X10CrMoVNb9-1) – единый процесс с подогревом, термоотдыхом и термообработкой. При вынужденных перерывах должен проводиться термоотдых с последующим замедленным охлаждением сварного шва. Независимо от толщины зона сварки должна подогреваться под сварку до температуры не менее 200 °С. При этом предпочтительно применение электроподогрева по всему периметру ремонтируемой трубки.

Таким образом, конструктивные особенности и компоновка поверхностей нагрева котла-утилизатора П-143 вызывают необходимость большого объема дополнительных работ, а значит увеличения продолжительности и стоимости ремонта. При замене секции поверхности нагрева потребуется частичный демонтаж дымовой трубы, выходного газохода и даже части здания главного корпуса, т. е. потребуется выполнить объем работ, сопоставимый с монтажом нового котла.

Следует отметить, что за прошедшие 4 года эксплуатации КУ дефектов по орбренным трубкам поверхностей нагрева не было.

Особенности водно-химического режима ПГУ

Коррекционная обработка конденсата и питательной воды производится водным раствором аммиака, а при нарушениях режима деаэрации (повышенном содержании растворённого кислорода) – раствором гидразин-гидрата. Для поддержания необходимой величины рН и предупреждения процессов накипобразования предусмотрено фосфатирование котловой воды.

Нормы качества добавочной, питательной и котловой воды и пара приведены ниже и в табл. 2.

Проектом энергоблока № 3 не предусмотрена собственная система подготовки обессоленной воды, поэтому заполнение питательного тракта котла П-143 проводится от блочных обессоливающих установок энергоблоков № 1, 2 (БОУ-1,2). Они же являются основным источником добавочной воды. В качестве дополнительного источника возможно использование конденсата из баков запаса конденсата (БЗК-1, 2), после доочистки на общестанционной автономной обессоливающей установке (АОУ). Еще одним источником служит обессоленная вода резервной обессоливающей установки химводоочистки (РОУ ХВО).

Показатели качества добавочной воды (не более)

Жесткость, не более, мкг-экв/дм ³	0,2
Содержание, мкг/дм ³	
натрия.....	5
кремниевой кислоты	20
железа.....	20
общего органического углерода (ТОС).....	300
Удельная электропроводность, мкСм/см	0,2
рН.....	6–8

Показатели качества питательной воды на входе в котел (не более)

Удельная электрическая проводимость, мкСм/см:	
пробы П.В.	11
Н-кат. Пробы	0,2
Содержание, мкг/дм ³ :	
натрия (Na)	10
диоксида кремния (SiO ₂)	20
железа (Fe).....	20
аммиака (NH ₃)	1000
хлорид-ионов (Cl)	3
гидразина (N ₂ H ₄).....	20–60
растворенного кислорода (O ₂)	10
общего органического углерода (ТОС).....	200
нефтепродуктов, мг/дм ³	0,1
Общая жесткость Ж, мкг-экв/дм ³	1
рН.....	9,2–9,6

Показатели качества котловой воды (не более)

	БВД	БСД	БНД
Удельная электрическая проводимость			
пробы, мкСм/см:			
при гидратном режиме		10	
при фосфатном режиме		30	
Содержание, мкг/дм ³ :			
диоксида кремния (SiO ₂)	200	50	500
железа (Fe).....		30	
фосфатов (PO ₄)		0,5–2,0	
хлорид-ионов (Cl).....		1200	
нефтепродуктов, мг/дм ³		0,1	
рН		9,3–9,6	
Общая жесткость Ж, мкг-экв/дм ³		8	
Щелочность Щ _ф /Щ _{общ}		0,5–0,7	

Таблица 2

Характеристики пара при ведении гидразинно-аммиачного водного режима с дозированием фосфатов в котловую воду (требования GE)

Показатель качества	Норматив	Периодичность	Максимально допустимое время отклонения показателя за год по аварийным уровням в пределах значений, ч		
			1 уровень, 672	2 уровень, 96	3 уровень, 16
Соединения натрия, мкг /дм ³	≤ 5	С	5–10	10–20	> 20
Удельная электропроводимость Н-кат.пробы при 25 °С, мкСм/см	≤ 0,3		0,3–0,55	0,55–1,0	> 1,0
Кремниевая кислота, мкг/дм ³	≤ 10	Т	10–20	20–40	> 40
Хлориды, мкг/дм ³	≤ 3		3–6	6–12	> 12
Сульфаты, мкг/дм ³			3–6	6–12	> 12
ТОС (общий органический углерод) мкг/дм ³	≤ 100	W	> 100		

Примечание. Расшифровка индексов: С – непрерывно; Т – при вводе в эксплуатацию или устранении нарушений ВХР; W – раз в неделю

Нормы качества конденсата, питательной воды и пара, режимы непрерывной и периодической продувок установлены на основании результатов пусконаладочных работ, тепловых испытаний и рекомендаций СТО 70238424.27.100.013–2009.

Учитывая вышеописанные особенности конструкции КУ П-143, вырезки из блоков испарительных труб контуров ВД, НД, СД для оценки состояние внутренних поверхностей нагрева выполнять практически невозможно. При кратковременных простоях (менее 4 сут) производится консервация конденсатно-питательного тракта и КУ путем увеличения содержания аммиака и гидразина. При останове КУ на срок более четырех суток применяется азотная консервация.

Для снижения содержания продуктов коррозии в цикле энергоблока спроектирована установка обезжелезивания производительностью 200 м³/ч, которая обеспечивает очистку 50 % общего объема конденсата. Установка включает в себя два механических фильтра (D = 2 м) с фильтрующим материалом «Сополимер-8» (в работе – один, второй – на промывке или в резерве). Проектное решение с подобной установкой не обеспечивает полную очистку конденсата как от оксидов железа, так и от растворенных примесей. В результате, в периоды пусковых операций либо появления присосов охлаждающей воды возможно ухудшение качества теплоносителя, а также большие потери, связанные с длительными отмывками. В проектах с полноценной блочной обессоливающей установкой со 100%-ной очисткой конденсата подобных проблем не возникает.

Для надежной и безаварийной эксплуатации энергоблока и поддержания требуемого ВХР необходимы:

- поддержание плотности трубных систем в теплообменниках;
- эффективная деаэрация питательной воды в деаэраторе и удаление из цикла неконденсирующихся газов;
- корректировка ВХР для предотвращения коррозии и образования отложений на теплопередающих поверхностях;
- систематический контроль качества теплоносителя и поддержание нормируемых показателей;
- проведение консервации оборудования.

МЕТОДЫ И СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ПРИЧИНАМИ ПОВРЕЖДЕНИЙ ПАРООТВОДЯЩИХ ТРУБ КОНТУРА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ ПГУ

В.С. ПАНКОВ (Филиал ПАО «ОГК-2» – Киришская ГРЭС, г. Кириши, Россия),
Е.А. СМЕРНОВ (ПАО «ОГК-2» – Исполнительный аппарат, г. Санкт-Петербург, Россия)

Перспективное направление развития современной энергетики – создание и совершенствование энергоблоков с парогазовыми установками (ПГУ) с использованием котлов-утилизаторов для утилизации тепла на выходе из газовых турбин. Применение ПГУ позволяет достичь коэффициента полезного действия до 50–62 %. Однако, как и для обычных энергетических блоков, надежность работы тепломеханического оборудования ПГУ в значительной мере зависит от степени его износа. Наиболее распространённый вид – эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ) трубной системы котла-утилизатора (КУ). Как показывает опыт эксплуатации ПГУ, основные эрозионно-коррозионные повреждения КУ происходят в контурах низкого давления, а именно на гребнях трубопроводов в испарительном контуре (двухфазная среда). Данные повреждения приводят к утонению стенок трубопроводов и, как следствие, к образованию свищей, что влечет за собой останов оборудования и дорогостоящий ремонт.

Целью работы является:

- обеспечение расчетного эксплуатационного ресурса энергоблоков ПГУ путем повышения эрозионно-коррозионной стойкости элементов теплообменного оборудования котлов-утилизаторов;
- снижение эксплуатационных затрат на ремонт и реконструкцию оборудования блоков с ПГУ, подверженного эрозии и коррозии;
- оптимизация и повышение эффективности методов контроля и управления эрозионно-коррозионными процессами, предупреждения аварийных ситуаций и вынужденных остановов по причине повреждения металла элементов пароводяного тракта котлов-утилизаторов ПГУ.

Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Модернизация контура низкого давления (НД) методом повышения давления в контуре;
2. Изменение конструкции испарительного тракта НД;
3. Использование хромосодержащих сталей при изготовлении испарителя низкого давления (ИНД).

При реализации данных задач повышается эрозионно-коррозионная стойкость элементов трубной системы котлов-утилизаторов ПГУ и, соответственно, повышается надежность, что существенно сокращает риск аварийных остановов основного оборудования.

Котел-утилизатор (П-132) Киришской ГРЭС

Котел-утилизатор горизонтального профиля, барабанный, трёх давлений (высокое, среднее и низкое), с естественной циркуляцией в испарительных контурах, с промперегревом. На выходе из котла установлен газовый подогреватель конденсата. Секции поверхностей нагрева в таком котле размещены вертикально. Утилизационные газы из ГТУ проходят через входной газоход в КУ и омывают последовательно все поверхности нагрева и через выходной газоход попадают в дымовую трубу.

ЭКИ подвержен контур низкого давления, а именно испаритель. Там происходит переходный процесс парообразования (преобразование жидкости в пар).

Описание контура низкого давления

Питательная вода от автономного деаэратора с $T = 137\text{ }^{\circ}\text{C}$ подается питательными насосами в барабан низкого давления (БНД) котла-утилизатора. Из барабана котловая вода через систему трубопроводов подается в ИНД, где происходит парообразование. После ИНД пароводяная смесь поступает обратно в барабан $T = 150\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 0,4\text{ МПа}$. Отсепарированный в барабане пар направляется в ППНД на перегрев, а после ППНД пар поступает в паросборный коллектор для подачи на паровую турбину.

ИНД располагается в четвертом по ходу газов модуле КУ и состоит в общей сложности из 430 труб диаметром 38×3 , сталь 20, включенных в коллекторы из труб диаметром 168×10 , сталь 20 [6].

Водно-химический режим

Одна из ключевых ролей по предотвращению ЭКИ – ведение водно-химического режима.

Для ведения водно-химического режима на блоке ПГУ-800 используется комплексный аминсодержащий реагент марки Cetamine V-211.

В состав реагента включены в определенных пропорциях пленкообразующие и нейтрализующие амины [7].

Скорость коррозии зависит от pH котловой воды, поэтому для ее уменьшения необходимо поддерживать этот показатель в рекомендуемых заводом-изготовителем пределах.

Проблема образования ЭКИ в испарителе низкого давления

Основными факторами, влияющими на возникновение и развитие ЭКИ, являются:

- фазовое состояние среды (двухфазное);
- гидродинамические характеристики течения среды (скорость потока, турбулентность, направление потока);
- параметры среды (температура, давление);
- водно-химический режим;
- состав конструкционных материалов;
- геометрические характеристики оборудования (диаметр трубопроводов, наличие изгибов на трубопроводах и др.) [2, 3].

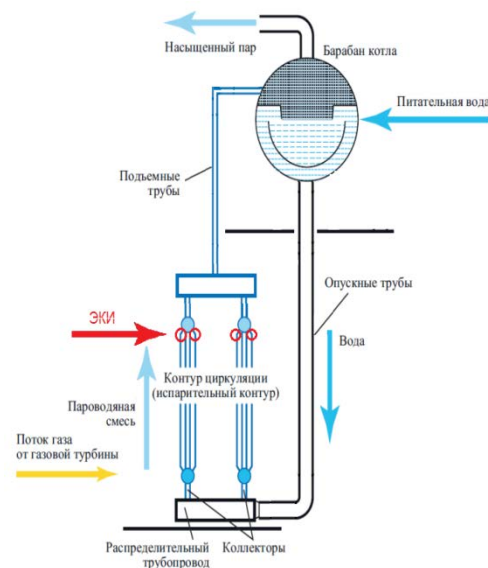


Рис. 1. Контур циркуляции котла-утилизатора

В зонегиба на входе в выходной коллектор ИНД по ходу движения пароводяной смеси значительно возрастает ее скорость.

В паровом пространстве упомянутых гибов присутствует влага в виде отдельных капель. Оторвавшись от водяной пленки, образованной на внутренней поверхности трубы при движении двухфазного потока, капли разгоняются до высокой скорости (30 м/с) и ударяются о стенки гибов перед выходом в выходной коллектор. В этих местах наблюдается высокий эрозионно-коррозионный износ, в результате которого происходит недопустимое утонение стенок и возникновение свищей (рис. 1). Это ведет к аварийному останову КУ и длительному дорогостоящему ремонту.

На рис. 2 приведены зависимости, показывающие, что максимальная скорость ЭКИ в воде $W_{ЭКИ}$ наблюдается в диапазоне температур $t = 120-180\text{ }^{\circ}\text{C}$ при следующих параметрах: давление $p = 0,4\text{ МПа}$, скорость потока $W = 20-30\text{ м/с}$, продолжительность контакта металла со средой $\tau = 200\text{ ч}$ [5].

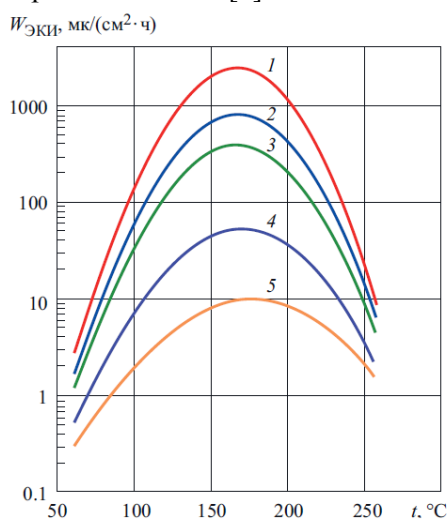


Рис. 2. Влияние температуры рабочей среды на скорость эрозии-коррозии различных металлов в воде:
1 – Ст. 3; 2 – 15Mo3; 3 – 15NiCuMoNb5; 4 – 13CrMo44; 5 – 10CrMo910

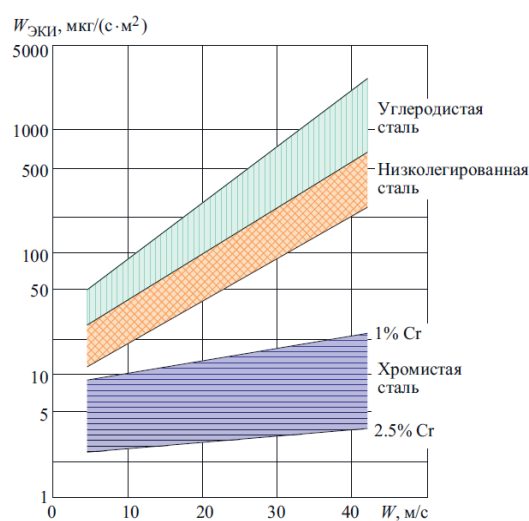


Рис. 3. Влияние скорости потока на скорость эрозии-коррозии в воде при $p = 0,4\text{ МПа}$, $t = 150\text{ }^{\circ}\text{C}$

Из рис. 2, 3 следует, что наиболее коррозионно-стойкими конструкционными материалами являются хромистые стали с содержанием хрома 1,25 или 2,25 %.

Особенно большое внимание следует уделить геометрическим характеристикам оборудования в зонах, в которых происходит изменение скорости и направления движения среды. Расчетным путем было установлено, что при движении воды в испарительных трубах со скоростью 0,3–0,9 м/с в зонах, где угол поворота трубы по отношению к горизонтальному участку составлял 17°, скорость ЭКИ увеличивалась примерно в 2 раз. Поэтому один из путей снижения ЭКИ – определение оптимальных гидродинамических характеристик потока в сочетании с конструктивными решениями, используемыми конструкционными материалами, качеством теплоносителя и водно-химическим режимом [5].

Пути решения проблемы для филиала ПАО «ОГК-2» – Киришская ГРЭС

Первый этап: проведение анализа повреждаемости испарительных труб и штуцеров паропроводящих труб, а также работы ИНД горизонтальных КУ в рамках программы НИОКР ПАО «ОГК-2». Работа включена в плановые закупки 2018 г. со сроком реализации в июле–декабре.

По итогам НИОКР разрабатывается ТЗ на изготовление и поставку оборудования и ТЗ на модернизацию КУ.

Данные меры помогут:

- повысить эрозионно-коррозионную стойкость элементов теплообменного оборудования котлов-утилизаторов, обеспечив тем самым расчетный эксплуатационный ресурс энергоблоков ПГУ;
- существенно снизить эксплуатационные затраты на ремонт и реконструкцию оборудования блоков с ПГУ;
- повысить эффективность методов контроля и управления эрозионно-коррозионными процессами, предупреждать аварийные ситуации и вынужденные остановки по причине повреждения металла элементов пароводяного тракта котлов-утилизаторов ПГУ.

Патент на результаты НИОКР будет использоваться в будущем с целью извлечения экономической выгоды для Общества [8].

Второй этап: увеличение давления в контуре НД до 0,7 МПа (изб.), при этом номинальная температура пара повысится на 2 °С, а расход уменьшится на 6,8 т/ч, скорость пароводяной смеси в верхней части теплообменных труб ИНД-1, ИНД-2 снизится ориентировочно в 1,5 раза, что позволит уменьшить вероятность эрозионно-коррозионных процессов и повысить надежность работы ИНД.

Для этого необходимо перенастроить предохранительные клапана по низкому давлению в количестве шести штук (ППНД – 2 шт., БНД – 2 шт., деаэратор – 2 шт.).

Поддержание давления пара в контуре НД, равного 0,7 МПа, предполагается осуществить с помощью регулирующих клапанов НД паротурбинной установки К-245-13,3 энергоблока ПГУ-800. Закупка на МТР для модернизация предохранительных клапанов включена в состав программы закупок на 2018 г.

Третий этап: необходимо изменить конструкцию испарителя низкого давления.

Учитывая, что после ИНД в «теплом ящике» есть проём, достаточный для выполнения ремонтных работ (примерно 1600 мм по осям труб), предлагается изменить выходную часть ИНД (верхние коллекторы), включая подвески. При этом теплообменные поверхности секций и нижние коллекторы не требуют реконструкции.

Последовательность выполнения реконструкции ИНД следующая:

1. Выполняется технологическое закрепление элементов секций ИНД, проводится последовательный демонтаж верхних коллекторов секций испарителя низкого давления (ИНД-1, ИНД-2), для чего отрезаются отводящие трубопроводы (по штуцерам), теплообменных труб на прямом участке послегиба, разборка и демонтаж элементов, затрудняющих проведение работ.

2. Новые верхние коллекторы диаметром 219 мм с участками теплообменных труб изготавливаются из стали 12Х2М (с содержанием хрома 2,5 %) с приваренными в заводских условиях штуцерами и дополнительными смотровыми лючками для повышения ремонтнопригодности.

Входные участки теплообменных труб, которые ввариваются в верхний коллектор, выполняются с увеличенной толщиной стенки до 3,5 мм. Из условий монтажа участки труб могут поставляться отдельно и привариваться последовательно к верхним коллекторам и теплообменным трубам с подгонкой по месту на монтаже.

3. Замену верхних коллекторов секций с участками прямых труб предлагается выполнять поэтапно, по два верхних коллектора в смежных секциях ИНД-1, ИНД-2 на каждом КУ при останове в ремонт (или при капитальном ремонте) по монтажным указаниям.

Монтажные стыки теплообменных труб с новыми участками труб, приваренные к верхним коллекторам, выполняют с помощью специального сварочного аппарата для орбитальной сварки, например, фирмы «Polysoude» (Франция).

Экономический эффект

Для устранения дефекта на одном котле-утилизаторе требуется его останов и расхолаживание (48 часов). На устранение дефекта потребуется 7 часов, стоимость устранения дефекта составит 16,185 тыс. руб. На пусковые операции (заполнение котла, включение вспомогательного оборудования и т. п.) потребуется 6 часов.

Штраф за аварийный останов полублока на 61 час составит 19 528,450 тыс. руб.

Штраф за аварийный останов блока на 65 час составит 42 799,050 тыс. руб.

В итоге – аварийный останов полублока/ блока обойдётся в 19 544,635 тыс. руб./ 42 815,23 тыс. руб.

Стоимость модернизации КУ ПГУ-800 (поэтапно):

1-й этап: проведение НИОКР 2 500 тыс. руб.

2-й этап: работы по перенастройке клапанов на 0,7 МПа

1 155,572 тыс. руб. (МТР + Услуги)

3-й этап: изменение конструкции ИНД (с использованием хромосодержащих сталей):

404,723 тыс. руб. (СМР);

806, 846 тыс. руб. (МТР);

2 300, 000 тыс. руб. (ПИР);

В итоге: 4 667, 141 тыс. руб.

Энергоактивы ООО Газпром энергохолдинга:

По результатам анализа ПГУ в обществе ПАО «ОГК-2» следует отметить:

➤ материалы ИНД КУ:

Череповецкая ГРЭС, Серовская ГРЭС – марка стали 12Х1МФ; Адлерская ТЭС – сталь 20;

➤ параметры среды в ИНД КУ:

Череповецкой ГРЭС, Серовская ГРЭС – 0,4 МПа; Адлерская ТЭС – 0,55 Мпа;

➤ присутствие гибов на подводящих и отводящих трубах ИНД:
на всех КУ ПАО «ОГК-2» [9].

В итоге можно сделать вывод, что электростанциям ОГК-2, ТГК-1 и ПАО «Мосэнерго», имеющим котлы-утилизаторы, рекомендуется провести диагностику контура НД в период больших инспекций.

При обнаружении проблем принять меры, не дожидаясь крупной аварии!

Выводы

Для снижения ЭКИ и, как следствие, повышения надежности оборудования необходимо:

- увеличить давление в контуре НД до 0,7 МПа (изб.), скорость пароводяной смеси в верхней части теплообменных труб ИНД-1, ИНД-2 уменьшится ориентировочно в 1,5 раза, что позволит снизить эрозионно-коррозионных процессов и повысить надежность работы ИНД;
- изменить конструкцию испарителя низкого давления (ИНД), что позволит проводить диагностику и контроль за возникновением дефектов на ранней стадии;
- правильно организовывать водно-химический режим, что обеспечит работу основного оборудования блока ПГУ-800 без повреждений и снижения экономичности;
- использовать хромосодержащие стали при изготовлении ИНД, т. к. они являются наиболее коррозионно-стойкими материалами.

Предложения для котлов-утилизаторов на стадии проектирования

Следует обеспечить ремонтпригодность (проходимость) в части низкого давления, вплоть до изменения конструкции котла-утилизатора.

Предлагается изменить конструкцию «теплых ящиков», оставить только для низкого давления и ГПК (газовый подогреватель конденсата), тем самым исключая перетоки горячих газов и неравномерный прогрев поверхностей нагрева. Увеличение проходного сечения уходящих газов в контуре (секциях) НД и ГПК позволяет снизить скорость потока, а следовательно повысить теплоотдачу. Также данное мероприятие в дальнейшем позволит производить диагностику и контроль над возникновением дефектов на ранней стадии и обеспечить возможность обслуживания и ремонтпригодности (рис. 4).

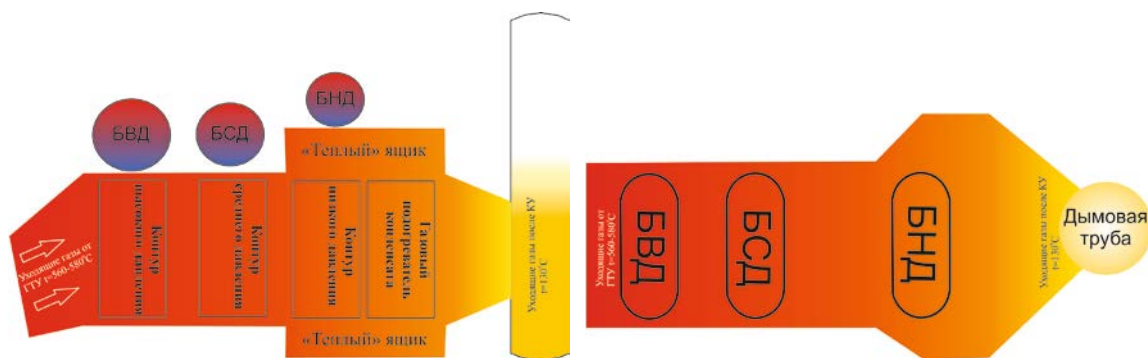


Рис. 4. Конструкция КУ (вид сбоку/ вид сверху)

Внести дополнительные требования в техническую спецификацию КУ, которые предотвратят возможность появления ускоренной коррозии.

Изменить конструкцию выходных коллекторов и количество отводящих труб от выходных коллекторов.

Для снижения скоростей среды на выходе из выходного коллектора по отводящим трубам, необходимо увеличить количество отводящих труб от выходного коллектора с двух до трёх.

Список литературы

1. **Александров, А.А.** Таблица теплофизических свойств воды и водяного пара [Текст]: справочник / А.А. Александров, Б.А. Григорьев. – 2-е изд. – М.: Изд. дом МЭИ, 2006.
2. **Михайлов, В.А.** Пути повышения эрозионно-коррозионной надежности котлов утилизаторов ПГУ-450 [Текст] / В.А. Михайлов, Г.В. Томаров, А.И. Новожилов, А.В. Михайлов // Тяжелое машиностроение. – 2009. – № 3.
3. **Томаров, Г.В.** Продление эрозионно-коррозионного эксплуатационного ресурса трубной системы котлов-утилизаторов ПГУ [Текст] / Г.В. Томаров, А.В. Михайлов, Е.В. Величко, В.А. Буданов // Теплоэнергетика. – 2010. – № 1.
4. **Филиппов, Г.А.** Применение пленкообразующих аминов для защиты от коррозии оборудования пароводяного тракта энергоблока ПГУ-450 [Текст] / Г.А. Филиппов [и др.] // Тяжелое машиностроение. – 2007. – № 4.
5. **Петрова, Т.И.** Эрозионно-коррозионный износ в котлах-утилизаторах парогазовых установок [Электронный ресурс] // Новое в Российской Электроэнергетике. – 2015. – № 2.
6. Инструкция по эксплуатации котла-утилизатора П-132 [Текст]. – Кириши, 2012.
7. Инструкция по ведению водно-химического режима блока ПГУ-800 [Текст]: И 03.07-16-16. – Кириши, 2016.
8. Положение ПАО «ОГК-2» «О планировании, реализации и использовании результатов НИОКР в ПАО «ОГК-2» от 01.03.2018.
9. <http://ogk2.ru>.
10. <http://ccpowerplant.ru>.
11. <http://lib.rosenergосervis.ru>.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХКОНТУРНЫХ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ ПК-55 ЭНЕРГБЛОКОВ № 1 И 2 ЮГО-ЗАПАДНОЙ ТЭЦ В ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ

М.С. ЦВЕТКОВ (АО «Юго-Западная ТЭЦ», г. Санкт-Петербург, Россия)

Юго-Западная ТЭЦ – базовый источник тепло/электроснабжения новых кварталов Юго-Западной Приморской части Санкт-Петербурга и многофункционального комплекса «Балтийская Жемчужина».

На Юго-Западной ТЭЦ в эксплуатации находятся 5 котлов-утилизаторов ПК-55 в составе двух энергоблоков: дубль-блока ПГУ-200 (2ГТУ + ПТ) и трипл-блока ПГУ-300 (3ГТУ + ПТ).

В состав энергоблока № 1 ПГУ-200 входят две газотурбинные установки АЕ64.3А (65,95 МВт) производства компании «Ansaldo Energia», два паровых котла-утилизатора ПК-55 производства ПАО «Подольский машиностроительный завод» и одна паротурбинная установка SST-600 (68,8 МВт) производства фирмы «Siemens».

В состав энергоблока № 2 ПГУ-300 входят: три газотурбинные установки АЕ64.3А (65,95 МВт) производства компании «Ansaldo Energia», три паровых котла-утилизатора ПК-55 производства ПАО «Подольский машиностроительный завод» и одна паротурбинная установка SST-600 (104,6 МВт) производства фирмы «Siemens».

Энергоблок № 1 введен в эксплуатацию в декабре 2011 г., энергоблок № 2 – введен в эксплуатацию в октябре 2016 г.

Технические характеристики котла-утилизатора ПК-55 (Пр-100/14,8-9,3/0,75-535/245)

Температура газов на входе в КУ, °С	588
Расход газов, кг/с	189
Температура уходящих газов, °С	94
Потери полного давления в газовом тракте КУ до выхода из дымовой трубы высотой 120 м, Па, не более	3150
Контур высокого давления:	
давление пара ВД за котлом, МПа	9,40
номинальная паропроизводительность, т/ч	100
температура пара ВД, °С	535
Контур низкого давления:	
давление пара НД за котлом, МПа	0,85
номинальная паропроизводительность, т/ч	14,8
температура пара НД, °С	245

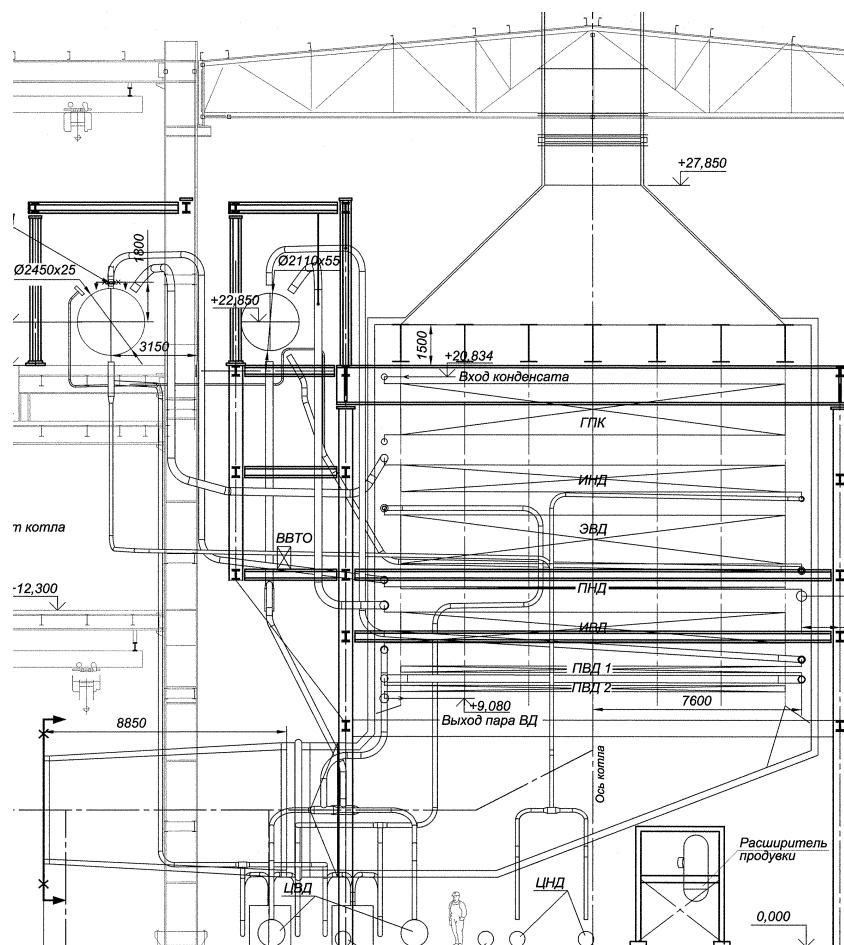


Рис. 1. Общий вид КУ ПК-55

Котлы-утилизаторы (КУ) вертикальной компоновки, газоплотные, с двумя парогенерирующими контурами: высокого и низкого давлений с паровыми барабанами и принудительной циркуляцией в испарительных контурах. Контур высокого давления включает экономайзер (ЭВД), испаритель (ИВД), пароперегреватель (ПВД); контур низкого давления – испаритель (ИНД) и пароперегреватель (ПНД). Последняя по ходу газов поверхность нагрева – газовый подогреватель конденсата (ГПК). Все поверхности нагрева выполнены в виде горизонтальных блоков из труб с наружным спирально-ленточным оребрением, за исключением ПНД. Общий вид котла и расположение поверхностей нагрева приведены на рис. 1.

Основным видом топлива для газовых турбин является природный газ, аварийным – дизельное топливо. Суммарная длительность работы КУ на продуктах сгорания дизельного топлива – не более восьми суток в году, непрерывной работы – не более трех суток.

Основные критерии надежности КУ следующие:

- перепад температуры металла между верхней и нижней образующей БВД КУ не более 60 °С при нагревании (при пусках) и 80 °С – при охлаждении (при остановках) металла;
- скорость изменения температуры металла верхней и нижней образующих БВД КУ – не более 3 °С/мин (30 С/10 мин);
- скорость изменения давления в БВД КУ – не более $\pm 0,2$ МПа/мин;

- минимально допустимое по условиям длительной эксплуатации давление пара ВД за КУ – 4,7 МПа (изб.);
- минимально допустимое по условиям длительной эксплуатации давление пара НД за КУ – 0,45 МПа (изб.);
- максимально допустимая температура пара ВД за КУ – 545 °С.

КУ эксплуатируются в составе двух энергоблоков, которые работают в составе единой энергетической системы РФ и участвуют в глубоких ночных разгрузках и утренних наборах нагрузки, периодических остановах в холодный резерв с последующими пусками из различных тепловых состояний, общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) в энергосистеме, работе противоаварийной автоматики (быстрые разгрузки (нагрузки) для регулирования перетоков активной мощности, сбросы нагрузки ГТУ с номинальной до собственных нужд или холостого хода).

Ниже рассматривается изменение основных параметров КУ при работе в переменных режимах энергоблоков.

Работа КУ в регулировочном диапазоне энергоблоков

Регулировочный диапазон энергоблоков № 1 и 2 установлен по результатам тестирования оборудования при проведении комплексного опробования и составляет 185–120 и 275–190 МВт соответственно при мощности ГТУ около 37–38 МВт (примерно 55 % номинальной). Скорости изменения нагрузки энергоблоков в пределах регулировочного диапазона составляют порядка 2,7 и 5,7 МВт/мин соответственно при скорости изменения нагрузки ГТУ около 1,1–1,5 МВт/мин. Ниже (рис. 2) показаны основные параметры работы КУ при выполнении ночных разгрузок и утренних нагрузок в регулировочном диапазоне.

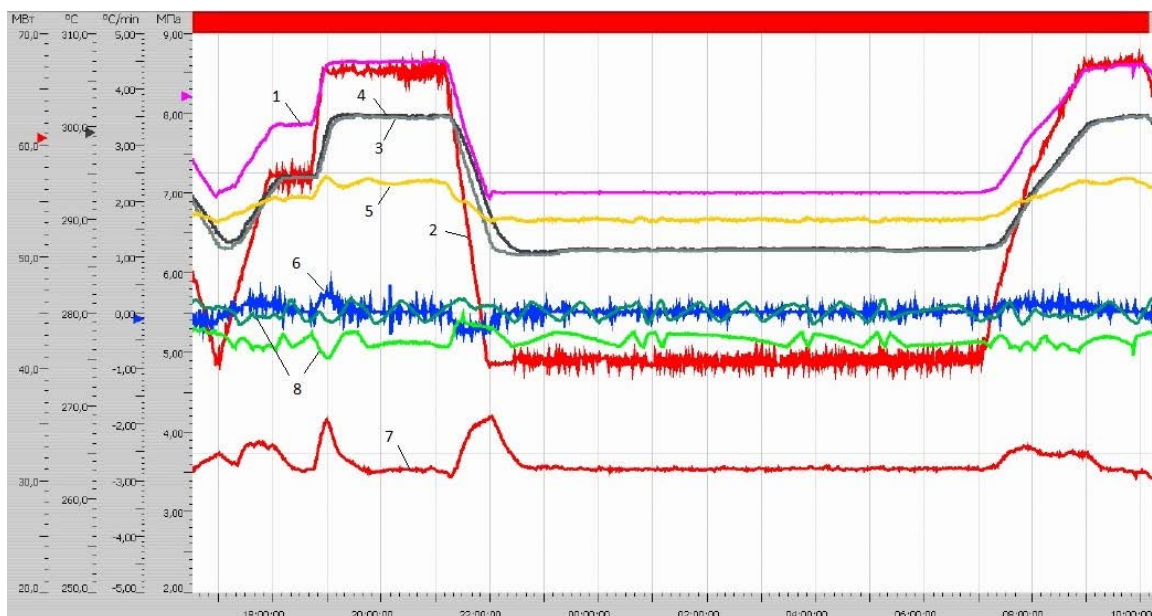


Рис. 2. Основные параметры КУ ПК-55 при работе в регулировочном диапазоне:

1, 5 – давление пара ВД, НД за КУ; 2 – активная нагрузка ГТУ; 3, 4 – температура металла верх/низ БВД; 6 – скорость изменения температуры металла БВД; 7 – разность температур верх-низ БВД; 8 – уровень БВД, БНД

Как видно из рис. 2, работа КУ в регулировочном диапазоне является надежной, все критерии надежности обеспечиваются с большим запасом. Однако стоит отметить, что установленный заводом-изготовителем уровень давления пара ВД для условий длительной эксплуатации в 4,7 МПа приводит к тому, что при нагрузках энергоблоков ниже 70 % номинальной происходит переход от работы на «скользящих» параметрах пара на дроссельное парораспределение, что влечет снижение экономичности при работе энергоблоков на нижних границах регулировочного диапазона. Кроме того, ГТУ типа АЕ(V)64.3А в диапазоне нагрузок 37–40 МВт перед началом открытия ВНА (зависит от температуры наружного воздуха) имеет ярко выраженный пик температуры уходящих газов (до 605 °С), который в летний период оказывает существенное влияние на температуру перегретого пара ВД с достижением уставки срабатывания защиты в 545 °С. Впрыск питательной воды, выполненный в рассечку между двумя ступенями ПВД не обеспечивал удержание температуры пара даже при полностью открытом регулирующем клапане. Эта особенность выявилась в первый год эксплуатации КУ ПК-55 энергоблока № 1 в летний период. Временным решением было уход с нагрузки ГТУ, соответствующей максимальной температуре газов за турбиной. Основным решением проблемы недостаточности впрыска, проработанным заводом-изготовителем, стало снижение тепловосприятия поверхностей нагрева ПВД путем установки теплоизоляционных кожухов на верхний ряд труб ПВД (рис. 3).

Последующие испытания и эксплуатация показали, что данное решение обеспечило надежную работу КУ на режимах максимальных температур уходящих газов за ГТУ и отсутствие снижения экономичности КУ во всем диапазоне.

На стадии проектирования КУ для энергоблока № 2 было принято решение об увеличении размера диаметра впрыска в ПВД с 38×4 на 57×4.

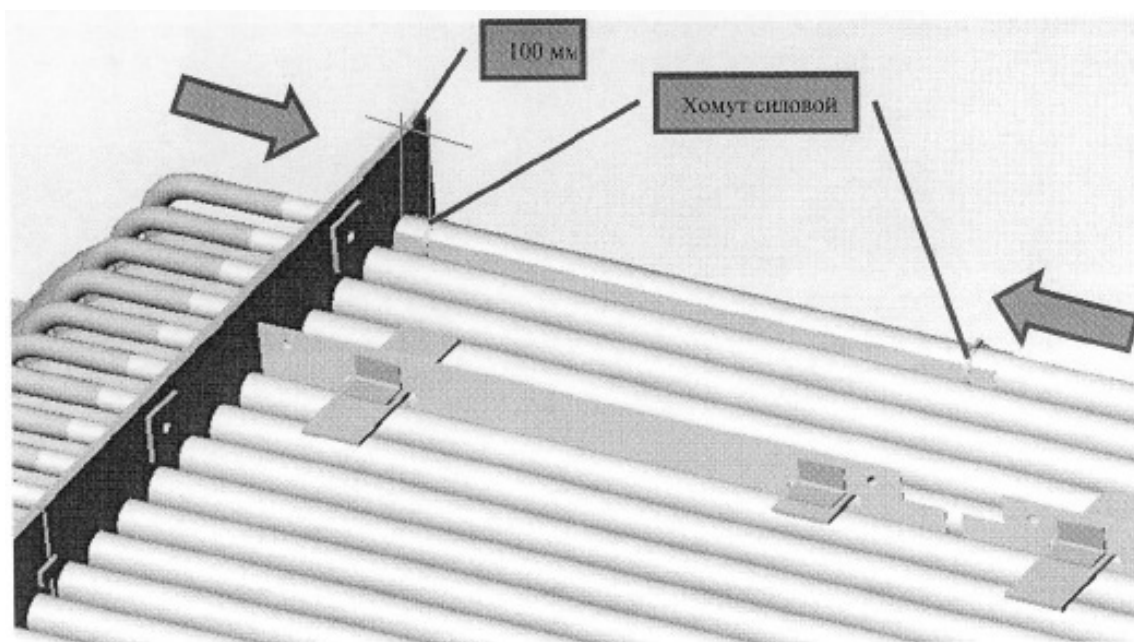


Рис. 3. Установка теплоизоляционных кожухов на трубы ПВД

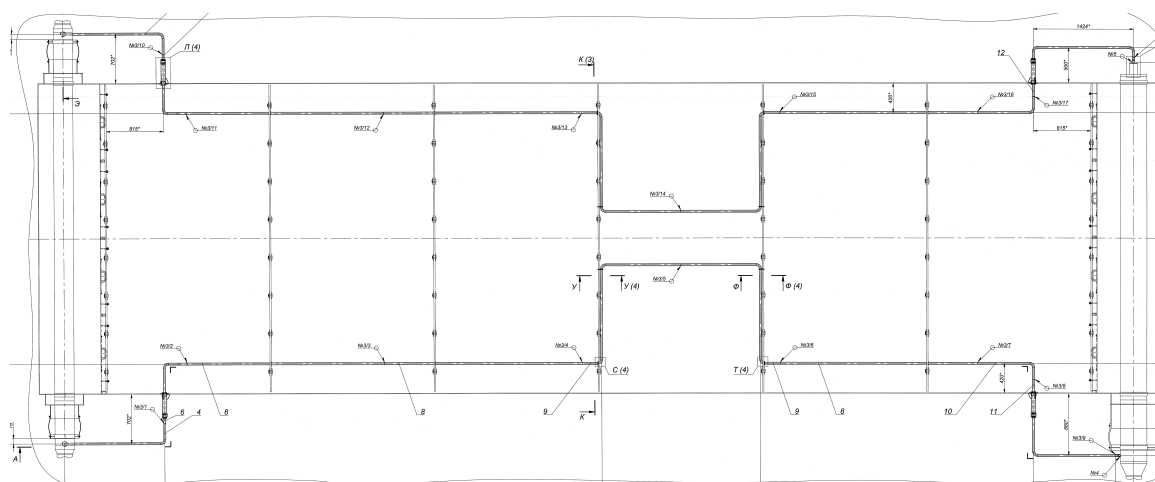


Рис. 4. Схема организации дренажа входного коллектора ПНД

Другой проблемой эксплуатации КУ энергоблока № 1 в первый год явились повреждения (отрыв) первых по ходу пара труб ПНД в зоне приварки к входному коллектору. Расследование показало, что причиной повреждений явилось поступление во входной коллектор ПНД конденсата, образовавшегося в трубопроводах БНД-ПНД вследствие повышения давления в БНД при пусках или нагрузках. При этом температура крайних труб ПНД отстает от температуры других труб из-за того, что в крайних трубах (холодные трубы) происходит кипение конденсата, сливающегося из паропроводов. В остальных трубах (горячие трубы) находится перегретый пар. Количество холодных труб составляет 2–4 % общего числа труб, горячие трубы расширяются и растягивают холодные, создавая в них напряжения. Максимальные напряжения возникают в зоне приварки ножек коллектора к самому коллектору, и через некоторое количество циклов происходит их повреждение. Решением проблемы стало устранение уклона труб поверхности нагрева ПНД в сторону входного коллектора и организация отвода конденсата из входного коллектора ПНД в выходной коллектор с помощью безарматурной дренажной линии, выполненной с компенсацией тепловых расширений (рис. 4).

Работа КУ при участии энергоблоков в ОПРЧ (НПРЧ)

В соответствии с требованиями стандарта СО ЕЭС энергоблоки № 1 и 2 прошли соответствующие испытания и участвуют в общем первичном регулировании частоты в энергосистеме (ОПРЧ). Для выполнения этих требований энергоблок должен обеспечивать при ступенчатом изменении частоты ± 250 мГц изменение активной мощности на 10 % за 120 с., причем на 2,5 % – за 15 с, на 5 % – за 30 с, на 10 % – за 120 с, что соответствует скорости изменения нагрузки ГТУ в первые 30 секунд 10 МВт/мин, с последующим нагружением со скоростью 3,5 МВт/мин. На рис. 5 приведены параметры работы КУ при срабатывании ОПРЧ.

Из рис. 5 видно, что даже при столь существенных скоростях нагрузки (разгрузки) ГТУ работа КУ является достаточно надежной.



Рис. 5. Параметры работы КУ при срабатывании ОПРЧ:

1, 5 – давление пара ВД, НД за КУ; 2 – активная нагрузка ГТУ; 3, 4 – температура металла верх/низ БВД; 6 – скорость изменения температуры металла БВД; 7 – разность температур верх-низ БВД; 8 – уровень БВД, БНД

Работа КУ при участии энергоблоков в АВРЧМ

Абсолютно аналогичная картина и для участия энергоблоков в АВРЧМ, когда блоки должны реализовать 5 % установленной мощности со скоростью 3 % $N_{уст}/мин$ (рис. 6), что соответствует скорости изменения нагрузки ГТУ 2,5–3,0 МВт/мин и не оказывает существенного воздействия на параметры работы КУ. Кроме того, на Юго-Западной ТЭЦ

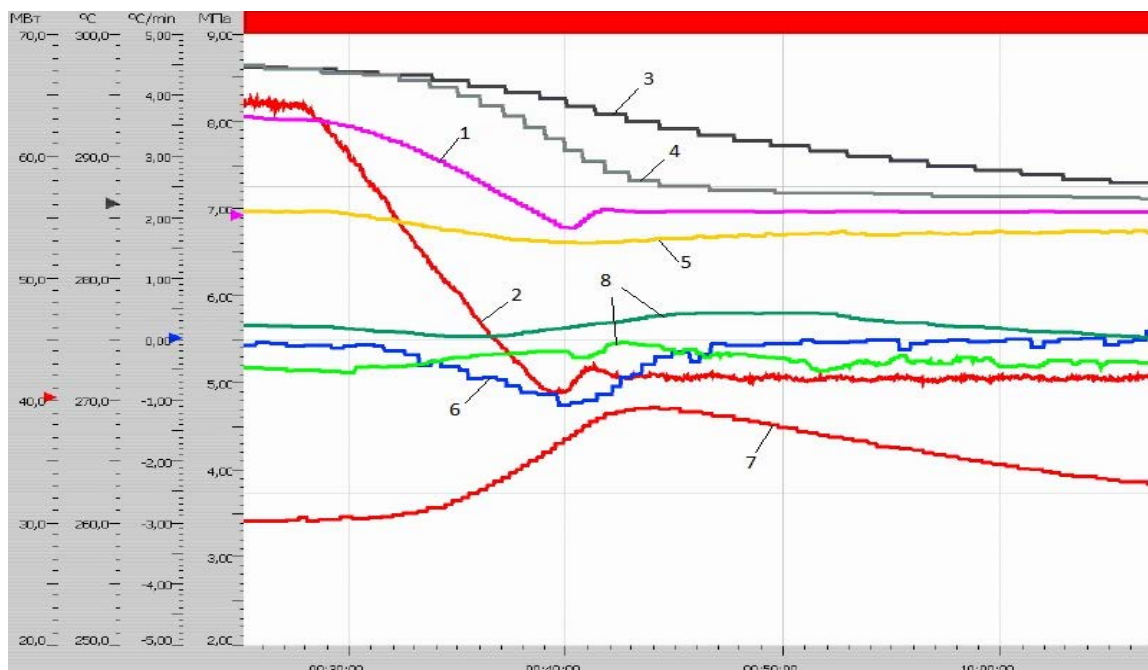


Рис. 6. Параметры работы КУ при разгрузке блоков до нижней границы регулировочного диапазона со скоростью 3 % $N_{уст}/мин$:

1, 5 – давление пара ВД, НД за КУ; 2 – активная нагрузка ГТУ; 3, 4 – температура металла верх/низ БВД; 6 – скорость изменения температуры металла БВД; 7 – разность температур верх-низ БВД; 8 – уровень БВД, БНД

реализована Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) подстанции «Западная», на которую производится выдача мощности. В этом случае разгрузка энергоблоков осуществляется во всем регулировочном диапазоне до достижения его нижней границы со скоростью 3 % $N_{уст}$ /мин. На рис. 6 видно, что такая столь быстрая и длительная разгрузка оказывает достаточное влияние на параметры КУ. Так, разность температур «верх-низ» БВД достигает 12 °С, скорость снижения давления 0,24 МПа/мин, скорость изменения температуры нижней образующей 1,5–1,7 °С/мин.

Работа КУ при сбросе нагрузки ГТУ до холостого хода (ХХ) или до собственных нужд (СН)

Этот переходный режим является одним из самых сложных с точки зрения надежности работы КУ. При возникновении системных аварий и срабатывании противоаварийной автоматики энергосистемы, в частности частотно-делительной автоматики (ЧДА), энергоблоки должны перейти в режим поддержания нагрузки СН с полным отключением от энергосистемы с последующей устойчивой длительной работой в таком режиме и синхронизацией с энергосистемой с набором номинальной нагрузки*. По результатам испытаний на Юго-Западной ТЭЦ в период 2012–2014 гг. определено, что наиболее надежной является схема с выделением на нагрузку СН станции одной из ГТУ блока, с переводом оставшихся турбин на ХХ [1].

На рис. 7 приведены параметры КУ при сбросах нагрузки ГТУ до ХХ и до СН (в период испытаний величина СН составляла около 6 МВт).

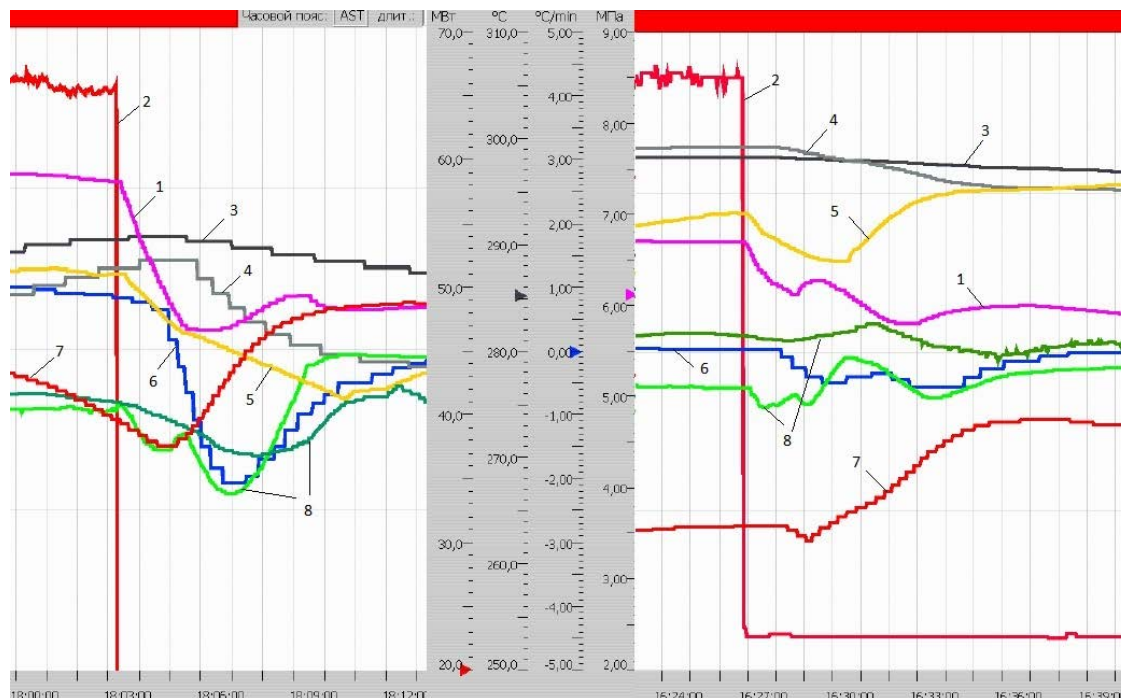


Рис. 7. Параметры работы КУ при сбросе нагрузки ГТУ с номинальной до ХХ (слева) и до СН (справа):

1, 5 – давление пара ВД, НД за КУ; 2 – активная нагрузка ГТУ; 3, 4 – температура металла верх/низ БВД; 6 – скорость изменения температуры металла БВД; 7 – разность температур верх-низ БВД; 8 – уровень БВД, БНД

* Цветков, М.С. и др. Опыт выделения энергоблока ПГУ-200 Юго-Западной ТЭЦ на нагрузку собственных нужд станции по сигналам частотно-делительной автоматики энергосистемы [Текст] / М.С. Цветков [и др.] // Электрические станции. – 2014. – № 7. – С. 23–28.

Сброс нагрузки ГТУ до ХХ дает большее возмущение, чем сброс до СН. Так разность температур «верх-низ» БВД достигает 18–20 °С, скорость снижения давления 0,45 МПа/мин в первые несколько минут, скорость изменения температуры нижней образующей 2,5–3 °С/мин. Однако в целом параметры работы КУ достаточно надежны и не накладывают ограничений на данные режимы.

Таким образом, КУ типа ПК-55, эксплуатирующиеся на Юго-Западной ТЭЦ в составе двух энергоблоков ПГУ-200 и ПГУ-300 обеспечивают высокую надежность и экономичность во всех режимах работы.

ВНЕДРЕНИЕ АМИНОСОДЕРЖАЩЕГО РЕАГЕНТА ВТИАМИН НА ЭНЕРГОБЛОКАХ ТЭС

**А.В. КИРИЛИНА, С.Ю. СУСЛОВ, Т.В. ЗЕЗЮЛЯ, Е.В. ЕРЕМИНА, Е.А. СОКОЛОВА,
Н.Е. ТИМОФЕЕВ** (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Как известно, за последние 15 лет на энергоблоках ПГУ было выполнено внедрение аминосодержащего водно-химического режима с применением различных марок аминосодержащих реагентов.

На основании собственного опыта работы и анализа опыта работы специалистов ближнего и дальнего зарубежья, специалистами лаборатории водно-химических режимов отделения водно-химических процессов ОАО «ВТИ» была выполнена разработка нового аминосодержащего реагента «ВТИАМИН».

В настоящее время опытно-промышленные испытания реагента завершены на двух энергоблоках ПГУ, выполняется опытно-промышленное внедрение на блоке ПГУ-60 и запланировано продолжение испытаний на блоках ПГУ-180.

По результатам испытаний на энергоблоках ПГУ были получены положительные результаты, подтвердившие эффективность реагента. Использование реагента «ВТИАМИН» обеспечило поддержание нормируемого водно-химического режима без применения вспомогательных реагентов – аммиака и щелочи.

Опытно-промышленное опробование комплексной технологии было реализовано на следующем оборудовании:

- в августе-ноябре 2014 г. на энергоблоке ПГУ-325 филиала Ивановские ПГУ ОАО «Интер РАО – Электрогенерация»;
- в октябре 2016 г. на блоке ПГУ-180, а с октября 2017 г. энергоблоки работают на водно-химическом режиме с применением «ВТИАМИН КР-33»;
- с марта 2017 г. на блоке ПГУ-60 Уфимской ТЭЦ-2 ООО «БГК».

При выполнении испытаний в 2014 г. дозирование реагента выполнялось с помощью комплексной технологической установки, которая была разработана, смонтирована и подключена к коммуникациям энергоблока ПГУ-325 ст. № 2 Ивановских ПГУ.

Опытно-промышленное опробование технологии проводилось в течение четырех месяцев. На рис. 1 представлен внешний вид комплексной технологической установки, размещенной в котлотурбинном цехе.

Испытания были выполнены в период с 26 августа по 24 ноября 2014 г. в условиях реальной эксплуатации энергоблока.



Рис. 1. Комплексная технологическая установка

Реализация технологии осуществлялась на основе согласованного плана-графика и программы и методик выполнения приемочных испытаний со специалистами филиала Ивановские ПГУ ОАО «Интер РАО – Электрогенерация».

Перед началом опытного опробования комплексной технологии был выполнен осмотр оборудования, по результатам которого составлен акт для фиксации начального состояния котла-утилизатора.

Осмотр показал, что на поверхностях барабанов низкого и высокого давлений котла-утилизатора имеется защитная пленка с коррозионной стойкостью более 15 мин, все поверхности барабанов котла-утилизатора покрыты равномерным пылевидным, тонким слоем серо-коричневого цвета, легко удаляемого, под слоем защитная пленка с коррозионной стойкостью 15 мин, что характеризуется как «высшая». Также было отмечено, что на поверхностях нагрева практически отсутствуют отложения.

Контроль за испытанием реагента осуществлялся отбором проб из штатных пробоотборных линий котла-утилизатора. Основными показателями, которые контролировались были такие величины, как: показатель pH, содержание пленкообразующих аминов (ПОА) и содержание железа, утвержденные на основании режимных карт и инструкции по ведению водного режима энергоблока.

Дозирование нового аминоксодержащего реагента марки «ВТИАМИН» в тракт энергоблока выполнялось с помощью комплексной технологической установки в две точки тракта энергоблока (см. рис. 1):

- в линию основного конденсата;
- в барабан высокого давления котла-утилизатора.

Данные точки являются основными и при работе энергоблока ПГУ-325 в штатном режиме – проектного водно-химического режима на основе дозирования хеламина и периодической дозировки щелочи в барабан высокого давления.

Для обеспечения нормируемых показателей водно-химического режима приготавливался рабочий раствор нового аминосодержащего реагента марки «ВТИАМИН» с концентрацией 0,7 %. Дозировка реагента от комплексной технологической установки осуществлялась без перебоев, постоянно.

Результаты определения пленкообразующих аминов при ведении водно-химического режима показали, что реагент стабильно определялся во всех точках тракта энергоблока. По результатам определения видно, что содержание ПОА в точках находилось в следующих пределах:

основной конденсат ГПК, мкг/дм ³	от 8 до 68;
котловая вода, мкг/дм ³ :	
низкого давления (КВ НД)	от 8 до 45;
высокого давления (КВ ВД)	от 11 до 583;
перегретый пар, мкг/дм ³ :	
высокого давления (ППВД)	от 8 до 152;
низкого давления (ПНД)	от 11 до 49.

В остальных точках содержание ПОА также было в нормируемых пределах.

Помимо содержания ПОА, осуществлялся контроль за содержанием железа как индикатора процесса удаления отложений с поверхностей нагрева. Как уже отмечалось ранее, при осмотре оборудования было установлено, что на поверхностях практически отсутствуют отложения.

Результаты аналитического определения содержания железа представлены на рис. 2–5.

Кроме определения содержания ПОА, в период выполнения опытно-промышленной внедрения комплексной технологии на стадии поддержания водно-химического режима выполнялось определение величины рН как одного из основных показателей, наряду с содержанием ПОА в тракте энергоблока.

Величина рН по всему тракту находилась в требуемых пределах от 9,2 до 9,7. В процессе реализации комплексной технологии независимо от нагрузки на энергоблоке, от необходимости вывода блока в краткосрочный резерв на срок до 3 или 10 сут и при дальнейшем пуске блока не наблюдалось провалов по величине рН. Таким образом, реагент и установка полностью обеспечивали требуемый показатель величины рН по тракту блока, что является подтверждением работоспособности и свойств реагента поддерживать водный режим.

Еще один немаловажный показатель воздействия разработанного реагента на поверхность металла и процесс создания защитных пленок – показатель по содержанию железа по тракту блока, т. к. содержание железа в тракте энергоблока является индикатором состояния защитных пленок, образованных на поверхностях нагрева оборудования энергоблока.

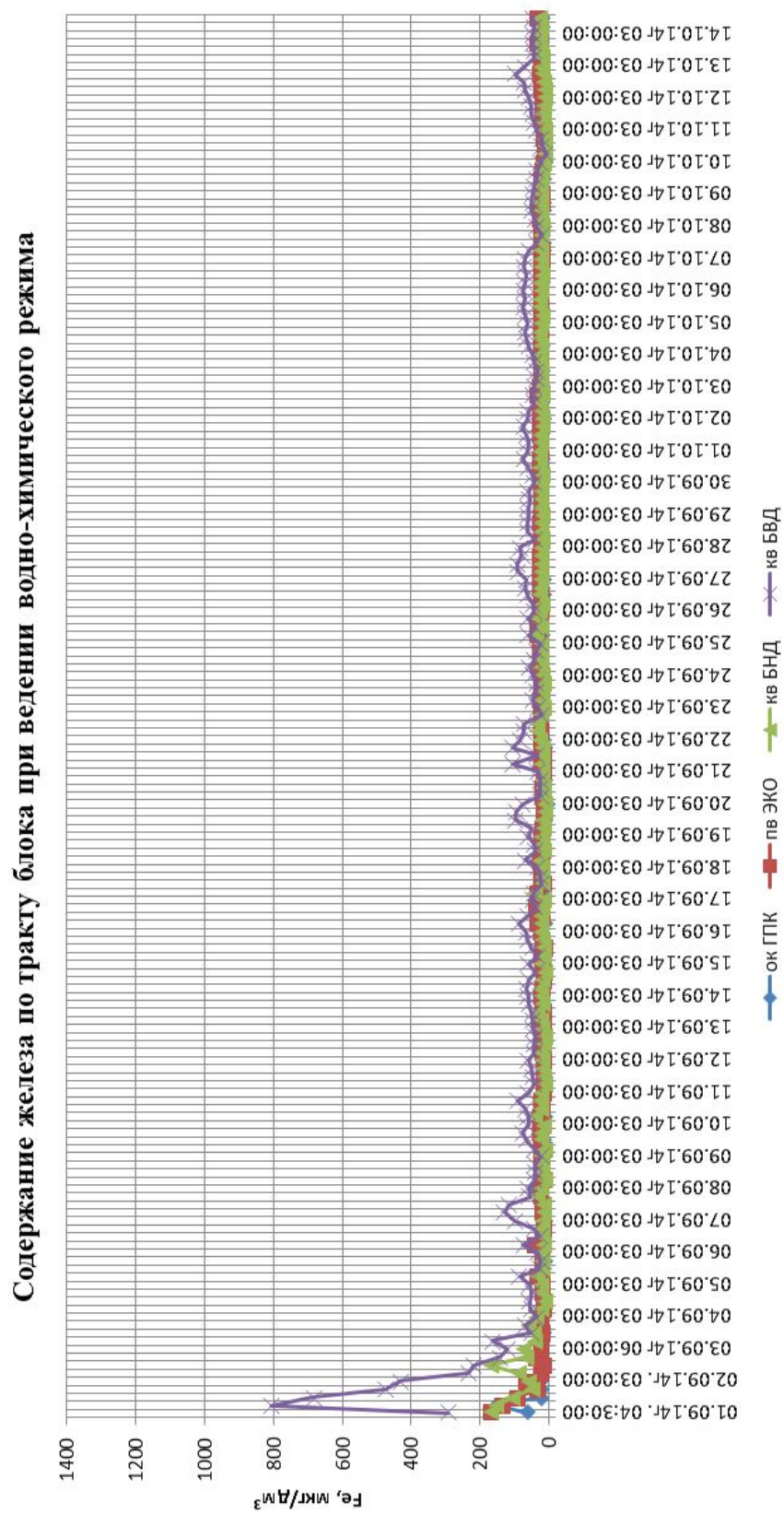


Рис. 2. Содержание железа по тракту блока в период ведения водно-химического режима с 01 сентября по 14 октября 2014 г.

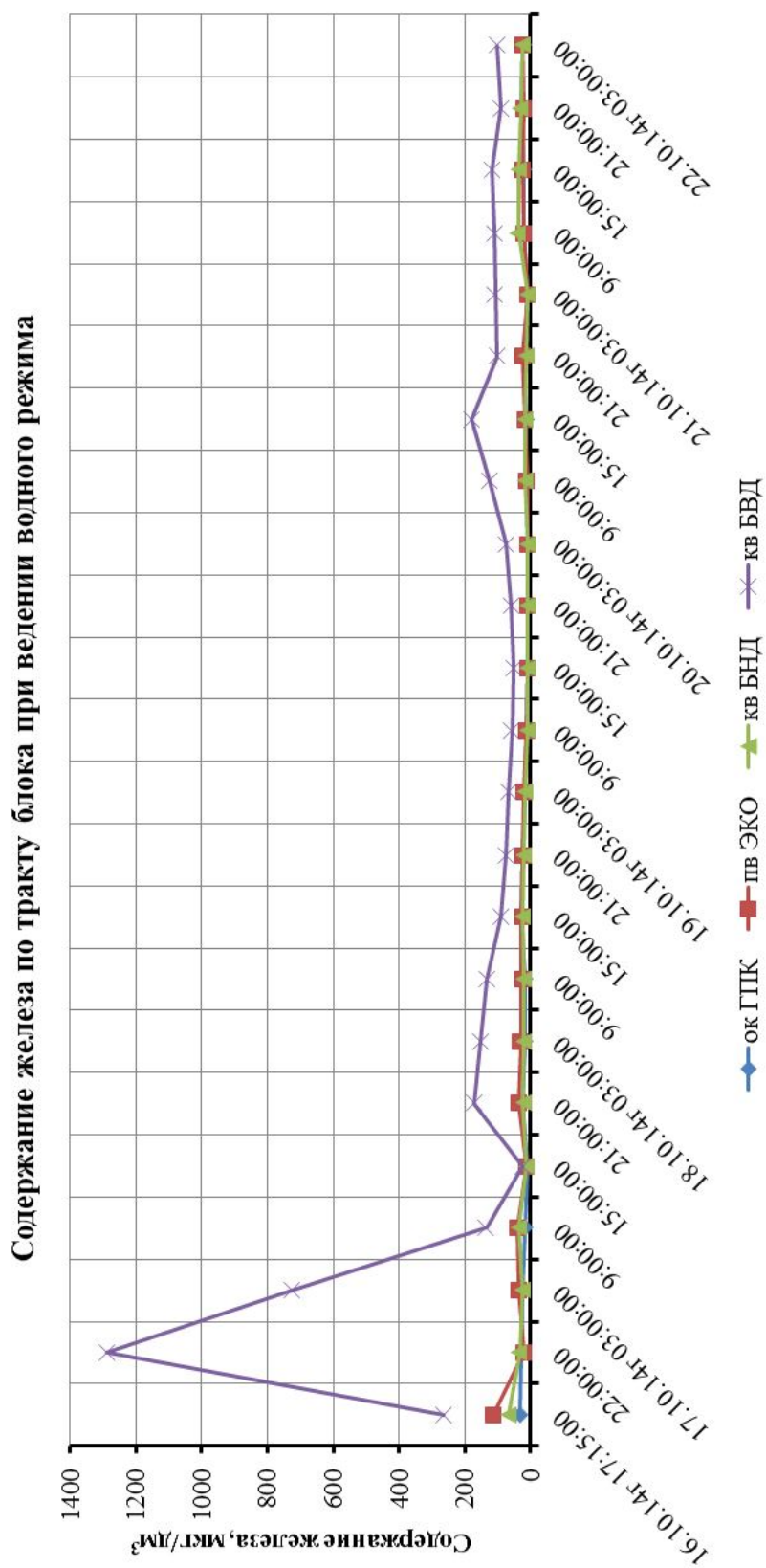


Рис. 3. Содержание железа по тракту блока в период ведения водно-химического режима с 14 сентября по 16 октября 2014 г.

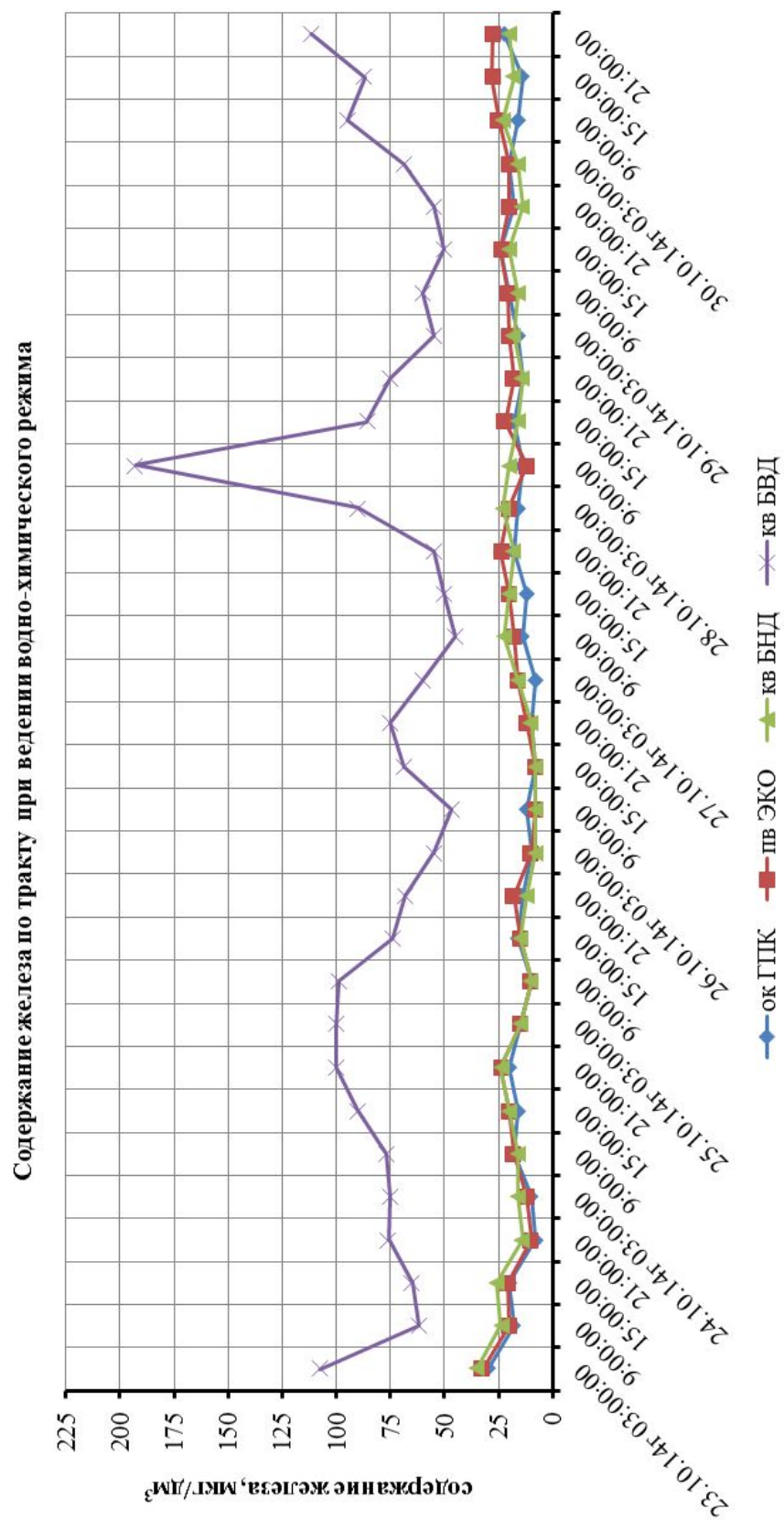


Рис. 4. Содержание железа по тракту блока в период ведения водно-химического режима в период с 23 по 30 октября 2014 г.

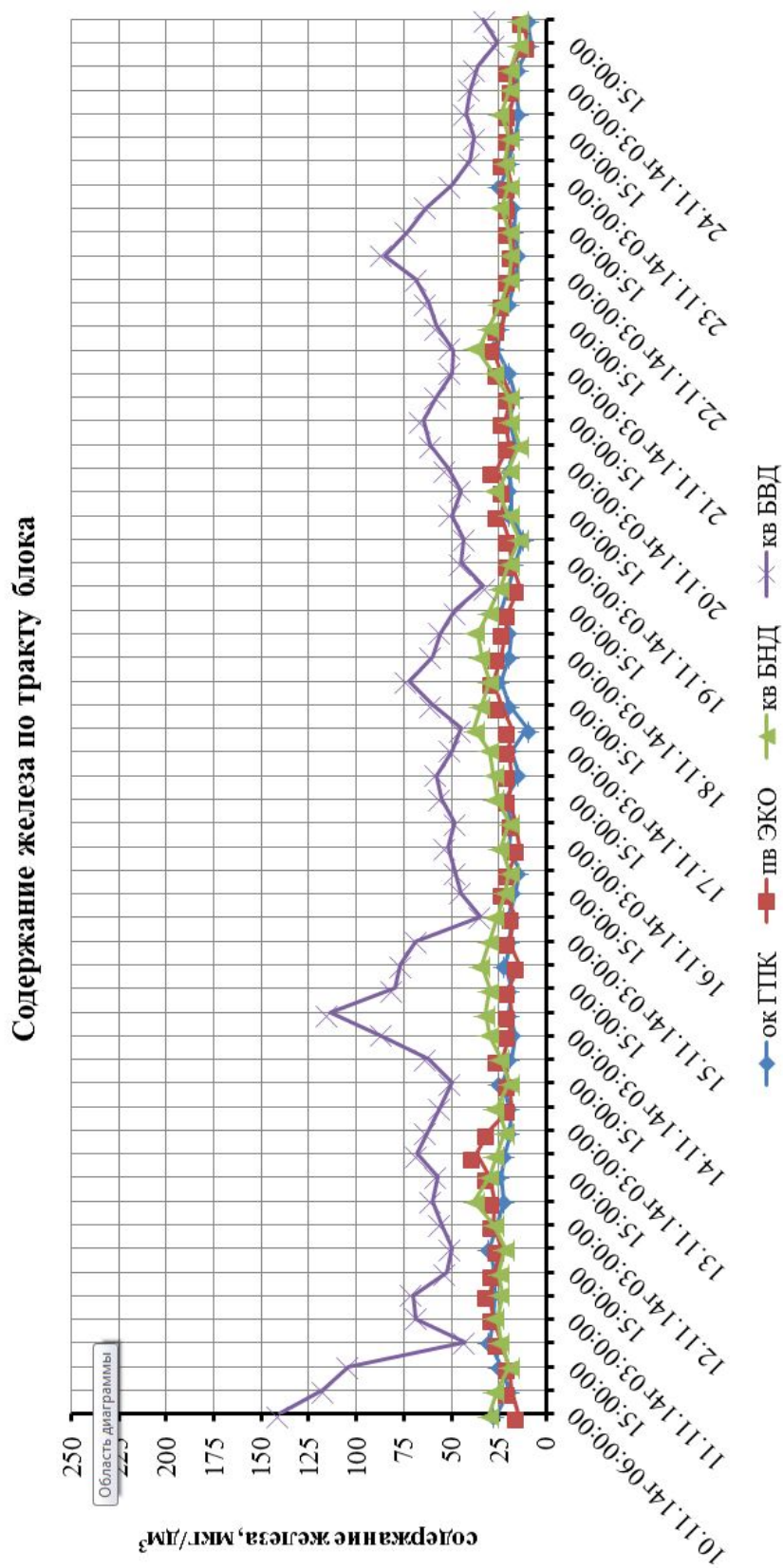


Рис. 5. Содержание железа по тракту блока при ведении водно-химического режима перед остановом

По полученным данным видно, что прослеживается тенденция по сокращению количества железа в тракте блока после краткосрочных остановов. Так, например, при первом пуске блока после завершения стадии эксплуатационной очистки содержание железа в котловой воде высокого давления максимально и краткосрочно поднялось до 800,0 мкг/дм³ (рис. 2), а затем стабилизировалось на уровне от 30 до 100 мкг/дм³.

В остальных точках тракта железо находилось в пределах от 12 до 50,0 мкг/дм³.

Затем после краткосрочного резерва на двое суток с 14 по 16 октября 2014 г. очередной пуск показал, что максимальное содержание железа возросло до 1200 мкг/дм³ в котловой воде высокого давления (рис. 3). Причем возрастание железа было однократным и в дальнейшем не превышало 200 мкг/дм³, в то же время в остальных точках тракта содержание железа практически не увеличивалось более 67 мкг/дм³.

Данная картина показывает, что процесс формирования защитной пленки по тракту блока практически завершен. Показатели водно-химического режима находились в нормируемых пределах. Таким образом, разработанный реагент обеспечивает надежную работу оборудования и нормируемый водно-химический режим.

По условиям работы энергоблока ПГУ-325 ст. № 2 Ивановских ПГУ с 24 ноября 2014 г. блок был выведен в плановый резерв, а затем энергоблок был выведен в плановый ремонт.

По окончании этапа ведения водно-химического режима на основе разработанного аминосодержащего реагента был выполнен осмотр состояния внутренних поверхностей нагрева котла-утилизатора путем осмотра барабанов котла. По результатам осмотра установлено, что поверхности барабанов покрыты ровной защитной пленкой, поверх которой имеется незначительный, легко удаляемый, рыхлый слой. Коррозионная стойкость защитной пленки составляет более 15 мин, что характеризуется по шкале коррозионной стойкости как «вышая».

Предварительно по результатам опытно-промышленного опробования комплексной технологии было отмечено сокращение расхода реагента для ведения водно-химического режима и исключена необходимость в дополнительной дозировке раствора щелочи для поддержания величины рН в котловой воде котла-утилизатора.

Очередным опытно-промышленным внедрением нового аминосодержащего реагента «ВТИАМИН» стал энергоблок ПГУ-180.

В соответствии с разработанной программой опытно-промышленных испытаний нового аминосодержащего реагента «ВТИАМИН» 16 сентября 2016 г. в 21:00 начата дозировка реагента по штатной схеме коррекционной обработки.

В связи с тем, что энергоблок ПГУ-180 работает в базовом режиме несения нагрузки, выполнить предварительную подготовку поверхностей нагрева и тракта энергоблока путем проведения «выварки» с последующей пассивацией не представлялось возможным. Поэтому переход на дозирование нового реагента осуществлялось «на ходу».

Перед началом опытно-промышленного внедрения реагента «ВТИАМИН» в мерниках находился раствор хеламина марки 906Н с концентрацией 3 % (30 г/л). Работали следующие насосы-дозаторы:

- ✓ в конденсат (НД-4,5/25) с производительностью 100 % – 2 шт., или 9,0 л/ч;
- ✓ в барабаны котлов (НД-1,6/100): в БВД-21 с производительностью 70 % (1,12 л/ч) и в БВД-22 с производительностью 100 % (1,6 л/ч).

Таким образом, суммарная дозировка составляла 11,72 л/ч или, с учетом концентрации рабочего раствора хеламина 351,6 г/ч в пересчете на товарный реагент. При такой дозировке суточный и годовой расход реагента на блок составят 8,44 л и 2530 л (последняя цифра – из расчета 300 дней работы блока). Данные цифры не учитывают повышенную дозировку при пусках блока и расходов на консервацию. Также не учитывается периодическое «укрепление» рабочего раствора до 4 %.

Если учесть подпитку, которая составляет примерно 100 т/сут на блок, то расход на подпитку составляет 84,4 мг/л добавочной воды.

Следует отметить, что в состав дозируемого реагента входят следующие компоненты: ЦГА и МЭА в качестве нейтрализующих компонентов, пленкообразующий амин и дисперсант (их состав и наименование неизвестны). К недостаткам данного реагента в случае его применения на энергоблоках ТЭС, работающих с подпиткой на обессоленной воде с электропроводностью до 0,5 мкСм/см, следует отнести следующее:

- наличие дисперсанта, основной задачей которого является связывание солей жесткости. Для обессоленной воды, имеющей электропроводность 0,2 мкСм/см, данная задача неактуальна. Также является неактуальным поступление солей жесткости с охлаждающей водой, поскольку контур охлаждения заполнен обессоленной водой;
- в листе безопасности производитель указывает следующий состав реагента (табл. 1).

Таблица 1

Компонент	CAS.№	%	ЕЕС символ	Индекс риска
2-аминоэтанол	141-43-5	< 5	Хп	R20; 36/37/38
Циклогексиламин	108-91-8	< 5	С	R10; 21/22;34
Poliamine	612-065-00-8	< 5	С	R22/34

В реальности можно согласиться, что содержание первого и третьего компонентов меньше 5 %, но содержание ЦГА значительно выше и находится в пределах 13–18 %. Такое высокое содержание ЦГА объясняет провалы величины рН в котловых водах, поскольку при давлении 0,6 МПа (бар) коэффициент распределения ЦГА близок к 10, что не дает возможность выдержать требуемое значение рН по тракту.

Процентное содержание нейтрализующих аминов, пленочных, а также диспергатора в хеламинах, цетаминах было определено лабораторными исследованиями специалистами лаборатории водно-химических режимов ТМО отделения водно-химических процессов ТМО ТЭС.

Результаты промышленных испытаний реагента «ВТИАМИН КР-33» по энергоблоку ПГУ-180

С целью насыщения тракта энергоблока новым реагентом первые четверо суток осуществлялась повышенная дозировка реагента в напорный коллектор КЭН и в БВД. В этот период с 16 по 20 сентября осуществлялась дозировка рабочего раствора «ВТИАМИН» с 10%-ной концентрацией.

В дальнейшем концентрация рабочего раствора была снижена до 5 %, а также была снижена производительность насосов-дозаторов со 100 до 70 %.

При этом на энергоблоке ст. № 2 не наблюдалось ухудшения показателей водно-химического режима, а также было достигнуто снижение расхода реагента по сравнению с дозированием хеламина 906Н.

Для сравнительной оценки в данном случае рассматривается вариант стабильной работы, начиная с 27.09.2016 г., поскольку до этого момента реагент дозировался в повышенном количестве. Повышенная дозировка связана с расходом реагента на переформирование защитных пленок и насыщение контура энергоблока реагентом «ВТИАМИН», состав которого отличается от состава реагента «Helamin 906Н».

В состав реагента «ВТИАМИН» в соответствии с патентом и листом безопасности входят следующие компоненты (табл. 2).

Таблица 2

Компонент	CAS.№	%	ЕЕС символ	Индекс риска
Моноэтаноламин	141-43-5	19,0 ÷ 21,0	C, Xn	R20/21/22-34
Морфолин	110-91-8	7,0 ÷ 8,0	C, Xn	R10-20/21/22-35
Циклогексиламин	108-91-8	3,0 ÷ 5,0	C, Xn	R10-21/22-34
1,3-олеилпропандиамин	7173-62-8	2,0 ÷ 3,0	C,N, Xn	R22-35-50-35
Этоксифирированные жирные алкиламины	61791-26-2	0,5 ÷ 1,5	Xn, N, Xi	22-38-41-50/53

Увеличение дозировки сопровождалось как увеличением концентрации дозируемого раствора до 10 %, так и увеличением производительности насоса-дозатора. Начиная с 25 сентября 2016 г., дозировка постепенно снижалась:

✓ 01 октября 2016 г. в конденсат дозировался 5%-ный раствор, работали два насоса-дозатора с производительностью 75 % каждый, затем постепенно выполнялось снижение дозирования реагента «ВТИАМИН»;

✓ 02 октября 2016 г. дозировка в конденсат составляла 100 % при работе 1 насоса-дозатора и выполнялась дозировка реагента в БВД обоих котлов-утилизаторов с производительностью 20 и 25 % с концентрацией раствора 5 %;

✓ далее производительность насоса подачи реагента в конденсат постепенно снижалась до 60 %. Периодическое увеличение дозировки вызывалось снижением pH в котловых водах, при этом следует заметить, что величина pH в питательной воде за ЭВД (котловая вода БНД) практически всегда была выше, чем при замерах по сторонам котла.

При работе на реагенте «ВТИАМИН» насосы работали со следующей производительностью:

- в БВД дозировался раствор с концентрацией 3–5 % при производительности насосов 20–25 % номинала;
- в конденсатный тракт в зависимости от концентрации 100–70 % номинальной производительности.

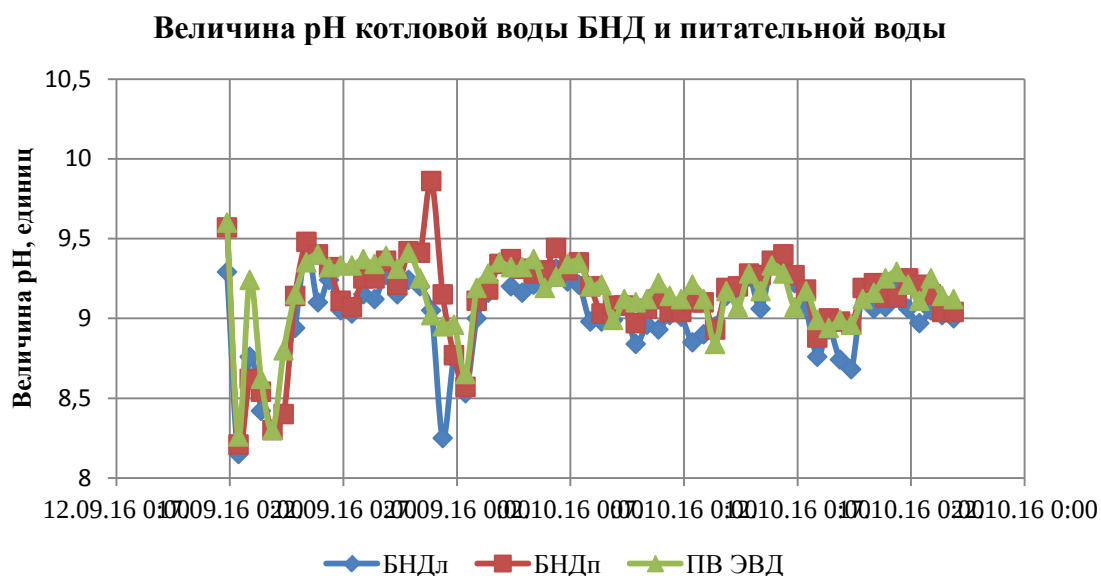


Рис. 6. Величина pH котловой воды

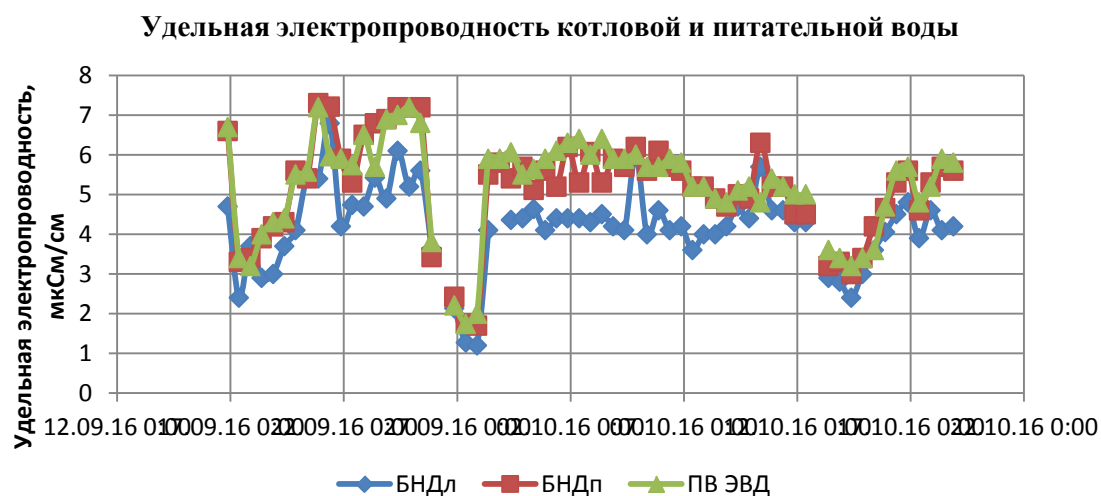


Рис. 7. Величина электропроводности по тракту

Сравнительные данные по величине pH и электропроводности в котловой воде БНД и питательной воде за ВЭ, снятые на проточной ячейке pH-метра и кондуктометра, показывают, что данные в правой точке (правый опускной стояк) практически совпадают с данными по этим величинам в питательной воде. Таким образом, можно сделать вывод, что наиболее объективным анализом является анализ из правого опускного стояка даже при замерах на точке. Однако наиболее объективным является постоянный мониторинг с помощью приборов АХК.

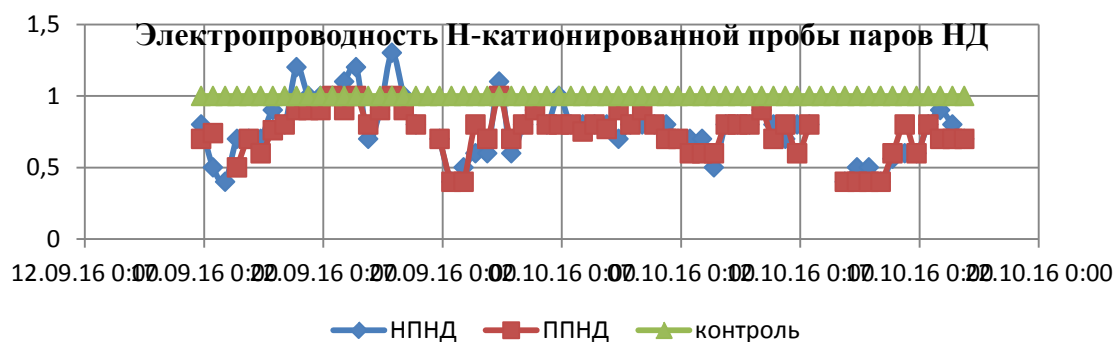


Рис. 8. Электропроводность Н-катионированной пробы паров НД

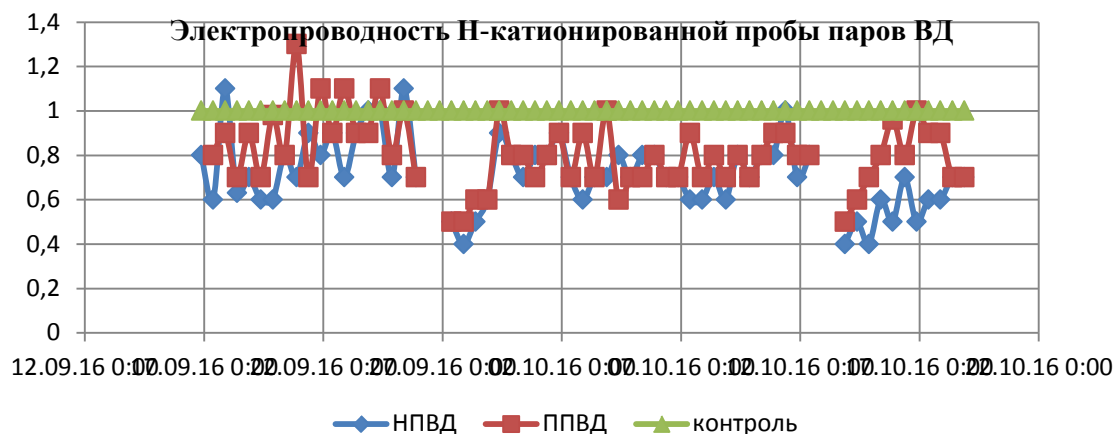


Рис. 9. Электропроводность Н-катионированной пробы паров ВД

На рис. 6–9 представлено обобщение данных (табл. 3÷8) по измерениям, полученных специалистами Адлерской ТЭС и ОАО «ВТИ».

В соответствии с коэффициентами распределения и температурой в пароперегревателе, величина электропроводности в парах увеличивается по мере повышения давления и температуры.

В ПТЭ регламентируется (для аммиачно-гидразинно-фосфатного режима) максимальное значение величины электропроводности Н-катионированной пробы не более 1 мкСм/см.

На графиках прослеживаются два участка: участок с повышенной электропроводностью и участок с нормальной, ниже регламентируемой величины, электропроводностью. Повышенная электропроводность на первом участке может быть вызвана и остаточным влиянием хеламина, находящимся в котле, и повышенной дозировкой реагента «ВТИАМИН» на первом этапе – этапе переформирования пленок. Второй участок характеризуется уже стабильной работой и электропроводность не превышает нормируемую единицу.

Следует учитывать, что барабан высокого давления является емкостью, из которой соединения могут удаляться только с продувкой. Так, на нижеприведенных графиках видно, что на первом этапе электропроводность котловой воды велика, что объясняется наличием в хеламине марки 906Н дисперсанта, который абсолютно не годится для вод высокой степени чистоты. По мере ввода реагента «ВТИАМИН» электропроводность котловой воды упала.



Рис. 10. Электропроводность котловой воды тракта ВД

В то же время, с учетом постоянной «продувки» БНД на уровне порядка 90%, электропроводность котловой воды осталась практически неизменной, сократившись не более чем на 1 мкСм/см, что также вызвано отсутствием дисперсанта.

Контроль над содержанием реагента «ВТИАМИН КР-33» в тракте энергоблока
 Наряду с внедрением реагента «ВТИАМИН», станции была предложена методика определения плёнкообразующих аминов для контроля степени защиты поверхностей нагрева.

В результате проведенных замеров было выявлено, что даже при минимальной дозировке реагента содержание ПОА в тракте находится в нормируемых пределах.

Нормируемое минимальное значение избыточного содержания ПОА в тракте энергоблока, позволяющее обеспечивать защиту металла, составляет 5–10 мкг/дм³.

Таблица 3

Содержание пленкообразующих аминов по тракту энергоблока ПГУ-180 ст. № 2 при проведении испытаний

Дата	ГПК	БНД	НПНД	ППНД	БВД	НПВД	ППВД	КЭН	Концентрация рабочего раствора реагента, %
	ПОА, мкг/дм ³								
16.09.16	13,4	13,4	6	1,5	12,3	4,7	6,5	7,7	5
17.09.16	20	40	50	40	30	20	30		
17.09.16		60	90	70	60	80	60	30	5
21.09.16	24	8	34	61	48	61	34		10
11.10.16	5	10	15	7	11	7	11		
18.10.16	65	99	116		96	120	120		3
19.10.16	20	10	17	17	14	14	14		
20.10.16	7	7	14	27	7	14	10		3

На начальном этапе перевода велась повышенная дозировка реагента «ВТИАМИН», что было связано с перестройкой структуры защитной плёнки и необходимостью насыщения теплоносителя реагента «ВТИАМИН».

Определение содержания железа на пуске энергоблока после краткосрочного останова

В соответствии с распоряжением были проведены анализы на содержание железа к котловой воде котлов-утилизаторов энергоблока № 2 после суточного останова. Первый анализ отбирался из холодного котла, два последующих – с рабочего, через 1-2 часа после розжига газовой турбины. Результаты анализов представлены в таблице. На основании приведенных анализов можно сделать вывод, что поверхности котла защищены надежной пленкой, повышения железа в тракте не наблюдается.

Таблица 4

Содержание железа в котлах-утилизаторах после суточного останова

Дата, время	КУ-21				КУ-22			
	ГПК	БНД	БВД	ВЭ	ГПК	БНД	БВД	ВЭ
12.10.16 21:00	<10	<10	<10		<10	<10	<10	
12.10.16 21:30		24	74	39		<10	<10	<10
13.10.16 01:30		<10	<10	<10		<10	<10	<10

Таким образом, по результатам опытно-промышленного внедрения реагента «ВТИАМИН КР-33» были получены следующие результаты:

Подача раствора в конденсат (г/ч) в зависимости от производительности насоса и концентрации (табл. 5).

Таблица 5

Расход реагента г/ч в зависимости от концентрации рабочего раствора «ВТИАМИН» и производительности насосов-дозаторов

Концентрация, %	Производительность НД в конденсат, %			
	100	80	60	50
3	135	108	81	67,5
5	225	180	135	112,5

Суточный расход реагента, л, в линию основного конденсата, при тех же условиях (табл. 6).

Таблица 6

Суточный расход реагента «ВТИАМИН» в линию основного конденсата

Концентрация, %	Производительность НД в конденсат, %			
	100	80	60	50
3	3,24	2,592	1,944	1,62
5	5,4	4,32	3,24	2,7

Дозировка в БВД, г/ч, в зависимости от производительности насоса и концентрации (табл. 7).

Таблица 7

Расход реагента г/ч в зависимости от концентрации рабочего раствора «ВТИАМИН» и производительности насосов-дозаторов в БВД

Концентрация, %	Производительность НД в БВД, %	
	20	25
3	9,6	12
5	16	20

Суточный расход реагента, л, в БВД, при тех же условиях (табл. 8).

Таблица 8

Суточный расход реагента «ВТИАМИН» в БВД

Концентрация, %	Производительность НД в БВД, %	
	20	25
3	0,23	0,29
5	0,384	0,48

Таким образом, суммарно в барабаны котлов дозировалось при концентрации 5 % около 0,8 л крепкого реагента в сутки. В конденсатный тракт минимальное количество дозируемого реагента при установившемся режиме составляло 2,7 литра в сутки, максимальное – 5,4.

Суммарно, в зависимости от производительности насосов, в тракт энергоблока подавалось от 3,5 до 6,2 л/сут.

В годовом исчислении расход реагента «ВТИАМИН» для ведения водно-химического режима может составлять от 1050 до 1860 л. Отметим, что полученные данные показывают тенденцию на снижение расхода реагента для ведения водно-химического режима на энергоблоке.

В качестве сравнения расход хеламина следующий. Годовая закупка хеламина на два блока составляет 6,5 – 7 тонн, или, в пересчете на блок, около 3,5 тонн.

На блоке установлены: два насоса подачи реагента в конденсат марки НД 4,5/25, работающие с максимальной производительностью из бака объемом 500 литров и два насоса подачи в БВД марки НД 1,6/100, один из которых работает с производительностью 20 – 25%, второй – в резерве. Концентрация раствора во всех мерниках одинакова и составляет 3%.

При работе двух насосов в конденсатный тракт и одного – в БВД, суточный расход составляет:

$$2 \cdot 4,5 \cdot 24 + 1,6 \cdot 24 = 254 \text{ л.}$$

При концентрации в мернике 3 % (30 г/л) это составит (в пересчете на товарный реагент)

$$254 \cdot 30 = 7620 \text{ г/сут.}$$

При концентрации 4 % (40 г/л):

$$254 \cdot 40 = 10160 \text{ г/сут} = 10 \text{ л/сут.}$$

По результатам испытаний реагента «ВТИАМИН» за период с 16 сентября по 18 октября, был получен эффект от снижения расхода реагента для ведения водно-химического режима. Полученные данные подтверждают, что наблюдается снижение расхода реагента в сравнении с применяемым сейчас для ведения водно-химического режима и консервации хеламина (табл. 9).

Таблица 9

Сравнение расхода реагентов для ведения водно-химического режима

Марка реагента	Расход реагента максимально в сутки для ведения ВХР, л/сутки
Хеламин 906Н	10, 0
«ВТИАМИН»	6,2

В результате сравнения расходов реагента, предварительные данные показали, что для ведения водно-химического режима в нормируемых пределах расход реагента «ВТИАМИН» сократился на 38 %.

Полученные данные показали, что получен предварительный положительный опыт по применению реагента «ВТИАМИН».

На основании полученных данных с октября 2017 г. энергоблоки ПГУ-180 Адлерской ТЭС работают на водно-химическом режиме с применением «ВТИАМИН КР-33».

Помимо проведенных на двух ТЭС промышленных испытаний реагента, в марте 2017 г. начато промышленное внедрение реагента «ВТИАМИН КР-33» на энергоблоке ПГУ-60 Уфимской ТЭЦ-2 ООО «БГК-2».

По результатам первых двух месяцев работы получены положительные данные по ведению водно-химического режима, так, например, величина pH по тракту находится в пределах от 9,1 до 9,7, величина электропроводности Н-катионированной пробы составляет 0,8 мкСм/см для контура низкого давления и 0,7–0,8 мкСм/см для перегретого пара высокого давления. По тракту энергоблока ПГУ-60 содержание пленкообразующих аминов находится в пределах от 50 до 200 мкг/дм³, содержание железа в котловой воде высокого давления не превышает 70 мкг/дм³, в питательной воде находится в пределах от 5 до 9 мкг/дм³.

Расход реагента по предварительным данным снизился по сравнению с цетамином на 20 %.

Выводы

1. В результате реализации комплексной технологии на энергоблоке ПГУ-325 ст. № 2 ПГУ-180 был получен положительный опыт, обусловленный тем, что все необходимые показатели водно-химического режима были выдержаны в нормируемых показателях.

2. Разработанный аминоксодержащий реагент «ВТИАМИН КР-33» обеспечивает необходимую защиту поверхностей нагрева во всех режимах работы оборудования.

3. Расход реагента «ВТИАМИН КР-33» снизился по сравнению, с ранее использовавшимися, реагентами марки Helamin и Cetamine, при этом дополнительная дозировка щелочи не требовалась.

КОНСЕРВАЦИЯ ОСУШЕННЫМ ВОЗДУХОМ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ

А.Н. ПОЛЕВИЧ (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Один из факторов, определяющий длительную и надежную работу поверхностей нагрева котла-утилизатора (КУ) парогазовой установки (ПГУ), – наличие эксплуатационной схемы консервации на периоды простоя в резерве или ремонте.

Оптимальный вариант – это поставка КУ с заводской схемой консервации, т. е. уже на стадии изготовления и последующей поставки предусматривается такая возможность. Основным методом, который используют заводы-изготовители КУ, является схема азотной консервации, применение которой эффективно на объекте, имеющем азотную станцию с достаточными запасами азота. Существенный недостаток метода азотной консервации – обеспечение плотности консервируемых контуров, а именно, консервировать контуры КУ можно только на периоды останова в резерв.

Если возможность азотной консервации отсутствует, тогда наиболее приемлемым методом является метод консервации осушенным воздухом (КОВ).

Метод консервация КУ осушенным воздухом состоит из следующих последовательных технологических этапов:

- полное удаление послемонтажной или эксплуатационной влаги (вода после гидравлических испытаний, конденсат, котловая и питательная вода) из пароводяного тракта КУ;
- снижение относительной влажности воздуха в контуре консервации до 40 %;
- поддержание относительной влажности воздуха консервируемого объема в диапазоне 40–60 % в течение всего периода простоя. (В диапазоне относительной влажности воздуха 40–60 % скорость атмосферной коррозии углеродистой стали равномерная и не превышает $0,003 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, что не влияет на нормативный срок службы всех элементов КУ [1–3]).

Метод КОВ позволяет:

- приступить к консервации КУ осушенным воздухом с первых суток останова силами эксплуатационного персонала;
- исключить начальный период простоя (7 сут), в течение которого проявляется максимальная скорость атмосферной коррозии (АК);
- производить приборный контроль относительной влажности воздуха консервируемого объема;
- защитить внутренние поверхности пароводяного тракта КУ при простое от АК безрегентным методом на 1 год и более [4];

- выполнять текущие ремонтные работы на законсервированном КУ при относительной влажности воздуха производственного помещения котельного отделения до 75 %;
- обеспечить восстановление водно-химического режима в соответствии с требованиями ПТЭ при пуске КУ после длительного простоя в нормативные сроки;
- предотвратить вторичное отложение продуктов атмосферной коррозии, выносимых из низкотемпературных зон пароводяного тракта, на внутренних поверхностях высокотемпературных зон КУ при пуске после длительного простоя;
- увеличить промежуток времени между химическими очистками внутренних поверхностей нагрева от эксплуатационных отложений.

Для внедрения метода консервации осушенным воздухом внутренних поверхностей пароводяного тракта ВД, НД и ГПК котла-утилизатора типа Е-236/41-9,3/1,5-512/298 энергоблока ПГУ-230 Владимирской ТЭЦ-2 была разработана для реализации соответствующая техническая документация.

Выбор типоразмера воздухоосушительной установки (ВОУ) и диаметры воздухопроводов схемы воздушной консервации осуществляются в соответствии с аэродинамическими расчетами (табл. 1).

Таблица 1

Аэродинамические расчеты контуров консервации

Наименование	Формула, источник	Значение
<i>1 Расход воздуха через тракт ВД и принимаемый диаметр воздухопровода</i>		
1.1 Сбросное сечение на дренажном коллекторе ЭВД (D_{y90} , 1 шт.) s , m^2	Доп. врезка	0,0063
1.2 Сбросные сечения ИВД (D_{y90} , 2 шт.) s , m^2	Дроссельные шайбы	0,0127
1.3 Сечение дренажей ПП ВД (D_{y90}) s , m^2	Проект	0,0063
1.4 Сечение воздушников ППВД и ГАПП (D_{y20} , 2 шт.) s , m^2	То же	0,00062
1.5 Сечение продувки ПП ВД и ГАПП (D_{y80} , 1 шт.) s , m^2	<<	0,005
1.6 Суммарное сбросное сечение тракта ВД S , m^2	Расчет	0,032
1.7 Скорость воздуха в сбросном сечении ω , м/с	Нормы проектирования	10
1.8 Пропускная способность суммарного сбросного сечения тракта ВД Q , $m^3/ч$	$Q = 3600S \cdot \omega$	1160
1.9 Принимаемый наружный диаметр воздухопровода в тракт ВД d (с), мм	Принимаем	219 (0,0314)
<i>2 Расход воздуха через тракт НД и принимаемый диаметр воздухопровода</i>		
2.1 Сбросное сечение дренажного коллектора ЭНД (D_{y80} , 1 шт.) s , m^2	Доп. врезка	0,005
2.2 Сечение дренажей РПК НД (D_{y20} , 1 шт.) s , m^2	Проект	0,00031
2.3 Сбросное сечение ИНД (D_{y90} , 1 шт.) s , m^2	Доп. врезка	0,00636
2.4 Сечение воздушников ППНД и паропровода НД (D_{y20} , 2 шт.) s , m^2	Проект	0,00062
2.5 Сечение дренажей ППНД (D_{y50} , 1 шт.) s , m^2	То же	0,00196

Окончание таблицы.

Наименование	Формула, источник	Значение
2.6 Сечение продувки ППНД (Д _у 80, 1 шт.) s , м ²	Проект	0,00503
2.7 Суммарное сечение тракта НД S , м ²	Расчет	0,0162
2.8 Скорость воздуха в сбросном сечении ω , м/с	Нормы проект.	10
2.9 Пропускная способность суммарного сбросного сечения тракта НД Q , м ³ /ч	$Q = 3600S \cdot \omega$	585
2.10 Принимаемый диаметр воздухопровода в тракт НД $d(s)$, мм	Принимаем	159 (0,0177)
<i>3 Расход воздуха через тракт ГПК и принимаемый диаметр воздухопровода</i>		
3.1 Сечение воздушников ГПК (Д _у 20, 2 шт.) S , м ²	Проект	0,00062
3.2 Сечение дренажа трубопровода ОК перед ГПК (Д _у 50, 1 шт.) S , м ²	То же	0,00196
3.3 Сечение дренажей ГПК (Д _у 80, 1 шт.) s , м ²	Доп. врезка	0,00503
3.4 Суммарное сечение тракта ГПК S , м ²	Расчет	0,00761
3.5 Скорость воздуха в сбросном сечении ω , м/с	Нормы проект.	10
3.6 Пропускная способность суммарного сбросного сечения тракта НД Q , м ³ /ч	$Q = 3600S \cdot \omega$	274
3.7 Принимаемый диаметр воздухопровода в тракт НД $d(s)$, мм	Принимаем	133 (0,0123)
<i>4 Диаметр воздухопровода на напоре БОУ-2500</i>		
4.1 Суммарное сечение воздухопроводов ΣS , м ²	Расчет	0,056
4.2 Требуемый суммарный расход воздуха ΣQ , м ³ /ч	То же	2019
4.3 Принимаемый диаметр напорного воздухопровода d , мм	Справочная информация	273
4.4 Сечение принятого напорного воздухопровода s , м ²	То же	0,0594
4.5 Скорость воздуха в воздуховоде ω , м/с	Нормы проект.	10
4.6 Пропускная способность напорного воздуховода Q , м ³ /ч	$Q = 3600S \cdot \omega$	2138
<i>5 Требуемый расход воздуха по кратности вентиляции консервируемого объема</i>		
5.1 Часовая кратность вентиляции консервируемого объема k , 1/ч	Нормы проект.	10
5.2 Суммарный объем контуров консервации ΣV , м ³	Проект	201,6
5.3 Расчетный расход воздуха Q , м ³ /ч	Расчет	2016

Таким образом, источником осушенного воздуха является передвижная воздухоосушительная установка типа БОУ-2500 (табл. 2) со следующей характеристикой:

производительность Q , м³/ч 2500;
 напор H , Па 2700;
 относительная влажность воздуха на входе ϕ_1 , % 90;
 относительная влажность воздуха на выходе ϕ_2 , % 35;
 электрическая мощность N , кВт 15.

Таблица 2

Влагоудаляющая способность ВОУ-2500

Наименование	Формула, источник	Значение
1 Объемный расход воздуха Q , м ³ /ч	Принимаем	2500
2 Температура наружного воздуха t , °C	То же	20
3 Плотность воздуха γ , кг/м ³	Таблица	1,23
4 Массовый расход воздуха G , кг/ч	Расчет	3075
5 Относительная влажность воздуха на входе ϕ_1 , %	Принимаем	90
6 Относительная влажность воздуха на выходе ϕ_2 , %	То же	35
7 Абсолютная влажность воздуха на входе d_1 , г/кг	I - d -диаграмма	13
8 Абсолютная влажность воздуха на выходе d_2 , г/кг	I - d -диаграмма	5
9 Максимально возможное влагоудаление m , л/сут	Расчет	500

Контроль температуры и относительной влажности воздуха в контурах консервации выполняется прибором типа ИПТВ-056, который является первичным датчиком, и прибором ИРТВ-5215 с цифровой индикацией измеряемых параметров.

Схема консервации контуров ВД, НД и ГПК представлена на рисунке.

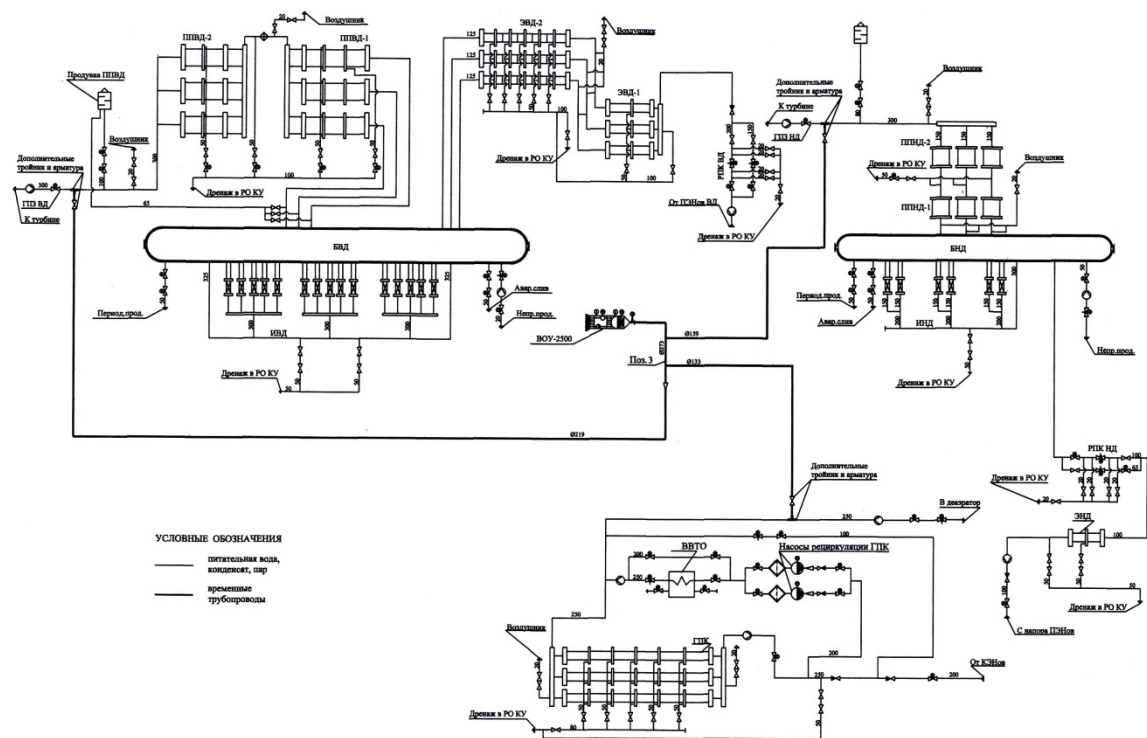


Схема консервации контуров ВД, НД и ГПК котла-утилизатора энергоблока ПГУ

Список литературы

1. **Мамет, А.П.** Коррозия теплосилового оборудования электростанций [Текст] / А.П. Мамет. – М.–Л.: Госэнергоиздат, 1952.
2. **Глазырин, А.И.** Консервация энергетического оборудования [Текст] / А.И. Глазырин, Е.Ю. Кострикина. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
3. **Полевич, А.Н.** Разработка, исследование и внедрение процессов и схем воздушной консервации теплоэнергетического оборудования [Текст]: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Полевич Александр Николаевич. – М., 2001.
4. Методические указания по организации консервации теплоэнергетического оборудования воздухом [Текст]: РД 153-34.1-30.502-00. – М.: СПО ОРГРЭС 2000.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИНЦИПА ЭКВИВАЛЕНТНОЙ НАРАБОТКИ ДЛЯ НАЗНАЧЕНИЯ СРОКОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

Ю.А. РАДИН, Т.С. КОНТОРОВИЧ (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Циклические изменения температуры при пусках и остановах приводят к возникновению высоких температурных напряжений и, как следствие, образованию и развитию трещин малоциклового усталости. Критическими элементами оборудования парогазовых установок утилизационного типа с точки зрения термической прочности являются высоконагруженные детали оборудования паровой части цикла.

Среди них в первую очередь следует упомянуть толстостенные элементы котлов-утилизаторов: барабаны, выходной коллектор пароперегревателя высокого давления, трубопроводы пара и питательной воды, а также роторы, корпуса стопорных клапанов и перепускные трубы паровой турбины.

Именно эти элементы ограничивают скорость нагружения ПГУ на разных этапах проведения пусковых режимов, хотя условия их прогрева существенно отличаются друг от друга.

Повышенная повреждаемость оборудования паровой части цикла ПГУ, связанная с циклическими изменениями нагрузки, потребовала изменить философию переменных режимов ПГУ, для чего оказался необходим оперативный контроль термонапряжённого состояния и циклической прочности «критических» элементов парового тракта, накопленной повреждённости и остаточного ресурса для своевременного проведения технического обслуживания.

Методология оценки остаточного ресурса элементов энергетических котлов на основе анализа их циклической прочности регламентируется целым рядом нормативных документов и, в частности, принятым в последнее время стандартом РФ [1], представляющим собой аутентичный перевод соответствующих европейских норм. Учёт доли ресурса, израсходованного «критическими» элементами оборудования, в процессе эксплуатации лежит в основе системы планирования мероприятий технического обслуживания, применяемой зарубежными фирмами. При этом одни фирмы, например, «GE Energy», учитывают предельную допустимую наработку и число пусков, другие, такие, как «Siemens», строят свою систему технического обслуживания на основе учёта эквивалентных часов, накапливаемых в процессе эксплуатации.

В РФ понятие эквивалентного времени работы для определения периодичности технического обслуживания и ремонта применяется только для газотурбинных установок на

основе ГОСТ Р 52527–2006 (ИСО 3977-9:1999) «Установки газотурбинные. Надёжность, готовность, эксплуатационная технологичность и безопасность» [2].

Эквивалентные часы эксплуатации $T_{\text{экв}}$, рассчитываемые по приводимой ниже формуле (1), могут определять длительность интервала времени между проведением ревизий.

$$T_{\text{экв}} = \sum_{i=1}^n a_i n_i + \sum_{j=1}^n b_j \tau_j, \quad (1)$$

где n_i – число пусков i -го типа; τ_j – время эксплуатации при резком изменении температуры, например, вследствие ступенчатого изменения нагрузки в пределах регулировочного диапазона или отключений; $b_1 = 1$ – коэффициент базовой нагрузки; τ_1 – часы работы на базовой нагрузке.

В основе выбора коэффициентов, характеризующих влияние различных условий эксплуатации на ресурс оборудования, лежит уравнение суммирования повреждаемости, записанное в следующей форме:

$$d = \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{[N^*]_i} + \sum_{j=1}^m \frac{\tau_j}{\tau_j^*} \leq 1, \quad (2)$$

где N_i – число циклов нагружения i -го типа; $[N^*]_i$ – допускаемое число циклов нагружения i -го типа по расчётным кривым малоциклового усталости с учётом ползучести; τ_j – время стационарной работы за счётный срок службы при j -й номинальной нагрузке в условиях ступенчатого её изменения; τ_j^* – время до разрушения, определяемое по уравнению длительной прочности при j -й номинальной нагрузке в условиях ступенчатого её изменения.

В качестве коэффициента для каждого пуска рассматривается соотношение

$$a_i = \frac{T}{d_{\text{сум}} [N]_i} \quad (3)$$

где T – заданный техническими условиями на изготовление ресурс оборудования, ч; $[N]_i$ – допускаемое число циклов нагружения, определяемое при уровне напряжений $(\sigma_a)_i$ i -го режима.

$$b_j = \frac{T}{d_{\text{сум}}} \cdot \frac{1}{\tau_{*j}} \quad (4)$$

где τ_{*j} – время до разрушения, определяемое по уравнению длительной прочности при j -ой номинальной температуре в условиях ступенчатого изменения нагрузки.

В настоящее время на целом ряде ПГУ РФ (ТЭЦ-21 и ТЭЦ-27 ПАО «Мосэнергосбыт», Адлерской ТЭС и др.) внедрены stress-контроллеры, использующие системы контроля напряженного состояния и оценки остаточного ресурса паровой части цикла.

В электрической части системы регулирования турбины 185/210-160 ЛМЗ электростанции Ювяскюля (Финляндия) установлен счётчик ресурса паровой турбины, выполняющий функции управления пуском по термонапряжённому состоянию роторов ЦВД и ЦСД.

Подход, основанный на оценке накопленных эквивалентных часов эксплуатации, позволяет создать унифицированную систему, охватывающую все критические элементы тепловой схемы ПГУ.

В качестве примера может быть рассмотрен «счётчик ресурса» для выходного коллектора пароперегревателя высокого давления, являющегося «критическим элементом» на начальных этапах пуска, прогрев которого происходит при минимальных расходах пара из котла и его высокой температуре, практически не отличающейся от температуры газов из ГТУ на входе в котёл-утилизатор. При рассмотрении условий его работы необходимо также учитывать наблюдающиеся на этом этапе пуска теплогидравлические разверки в трубных системах пароперегревателя. Необходимость принудительного расхолаживания ГТУ в течение нескольких часов после её останова и обязательная 5–10-минутная вентиляция газового тракта котла-утилизатора перед пуском блока приводят к интенсивному остыванию металла выходного коллектора пароперегревателя ВД, в особенности при остановах в зимнее время [3]. Поэтому большая часть пусков для выходного коллектора пароперегревателя высокого давления может рассматриваться как пуски из холодного состояния, число которых при действующих требованиях к маневренности парогазовых установок может достигать 2000.

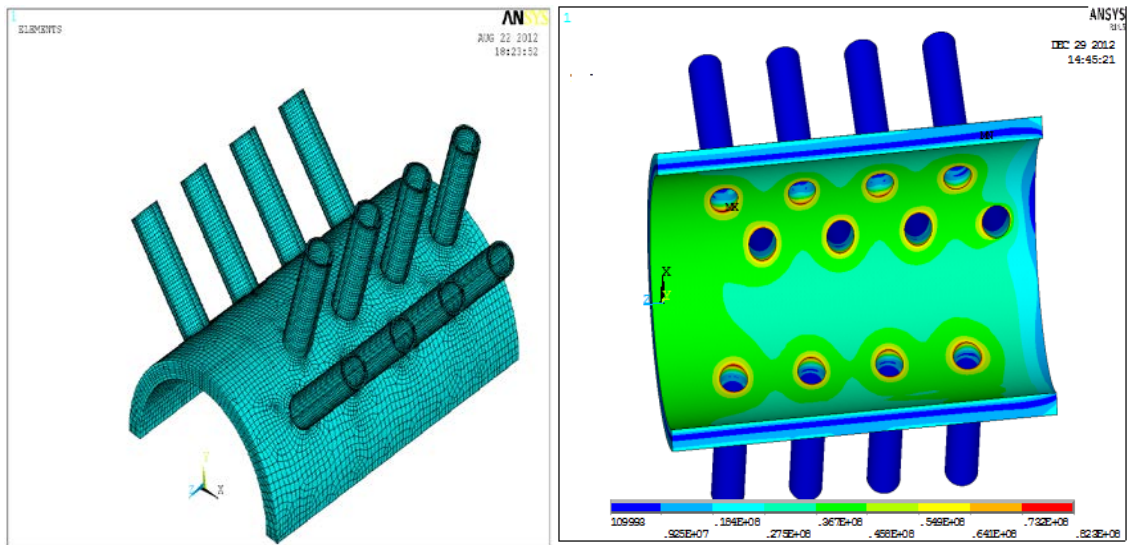
При разработке программы «счётчика ресурса» должны использоваться простые с точки зрения реализации, надёжные и обладающие достаточной точностью алгоритмы, основанные на простых математических моделях, в то же время адекватно описывающих работу соответствующих элементов парового тракта.

Для выходного коллектора пароперегревателя созданию расчётной модели предшествовали многочисленные исследования. Они проводились на моделях коллектора с рядом патрубков (рис. 1, а), учитывающих теплогидравлическую разверку трубных систем, трёхмерных моделях с одним патрубком (рис. 1, б), трёхмерных моделях, у которых влияние патрубков, учитывалось с помощью коэффициентов концентрации напряжений, осесимметричных моделях. В результате этих исследований были сделаны выводы о разгружающем действии соседних змеевиков в моделях с рядом патрубков, что позволило при создании расчётных моделей ограничиваться одним патрубком. Были получены значения коэффициентов концентрации окружных и осевых напряжений как функции от соотношения внутренних диаметров патрубка и коллектора, а также критерия Bi [4], значения которых оказались меньше рекомендуемого нормативными документами [5] значения, равного 2 (табл. 1).

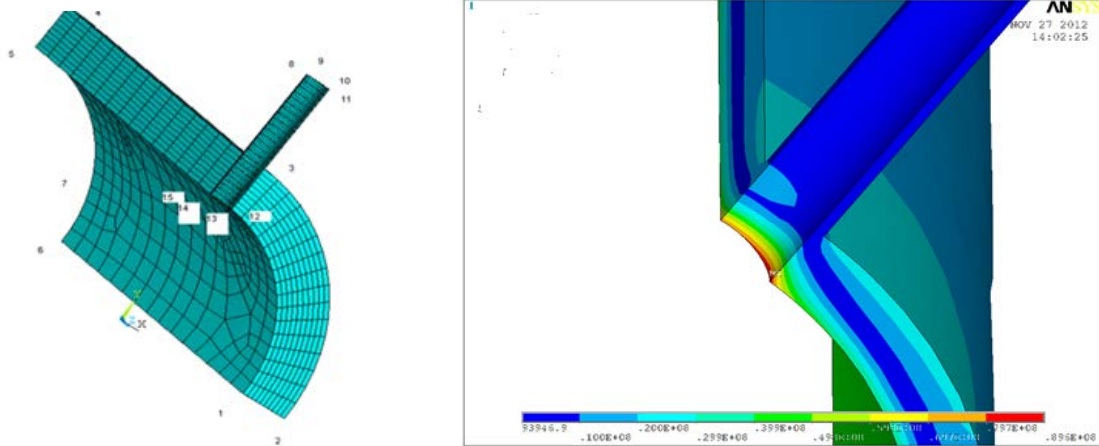
Таблица 1

Коэффициенты концентрации температурных напряжений представленные в разных стандартах и определенные расчетом

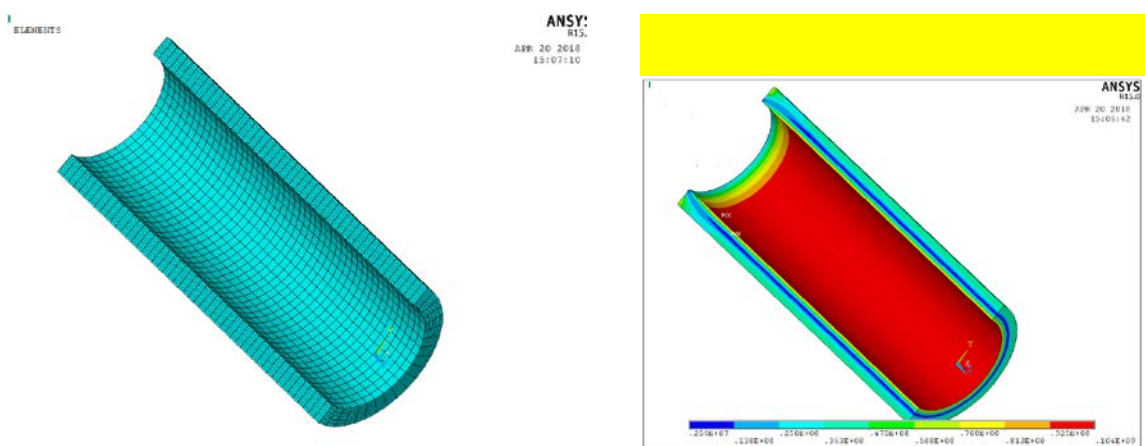
Типоразмер		ГОСТ 55682.3–2013: Euro Norm EN 12952-3	TRD 301	РД 10-249–98 [29]	Результаты расчётов ВТИ [4]
коллектора	штуцера				
465×22	38×3	1,736	2	2	1,405
426×34	38×3	1,707	2	2	1,425
325×25	108×12,5	1,266	2	2	1,205
273×20	38×3	1,586	2	2	1,450
406,4×51	38×3	1,683	2	2	1,435
273×30	28×4	1,682	2	2	1,530
426×36	38×3,5	1,710	2	2	1,425
219×20	108×10	1,063	2	2	1,100



a)



b)



в)

Рис. 2. Расчёт термонапряжённого состояния коллектора:

а – трёхмерная конечно-элементная модель коллектора с 12-ю патрубками и результаты расчёта интенсивности напряжений; б – трёхмерная конечно-элементная модель коллектора с одним патрубком и результаты расчёта интенсивности напряжений; в – трёхмерная конечно-элементная модель коллектора, учитывающая влияние патрубков с помощью коэффициента концентрации и результаты расчёта интенсивности напряжений

В результате для программы «счётчика ресурса» выходного коллектора пароперегревателя были разработаны одномерные модели с расчётами распределения температуры и напряжений, учитывающие влияние патрубков с помощью коэффициентов концентрации напряжений.

Краевые условия конвективного теплообмена рассчитывались на основе измеряемых эксплуатационных параметров.

По окончании цикла «пуск – стационарный режим – останов» рассчитывалось количество накопленных за цикл эквивалентных часов эксплуатации. Их суммарное количество, сохраняющееся в базе данных, служит основанием для проведения мероприятий системы технического обслуживания.

Таблица 2

Наработка паровой турбины ПТ-40 блока ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ ст. № 1

Дата	Наработка под нагрузкой		Количество пусков под нагрузку с начала эксплуатации	Количество накопленных эквивалентных часов с начала эксплуатации		
	с начала эксплуатации	после капитального ремонта		за работу на номинальном режиме	за пуски	суммарное
01.05.2001	558,8		18	25,0	393,1	418,0
01.02.2002	6055,5		38	262,9	838,2	1101,1
01.01.2009	59501,3		97	2582,8	2147,4	4730,2
15.09.2009	65008	6055,5	100	2822,6	2225,4	5048,0
01.02.2012	82229,9	9376,1	117	3570,4	2592,5	6162,9
01.08.2017	121508,7	15446,2 (Кап.ремонт 2015 г.)	162	5275,8	3587,6	8863,4

Таблица 3

Наработка выходного коллектора пароперегревателя ВД котла-утилизатора КУ-11 блока ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ ст. № 1

Дата	Наработка под нагрузкой		Количество пусков под нагрузку с начала эксплуатации	Количество накопленных эквивалентных часов эксплуатации		
	с начала эксплуатации	после капитального ремонта ГТУ		за работу на номинальном режиме	за пуски	суммарное
01.05.2001	666,3		38	145,3	26,4	171,7
01.02.2002	4932,8		78	1075,6	54,4	1130,0
01.01.2009	55230,8	27466	160	12042,6	112,1	12154,7
01.02.2012	75419,6	8173,7	200	16444,6	140,1	16584,7
01.08.2017	111825,3	14907,5 (Кап.ремонт ГТУ 2015 г.)	314	24382,5 (Кап.ремонт ГТУ 2015 г.)	220,0	24602,5

Таблица 4

Наработка выходного коллектора пароперегревателя ВД котла-утилизатора КУ-12 блока ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ ст. № 1

Дата	Наработка под нагрузкой		Количество пусков под нагрузку с начала эксплуатации	Количество накопленных эквивалентных часов эксплуатации		
	с начала эксплуатации	После капитального ремонта ГТУ		за работу на номинальном режиме	за пуски	суммарное
01.05.2001	255,3		15	55,7	10,7	66,4
01.02.2002	4835,2		34	1054,3	23,9	1078,2
01.01.2009	48520,1	19387,8	134	10579,4	93,9	10673,3
01.02.2012	67729,4	6431,2	181	14767,8	126,9	14894,7
01.08.2017	103477,5	8356,4 (Кап.ремонт ГТУ 2016 г.)	263	22562,4 (Кап.ремонт ГТУ 2016 г.)	184,6	22746,9

Таблица 5

Наработка ГТУ-12 блока ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ ст. т.№ 1

Дата	Наработка под нагрузкой		Количество пусков под нагрузку с начала эксплуатации	Количество накопленных эквивалентных часов эксплуатации	
	с начала эксплуатации	После капитального ремонта		с начала эксплуатации	после капитального ремонта
01.05.2001	255,3		15	592	
01.02.2002	4835,2		54	5066,5	
01.01.2009	48520,1	19387,8	134	53730,0	20473,9
01.02.2012	67729,4	6431,2		82264,1	
01.08.2017	103477,5	8356,4 (Кап.ремонт 2016 г.)	263	112259,1	8934,1 (Кап.ремонт 2016 г.)

Таблица 6

Наработка ГТУ-11 блока ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ ст. № 1

Дата	Наработка под нагрузкой		Количество пусков под нагрузку с начала эксплуатации	Количество накопленных эквивалентных часов эксплуатации	
	с начала эксплуатации	после капитального ремонта		с начала эксплуатации	после капитального ремонта
01.05.2001	666,3		38	2258	
01.02.2002	4932,8		78	7843,9	
01.01.2009	55230,8	27454,2	160	60908,3	28343,7
01.02.2012	75419,6	8173,7	200		
01.08.2017	111825,3	14907,5 (Кап.ремонт 2015 г.)	314	121153,5	15877,2 (Кап.ремонт 2015 г.)

В качестве примера (табл. 2-6) приведены значения количества эквивалентных часов эксплуатации, накопленных паровой и газовыми турбинами, а также выходным коллектором 406,4×51 мм пароперегревателя высокого давления (ППВД) ПГУ-450 блока № 1 Северо-Западной ТЭЦ. Как видно из приведенной таблицы, эквивалентные часы эксплуатации можно рассматривать как характеристику состояния оборудования, очень важную при переходе от планово-предупредительного ремонта к ремонту по текущему состоянию. Согласно приведенным данным и нормативным документам, регламентирующим сроки проведения инспекций элементов котлов, паровых и газовых турбин, паровая турбина прошла капитальный ремонт, наработав под нагрузкой на 01.08.2017 121509 ч. В то же время за весь период эксплуатации до 01.08.2017 число накопленных эквивалентных часов составило 8863 ч. Также необходимо отметить, что в виду различия свойств применяемых материалов для паровых турбин важное значение в накоплении эквивалентных часов эксплуатации имеет количество пусков, для выходных коллекторов пароперегревателей ВД – предельно допустимая наработка.

Существующие сроки проведения мероприятий технического обслуживания, приведенные в нормативных документах [6, 7] (рис. 2), могут быть пересчитаны в накопленные, эквивалентные часам эксплуатации

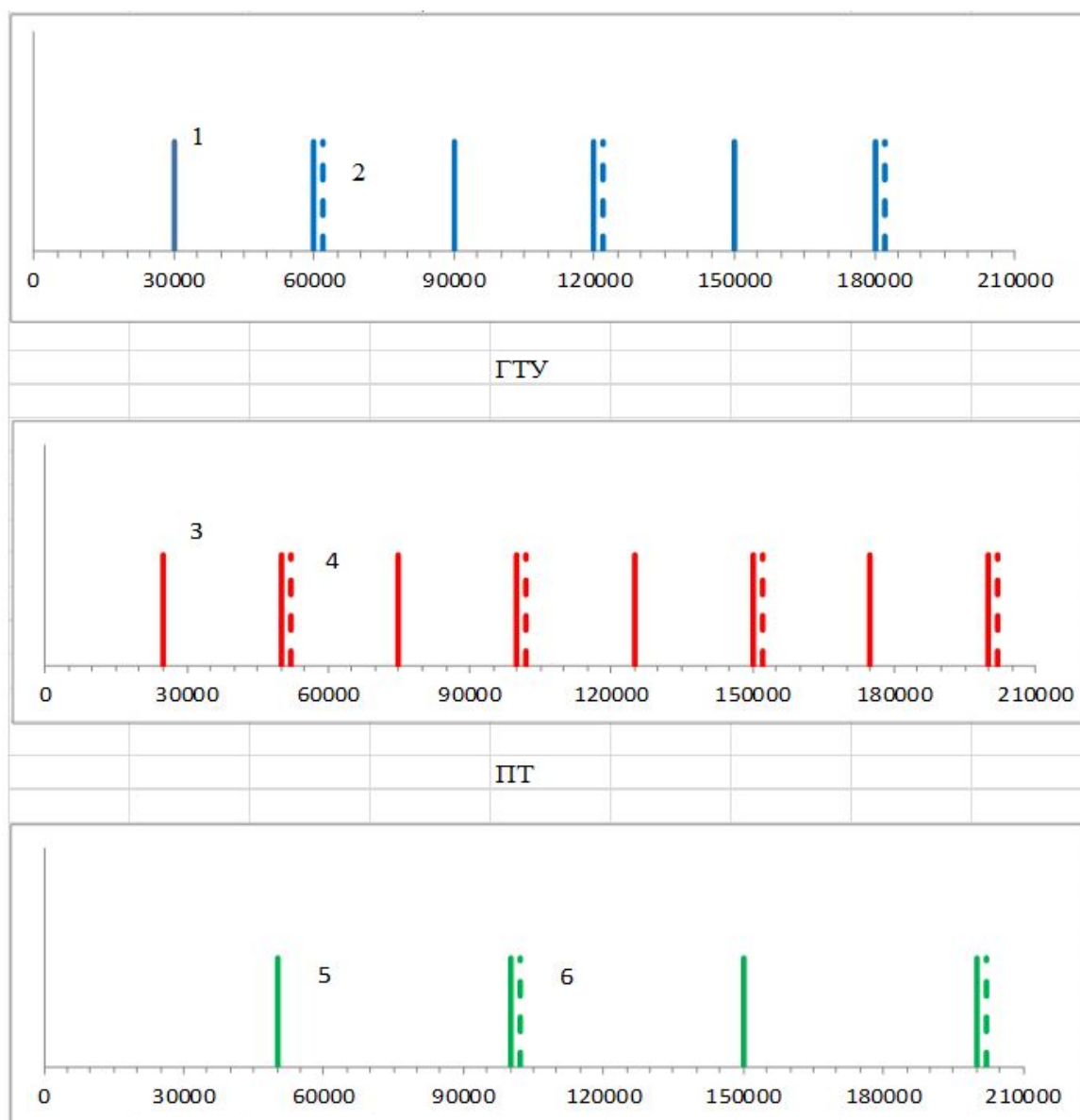


Рис. 2. Сроки проведения мероприятий технического обслуживания ПГУ, работающей в базовом режиме: 1 – ГТУ (30000 ч); 2 – ГТУ (60000 ч); 3 – ПТ (25000 ч); 4 – ПТ (40000 ч); 5 – КУ (50000 ч); 6 – КУ (100000 ч)

ВЫВОДЫ

Основные этапы построения автоматизированной системы определения сроков проведения мероприятий технического обслуживания:

1. Выделение «критических» с точки зрения малоцикловой усталостной прочности элементов парового тракта ПГУ. Для котла-утилизатора такими элементами являются барабаны, выходной коллектор пароперегревателя высокого давления. Температура наружной поверхности выходного коллектора пароперегревателя ВД как первого элемента котла на пути горячих газов из ГТУ наряду с температурой ротора паровой турбины служит для выбора стартовой мощности ГТУ.

2. Создание математических моделей «критических» элементов основывается на результатах расчётно-экспериментальных исследований и проводится по пути их последова-

тельного упрощения с целью получения простых для реализации on-line моделей, адекватно отображающих происходящие в них физические процессы.

3. Разработка программы оперативного контроля за накоплением эквивалентных часов эксплуатации рассматриваемыми «критическими» элементами парового тракта ПГУ, отвечающей требованиям к программному обеспечению АСУТП. Эта программа позволяет в on-line режиме оценивать термонапряжённое состояние и циклическую прочность на основе обработки результатов эксплуатационных измерений.

4. Сбор и обработка данных об отказах элементов оборудования ПГУ с точки зрения накопленных к моменту отказа эквивалентных часов эксплуатации и разработка на этой основе графиков инспекций. До завершения статистической обработки имеющейся информации существующие графики инспекций могут быть переработаны с точки зрения накопленных эквивалентных часов эксплуатации.

Список литературы

1. **ГОСТ Р 55682.4-2013/ЕН 12952-4:2000.** Котлы водотрубные и котельно-вспомогательное оборудование Часть 4. Расчёт в процессе эксплуатации предполагаемого срока службы котла [Текст] = EN 12952-4. Water-tube boilers and auxiliary installations – Part 4: In-service boiler life expectancy calculations (MOD). – М.: Стандартинформ, 2016.
2. **ГОСТ Р 52527-2006 (ИСО 3977-9:1999).** Установки газотурбинные. Надёжность, готовность, эксплуатационная технологичность и безопасность [Текст] = Gas turbines-Procurement - Part 9: Reliability, availability, maintainability and safety (MOD). – М.: Стандартинформ, 2006.
3. **Радин, Ю.А.** Основные результаты режимно-наладочных работ на тепломеханическом оборудовании головного энергоблока ПГУ-450Т «Северо-Западная ТЭЦ», проведенных в период освоения мощности после комплексного опробования [Текст]: отчет о НИР / ОАО «ВТИ»; рук. Радин. Ю.А. – М., 2003. – 203 с. – Арх. № 14992.
4. **Плоткин, Е.Р.** Концентрация температурных напряжений в патрубках барабанов энергетических котлов [Текст] / Е.Р. Плоткин, М.Н. Зингер М.Н //Теплоэнергетика. – 1997. – № 2. – С. 69–73.
5. **РД 10-249-98.** Нормы расчёта на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды [Текст] / Федеральное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России». – М., 2004.
6. **СО 153-34.17.448-2003.** Инструкция по продлению срока службы металла основных элементов турбин и компрессоров энергетических газотурбинных установок [Текст]. – М., 2003.
7. **РД 10-577-03.** Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций [Текст]. – М., 2003.

АНАЛИЗ ПРИЧИН ЭРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ ИСПАРИТЕЛЬНЫХ КОНТУРОВ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ ПГУ

И.И. БЕЛЯКОВ, В.И. БРЕУС, М.С. ПОПОВ

(ОАО «НПО ЦКТИ им. И.И. Ползунова», г. Санкт-Петербург, Россия)

На основании опыта эксплуатации котлов-утилизаторов ПГУ, выполнен анализ причин эрозионного износа металла гибов труб испарительных поверхностей нагрева.

Повреждения труб испарительных контуров низкого давления (ИНД) происходят из-за разрушения оксидной защитной плёнки вследствие интенсивной турбулизации пристенного слоя воды, протекающий в гيبة, имеющей температуру насыщения, что вызывает возникновение кавитации из-за образования пузырьков пара и их конденсации.

Наибольшую устойчивость имеет защитная оксидная плёнка, формирующаяся при гидратном водно-химическом режиме (ВХР).

На электростанциях России первая парогазовая энергетическая установка (ПГУ) мощностью 450 МВт с газовой турбиной V.94 и котлом-утилизатором (КУ) производства Подольского машиностроительного завода (ЗиО) была введена в эксплуатацию в декабре 2000 г. на Северо-Западной ТЭЦ (СЗТЭЦ) Ленинградской области. В настоящее время на ТЭС России находятся в эксплуатации ПГУ различных типов общей мощностью более 20 ГВт.

В августе 2006 г. на котле-утилизаторе СЗТЭЦ произошли повреждения гибов труб ИНД.

Котёл-утилизатор, установленный на СЗТЭЦ, вертикального типа, имеет принудительную циркуляцию теплоносителя в испарительных трубах, расположенных горизонтально. Повреждения происходили в районе гибов испарительных труб в месте присоединения их к выходному коллектору и вызваны утонением со стороны потока пароводяной смеси стенки наружной образующей трубы через примерно 28 тыс. ч эксплуатации котла-утилизатора, а через 2 года отмечались аналогичные повреждения предшествующих U-образных гибов.

На рис. 1 приведена фотография участкагиба ИНД котла-утилизатора СЗТЭЦ, из которого видно, что повреждение имеет неравномерный характер по периметру выпуклой части трубы в виде двух сквозных разрушений. Повреждение вызвано утонением стенки вследствие образования каверн, соприкасающихся друг с другом и накладывающихся одна на другую. Диаметр каверн составляет 1–2 мм, они имеют вытянутую в направлении движения потока форму, кромки их сглажены со стороны набегающей среды.

Подробное описание характера повреждений приведено в [1, 2].



Рис. 1. Повреждение трубыгиба испарителя ИНД котла-утилизатора вертикального типа.

Изучению причин эрозионного утонения гибов труб ИНД котлов-утилизаторов посвящено большое количество исследований, однако до настоящего времени нет полной ясности в механизме данного явления, хотя на ТЭС России накоплен определённый опыт эксплуатации котлов-утилизаторов ПГУ, который позволяет произвести анализ причин повреждений гибов испарительных поверхностей нагрева с целью разработки рекомендаций по повышению их надёжности.

В ряде работ утонение металла гибов труб ИНД объясняется высокоскоростной коррозией (FAC) и каплеударной эрозией [3]. Интенсивность FAC зависит от скорости потока, температуры воды, материала стенки, водно-химического режима, конструкции ИНД.

К сожалению, в опубликованных работах не приводится конкретных рекомендаций по выбору оптимальных параметров потока, материала труб и оптимального ВХР котловой воды.

В [1] показано, что в месте утонения стенки, при наличии специфических каверн металла на внутренней поверхности трубы, следов химической коррозии и отложений при этом не отмечается (см. рис. 1). Это свидетельствует о том, что основной причиной разрушения металла трубы является механическое воздействие потока.

Известно, что при течении потока на стенке трубы возникают касательные напряжения, определяемые выражением:

$$T = \mu \frac{dw}{dr},$$

где μ – динамическая вязкость среды; $\frac{dw}{dr}$ – градиент скорости потока по радиусу трубы. Таким образом, следует, что значение касательного напряжения увеличивается с ростом скорости потока и его вязкости.

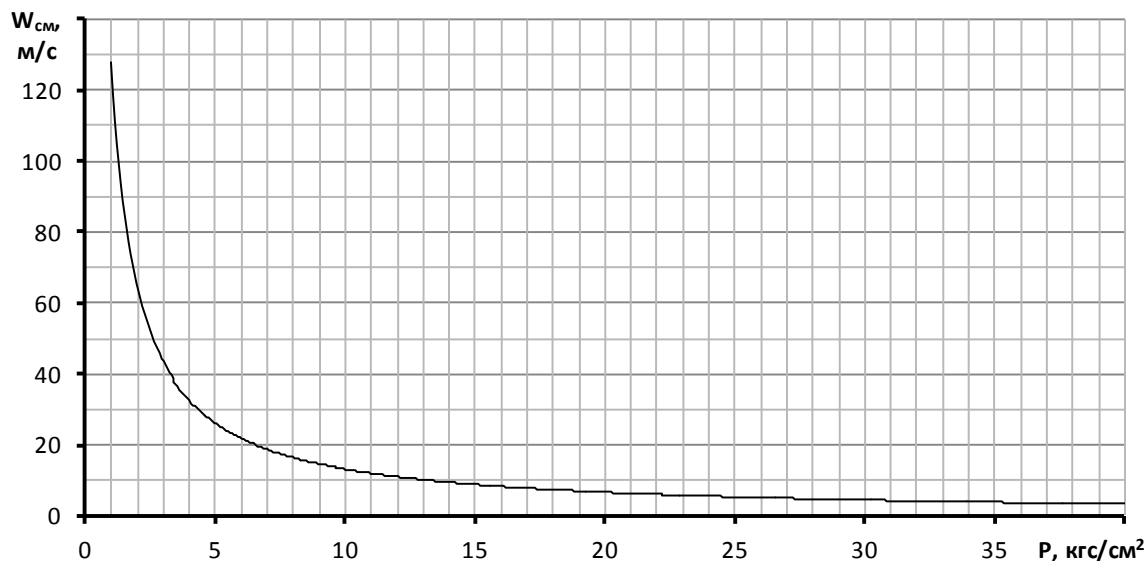


Рис. 2. Зависимость скорости пароводяной смеси от давления $p = 0,8$ МПа; скорость циркуляции $w_0 = 0,3$ м/с

Воздействие касательных напряжений может вызвать разрушение защитной плёнки на поверхности металла при течении воды, что приводит к возникновению эрозионного утонения стенки трубы.

Особенностью ИНД котлов-утилизаторов является низкое рабочее давление, равное не более 8 кгс/см^2 , что при прочих равных условиях, приводит к значительному увеличению скорости пароводяной смеси $w_{см}$ в испарительных трубах, определяемой согласно формуле

$$w_{см} = w_0 \left[1 + x \left(\frac{\rho'}{\rho''} - 1 \right) \right],$$

где w_0 – скорость воды на входе в трубу при $x = 0$; ρ' , ρ'' – плотность воды и пара на линии насыщения соответственно.

На рис. 2 приведен график изменения значения $w_{см}$ от давления, из которого видно, что при $w_0 = \text{const}$ скорость пароводяной смеси резко возрастает при давлении менее 8 кгс/см^2 .

Анализ повреждений гибов показывает на наличие зависимости эрозионного утонения стенки труб от скорости пароводяной смеси. Так, первые повреждения гибов на выходе из ИНД котла-утилизатора СЗТЭЦ [1], где скорость пароводяной смеси составляла 18 м/с , произошли через 28 тыс. ч. Повреждения U-образных, предшествующих по ходу потока гибов, где скорость пароводяной смеси составляет 12 м/с , произошли через 40 тыс. ч работы.

Как упоминалось ранее, аналогичные повреждения гибов ИНД на зарубежных ПГУ происходили через 40 тыс. ч, что, по-видимому, обусловлено высокими скоростями потока, составившими $34,2 \text{ м/с}$ [3]. При этом отмечается, что замена металла на слаболегированную сталь не дала значительного эффекта.

Авторы работ [3] полагают, что эрозионный износ металла вызван разрушением оксидной плёнки под воздействием капель воды, которые при изменении направления движения потока в гibe по инерции ударяются о стенку трубы.

Предлагается формула для оценки скорости эрозионного износа металла

$$E = a_1 (v - v_0)^n,$$

где E – скорость износа; v – скорость потока; v_0 – критическая скорость потока, менее которой отсутствует эрозионный износ; a_1 и n – экспериментальные константы, характеризующие влияние материала и ВХР на прочность оксидной плёнки.

Для более полного представления влияния гидродинамики потока пароводяной смеси на эрозионный износ металла трубы следует рассмотреть характер движения двухфазной смеси.

В горизонтально расположенной трубе, при течении двухфазного потока, с высокими скоростях смеси $w_{см}$, под воздействием инерционных и гравитационных сил происходит расслоение фаз потока. При этом в центре трубы движется поток смеси газа, насыщенного каплями жидкости, а вода в виде плёнки движется по стенке трубы. Возникает так называемый кольцевой режим течения.

Толщина жидкой плёнки на нижней половине трубы значительно больше, чем на верхней. Наличие неравномерной толщины плёнки по периметру трубы вызывает возникновение вторичных течений в поперечном сечении трубы, что иллюстрируется на рис. 3 [4].

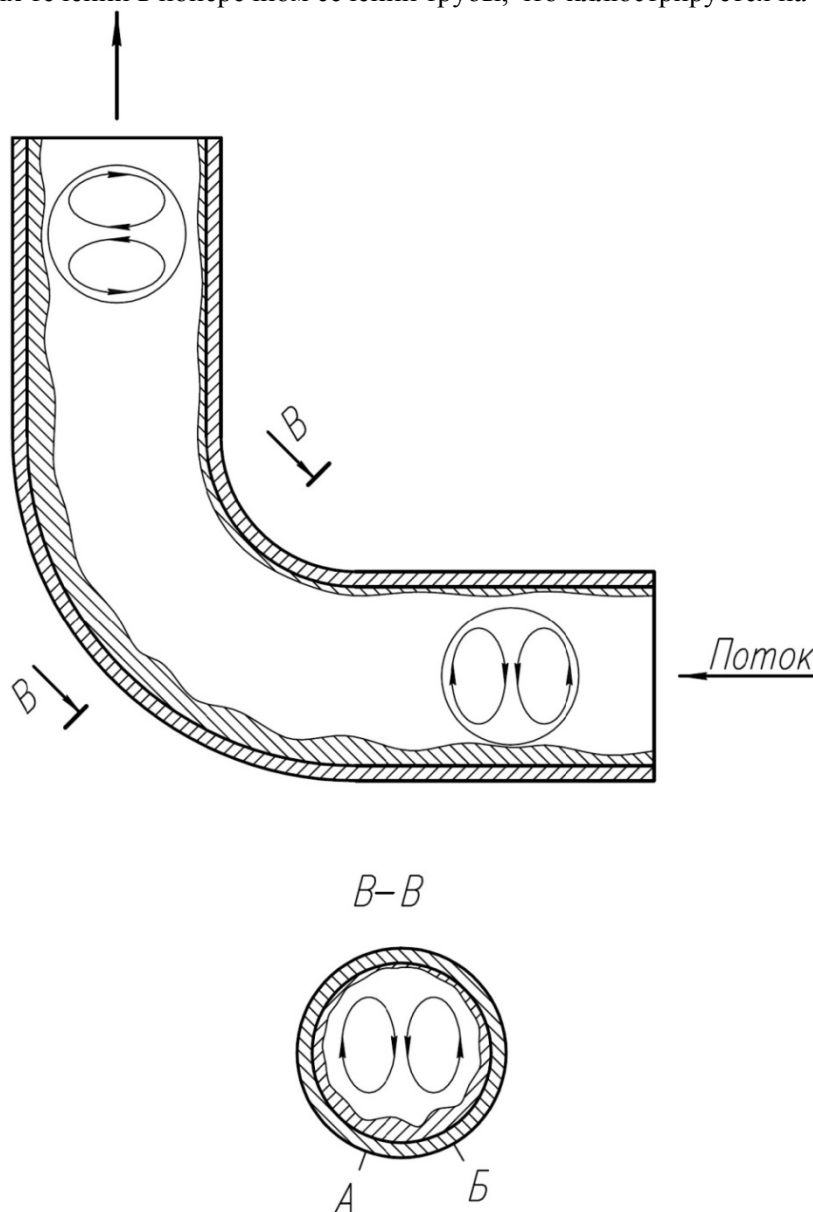


Рис. 3. Схема вихревого движения потока пароводяной смеси в зависимости от давления

В [5] проведено исследование режимов течения воздушно-водяной смеси $w_{см}$ в горизонтальной трубе диаметром 30 мм в широком диапазоне приведенных скоростей воды $w'_0 = \frac{G}{f}$ и воздуха $w''_0 = \frac{D}{f}$, где G и D соответственно расходы воды и воздуха; f – сечение трубы; $w_{см} = w'_0 + w''_0$. Измерение профиля динамических напоров по сечению трубы выполнялось с помощью перемещения трубки Пито по диаметру трубы.

Динамический напор определяется выражением:

$$P_{дин} = \rho_{см} \frac{w_{см}^2}{2g},$$

где $\rho_{см}$ – плотность смеси.

Изменение динамического напора по сечению горизонтальной трубы приведено на рис. 4, из которого видно, что при газосодержании потока, $\beta = \frac{w'_0}{w''_0}$, более 0,99, что соответствует потоку пароводяной смеси с паросодержанием $x = 0,5$ при давлении 0,8 МПа, отмечается выраженная асимметрия изменения динамического напора по сечению трубы, обусловленного действием гравитационных сил.

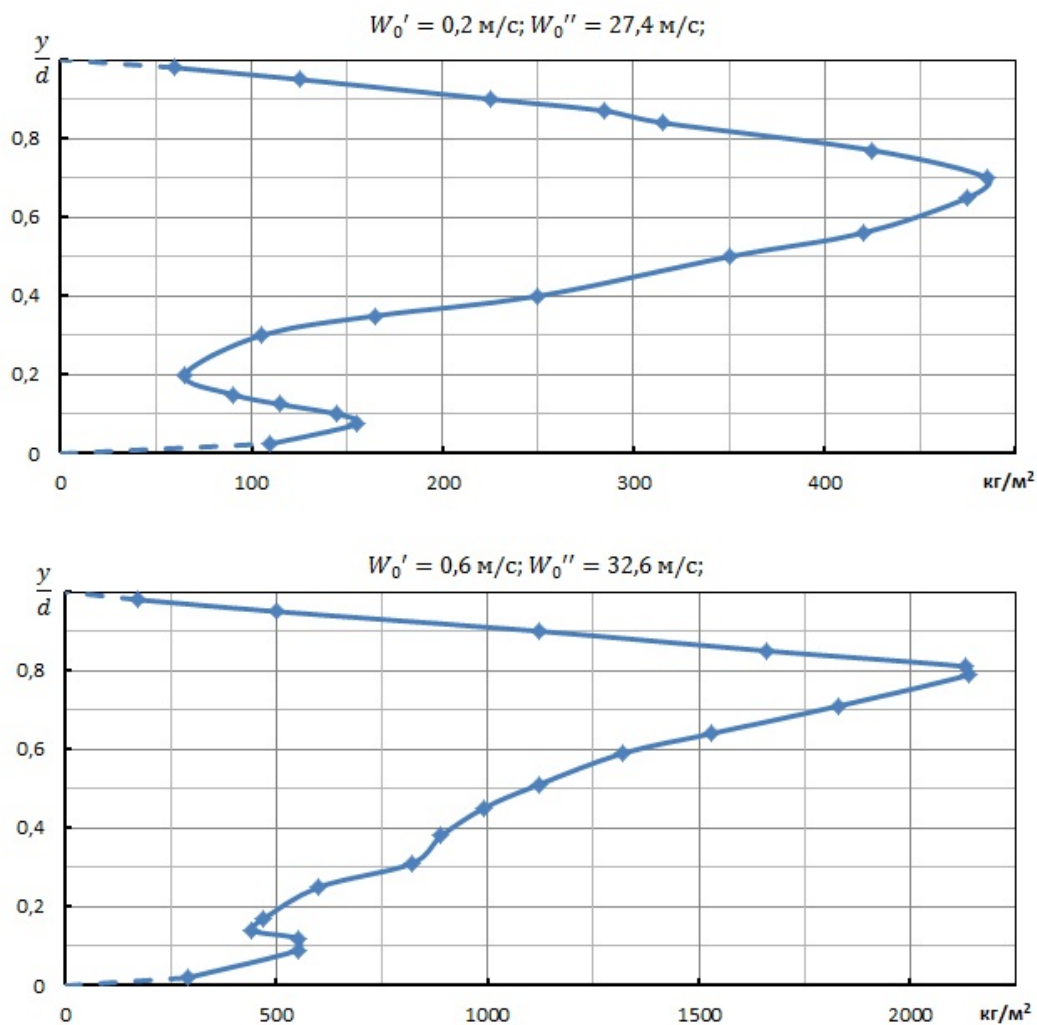


Рис. 4. Эпюра динамического напора по диаметру горизонтальной трубы при течения воздушно-водяной смеси

Значение динамического напора потока в некоторой степени соответствует изменению скорости потока, максимум которой отмечается в верхней части трубы на расстоянии $Y/d > 0,7$ от нижней образующей. В нижней половине трубы также имеет место наличие максимума динамического напора на расстоянии $Y/d = 0,1$, свидетельствующее о наличии плёнки воды толщиной 3 мм.

При повороте потока в трубе, под воздействием центробежных сил, происходит отброс плёнки воды в сторону выпуклостигиба, в результате чего возникают два симметричных вихря с максимумом скорости (рис. 3), несколько смещённых от нейтральной оси трубы.

Этим объясняется наличие максимального утонения труб со смещением повреждений от симметрии осигиба трубы, что иллюстрируется на рис. 3.

Под воздействием центробежных и гравитационных сил происходит интенсивная турбулизация водяной пристенной плёнки с максимумом интенсивности её развития (см. рис. 3).

При турбулизации потока в пристенной плёнке воды с температурой насыщения происходит образование пузырьков (вскипание) пара и их схлопывание, что вызывает кавитационный износ металла. При этом виде износа прочностные свойства материала трубы, по-видимому, не оказывают решающего значения.

Отсутствие эрозионных повреждений металла на внутренней сторонегиба обусловлено значительно меньшей турбулизацией пристенной плёнки воды вследствие уменьшения её толщины примерно в 10 раз [7] под воздействием инерционных сил.

Имеется точка зрения, что утонение стенки труб ИНД происходит из-за каплеударной эрозии металла [3]. Подобная проблема возникает в проточной части паровых турбин. Исследования показывают, что каплеударная эрозия вызывает износ металла под воздействием капель воды для углеродистой стали при скоростях от 70 до 120 м/с [3].

Подобные скорости потока много выше, чем в испарительных трубах ИНД. Кроме того, данные значения скоростей получены при воздействии потока на «сухой» металл, а на поверхности испарительной трубы ИНД имеется водяная плёнка, обеспечивающая недоступность прямого ударного воздействия капель воды на стенку трубы.

Как уже указывалось, интенсивность турбулизации потока двухфазной смеси определяется соотношением сил инерции и гравитации, т. е. зависит от скорости и геометрических данныхгиба.

В [2], на основании обобщения экспериментальных данных по утонению стенокгибов труб, установлено, что эрозионное утонение металла не отмечается при значении критерия Фруда:

$$F_r = \frac{w_{cm}^2}{gR} \leq 100,$$

где R – радиусгиба трубы.

О влиянии радиусагиба трубы на эрозию металла свидетельствует опыт эксплуатации котла-утилизатора ПГУ СЗТЭЦ, который показывает, что при одинаковых скоростях пароводяной смеси вгибах испарительных труб диаметром $d = 32$ мм игибах пароотводящих труб диаметром $D = 380$ мм в последних эрозионного износа не обнаружено после 60 тыс. ч

работы. Однако, как уже отмечалось, эрозионные повреждения гибов испарительных труб происходили через 28 тыс. ч при значении $w_{\text{см}} = 18$ м/с.

Интенсивный эрозионный износ металла происходит после разрушения оксидной защитной плёнки на внутренней поверхности трубы. Прочность защитной плёнки определяет, главным образом, ВХР котловой воды.

Для повышения надёжности ИНД на СЗТЭЦ гибы на выходных участках труб, выполненные из стали 20, были заменены на сталь 12Х1МФ.

На котле-утилизаторе вертикального типа с многократной принудительной циркуляцией, установленного на ПГУ Дягилевской ТЭЦ, ИНД выполнена в виде трёхходовых горизонтальных змеевиков, все гибы изготовлены из стали 12Х1МФ.

На СЗТЭЦ через примерно 50 тыс. ч работы возникли разрушения данных гибов вследствие образования сквозных продольных трещин.

Аналогичные повреждения гибов из стали 12Х1МФ отмечались на вертикальном котле-утилизаторе с принудительной циркуляцией (ПГУ Дягилевской ТЭЦ), произошедшие после 700 ч.

Вид повреждений гибов, выполненных из стали 12Х1МФ, приведен на рис. 5.



Рис. 5. Общий вид поврежденных гибов трубы из стали 12Х1МФ

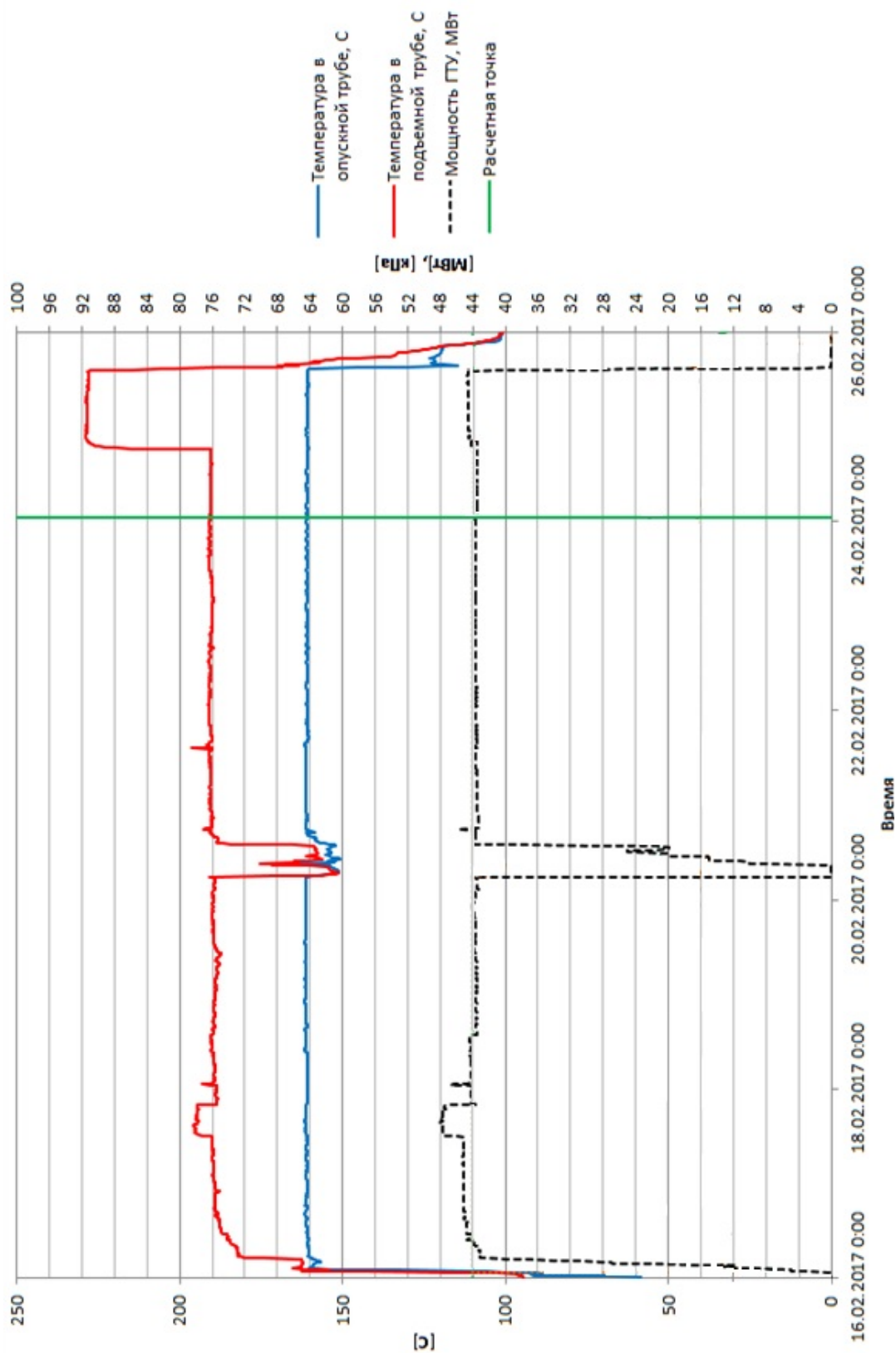


Рис. 6. Изменение температуры среды на выходе из ИНД

Анализ работы котла-утилизатора Дягилевской ТЭЦ показал, что они возникли из-за нарушения циркуляции в контуре ИНД из-за забития сеток циркуляционных насосов, что иллюстрируется на рис. 6.

При снижении расходов воды в контуре циркуляции произошел фактически режим «прямоточного котла» с наличием на выходе из испарительных труб перегретого на 20–30 °С пара.

Так как при этом на ТЭЦ для поддержания pH котловой воды применялся гидратный ВХР с дозировкой NaOH в барабан котла, произошло вследствие полного упаривания концентрирование щелочи, что вызвало возникновение трещин в наиболее напряженных участках труб ИНД на гйбах и в районе сварных стыков.

Необходимо обратить внимание, что на входных гйбах повреждений не отмечалось, так как в данных местах концентрация NaOH была минимальна.

На СЗТЭЦ гйбы из стали 12Х1МФ были заменены на гйбы из стали 20, и повреждений на них после примерно 70 тыс. ч работы котла не отмечалось.

На Дягилевской ТЭЦ были восстановлены гйбы из стали 12Х1МФ, и после начала режимов работы циркуляционных насосов повреждений их не имеется.

В настоящее время на котлах-утилизаторах ПГУ, установленных на ТЭС России, применяются ВХР с использованием аммиака, гидразина, фосфатов, полиаминов и едкого натра. Наибольшую наработку, более 70 тыс. ч, при отсутствии эрозионных повреждений гйбов труб ИНД, имеют котлы утилизаторы СЗТЭЦ, работающие на гидратном ВХР при дозировании едкого натра в барабан ИНД и аммиака (NH₃) на напор конденсатного насоса. Не отмечается эрозионных повреждений труб ИНД котлов при ВХР с использованием смеси полиаминов (хеламина) и едкого натра.

Выводы

1. Основной причиной повреждений внутренней выпуклой поверхности гйбов труб ИНД является эрозионный износ металла вследствие турбулизации потока пароводяной смеси, вызывающей образование паровых пузырьков в пристенной плёнке воды, имеющей температуру насыщения, и их конденсацию, что приводит к кавитационному разрушению оксидной защитной плёнки и износу металла.

2. Подтверждением данного механизма повреждений служит отсутствие эрозионного износа металла на вогнутых и прямых участках труб, а также отсутствие подобных явлений в контурах ИСД и ИВД котлов-утилизаторов.

3. Интенсивность эрозионного износа металла гйбов определяется, главным образом, скоростью пароводяной смеси потока, при значении которой менее 10–12 м/с на эрозионный процесс практически не оказывает влияния водно-химический режим и материал трубы.

4. Опыт эксплуатации котлов-утилизаторов показывает, что высокой эрозионной стойкостью обладает защитная плёнка, образующаяся при гидратном и щелочно-хеламинном ВХР.

Список литературы

1. **Никитин, В.И.** Повреждения парообразующих труб контура низкого давления барабанного котла-утилизатора ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ [Текст] / В.И. Никитин, И.И. Беляков, В.И. Бреус // Теплоэнергетика. – 2009. – № 2.
2. **Беляков, И.И.** Причины эрозионного износа металла внутренней поверхности труб теплообменного оборудования [Текст] / И.И. Беляков, В.И. Бреус, А.Б. Баранников, М.С. Попов // Энергетик. – 2026/ – № 8.
3. Evaluating contributions to Thinning in HRSG Evaporator Tubes [Text] / Mailoy M. Taylor, A. Fabricius, M. Graham, D. Moeling.
4. **Баттерворс, Д.** Гидродинамика и теплообмен при кипении в горизонтальных трубах [Текст] / Д. Баттерворс, Дж. Робертсон // Теплопередача в двухфазном потоке/ – М.: Энергия, 1980.
5. **Красякова, Л.Ю.** Некоторые характеристики движения двухфазной смеси в горизонтальной трубе [Текст] / Л.Ю. Красякова // ЖТФ. – 1952. – Т. 12. – Вып. 4.
6. **Богачёв, А.Ф.** Особенности эксплуатации и повреждаемость котлов-утилизаторов бинарных парогазовых установок [Текст] / А.Ф. Богачёв, Ю.А. Радин, П.А. Березинец. – М.: Энергоатомиздат, 2008.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ЦИРКУЛЯЦИОННОГО КОНТУРА С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ ТРУБ ИСПАРИТЕЛЯ НА ПРИМЕРЕ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА ПК-79 ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-1

П.В. РОСЛЯКОВ, К.А. ПЛЕШАНОВ, К.В. СТЕРХОВ (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», г. Москва – АО «Подольский машиностроительный завод», г. Подольск, Россия)

План развития энергетики России до 2030 г. предусматривает строительство новых энергоблоков, сжигающих в качестве основного топлива природный газ, на основе технологии парогазовых установок (ПГУ). Это связано с тем, что сроки строительства ПГУ с котлами-утилизаторами (КУ) намного короче, чем сроки возведения мощных тепловых электростанций других типов; КПД выработки электроэнергии на ПГУ (55–60 %) значительно выше КПД паросиловых энергоблоков (35–42 %).

Неотъемлемой частью ПГУ является КУ, используемый для утилизации тепла выходных газов энергетических газотурбинных установок (ГТУ). По компоновке КУ разделяются на вертикальные и горизонтальные. К одним из основных преимуществ КУ можно отнести: в горизонтальных – естественную циркуляцию (ЕЦ) среды в испарителях, а вертикальные занимают значительно меньшие площади в плане.

Для обеспечения циркуляции пароводяной смеси в вертикальных КУ испарительные трубы подключаются к циркуляционным насосам (ЦН) (рис. 1). Необходимость использования ЦН – один из основных недостатков таких котлов, так как приводит к усложнению конструкции и повышению капитальных затрат, а также эксплуатационных затрат из-за увеличения расхода электроэнергии на собственные нужды и платы за обслуживание и ремонт ЦН.

Цель данной работы – разработка вертикального КУ с горизонтальным расположением труб поверхностей теплообмена и организацией ЕЦ в испарителе без применения ЦН.

Устойчивая циркуляция обеспечивает надежное охлаждение труб испарителя при отсутствии застоя, опрокидывания, свободного уровня (возникает в контуре циркуляции при определенных условиях [1]) и неустойчивых режимах течения, а также эффективный теплообмен. В энергетических котлах, сжигающих органическое топливо, и горизонтальных КУ удается осуществить надежную ЕЦ путем создания значительной разности нивелирных отметок в испарителе. Если изменения высоты для организации надежной ЕЦ в испарителе недостаточно, применяют многократную принудительную циркуляцию с помощью ЦН.

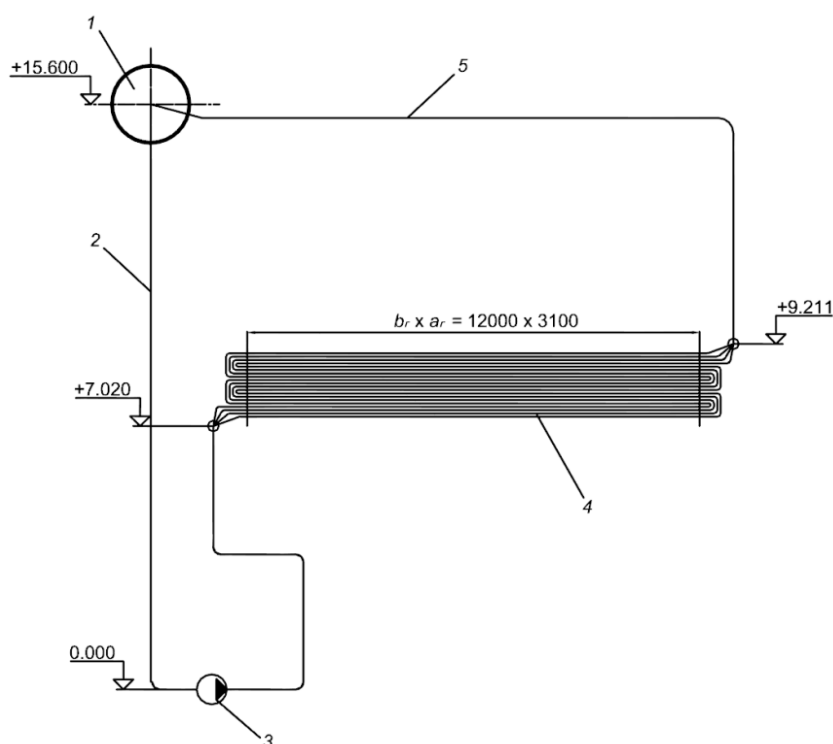


Рис. 1. Эскиз контура циркуляции КУ Пр-76-3.3-415:

1 – барабан; 2 – опускные трубы; 3 – циркуляционный насос; 4 – испаритель; 5 – отводящие трубы;
 $b_r \times a_r$ – размеры газохода

Главным недостатком контура ЕЦ с горизонтальным испарителем является возможное снижение надежности устойчивого движения среды. В свою очередь, нарушение циркуляции в горизонтальном испарителе может привести к следующим отрицательным явлениям (оценка возможности возникновения некоторых из них затруднительна):

- появлению кризиса теплообмена и снижению эффективности работы конвективного испарителя из-за резкого уменьшения коэффициента теплоотдачи от среды внутри труб к стенкам;
- повышению температуры стенок труб испарителя из-за расслоения, застоя или опрокидывания среды;
- вибрации при неустойчивом движении среды;
- пульсациям и температурным напряжениям.

Далее рассмотрены и предложены критерии надежности и эффективности работы горизонтального испарителя, сформулированные с учетом теоретических основ гидродинамики и опыта эксплуатации [2], поскольку пользоваться рекомендациями по устойчивости циркуляции, изложенными в [1] (коэффициенты запаса по застою и опрокидыванию), можно только при положительном полезном напоре в испарителе.

1. *Достижение скоростей циркуляции, обеспечивающих отсутствие расслоения пароводяной смеси в горизонтальной трубе.* В топках обычных котлов таким образом предотвращается перегрев металла. В КУ с небольшими тепловосприимчивостями необходимо предотвратить не только окалинообразование, но и возможность возникновения температурных пульсаций металла труб стенки, сокращающих длительную прочность металла.

2. Обеспечение необходимой кратности циркуляции ($K_{\text{ц}}$), предотвращающей возникновение ухудшенного теплообмена из-за высоких паросодержаний, который может вызвать температурные пульсации и неэффективное использование поверхности теплообмена (проводится только при невыполнении п. 1).

3. Поддержание скорости циркуляции более 0,4 м/с при номинальной нагрузке для исключения отложения шлама в горизонтальных и слабонаклонных трубах [1].

4. Обеспечение скорости пароводяной смеси менее 10 м/с по условиям эрозионно-коррозионного износа горизонтальных труб в местах гибов [3].

5. Чем больше кратность циркуляции, тем выше ее надежность.

При проведении исследований в данной работе в качестве исходной была рассмотрена конструкция котла-утилизатора Пр-76-3.3-415 (ПК-79), работающего за ГТУ PG6581B (General Electric) производства АО «ЗиО» для Челябинской ТЭЦ-1 (см. рис. 1). С использованием ЦН расчетная кратность циркуляции в котле составила $K_{\text{ц}}=3.0$ при номинальной нагрузке $N_{\text{ГТУ}}=100\%$ и температуре наружного воздуха $t_{\text{i.а}}=2^{\circ}\text{C}$.

Одним из способов возможной организации устойчивой циркуляции в вертикальном КУ является увеличение разности нивелирных отметок раздающего и собирающего коллекторов испарителя. В работе исследовался испаритель с углом наклона труб от 0 до 7° (рис. 2), при этом высота расположения барабана была увеличена на 7,3 м.

Численный эксперимент проводился при нагрузке $N_{\text{ГТУ}}=100\%$ и температуре наружного воздуха $t_{\text{н.в}}=2^{\circ}\text{C}$. Типоразмеры опускных и отводящих труб, принятые в расчетах: $d \times \delta = 273 \times 20$ мм. Во время проведения исследований тепловая мощность испарителя оставалась практически одинаковой.

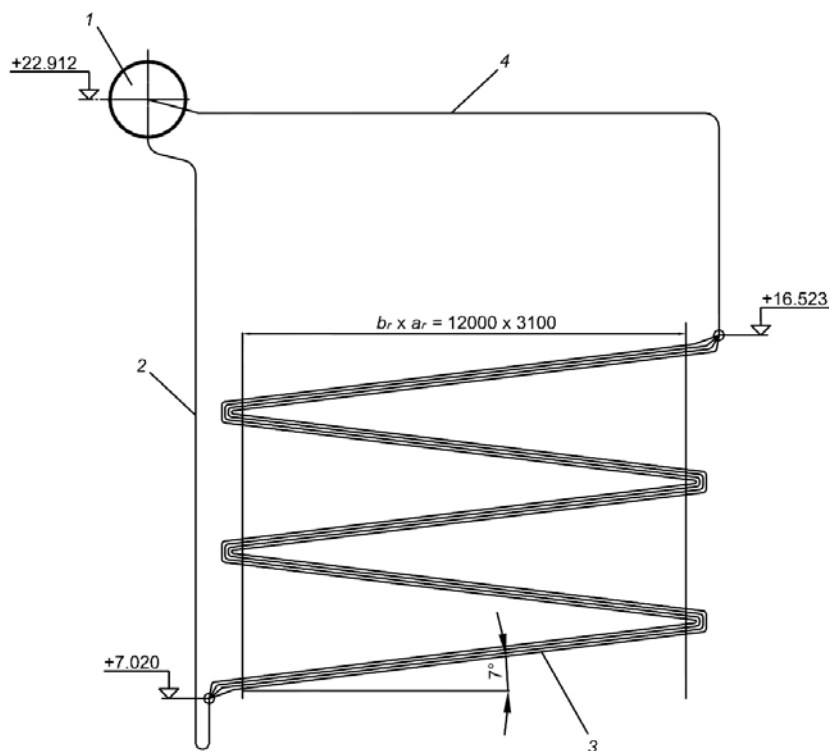


Рис. 2. Эскиз контура циркуляции с наклоном труб испарителя 7° :
1 – барабан; 2 – опускные трубы; 3 – испаритель; 4 – отводящие трубы

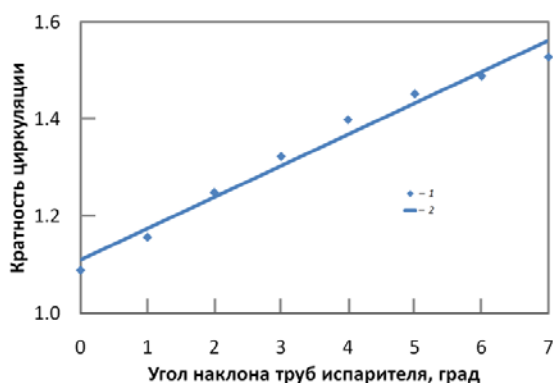


Рис. 3. График зависимости $K_{ц}$ от угла наклона труб испарителя:

1 – расчетные значения; 2 – аппроксимирующая кривая

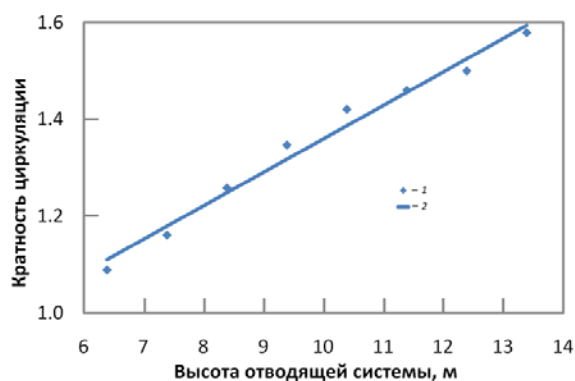


Рис. 4. График зависимости $K_{ц}$ от высоты отводящей системы:

1 – расчетные значения; 2 – аппроксимирующая кривая

В итоге оказалось, что отказ от применения ЦН в котле-прототипе приводит к снижению $K_{ц}$ с 3,0 до 1,1 (рис. 3). При столь малом значении кратности циркуляции нормальная работа испарителя будет невозможна. Поэтому в случае отказа от ЦН требуется изменение конфигурации контура.

Увеличение угла наклона до 7° приводит к росту $K_{ц}$ примерно в 1,5 раза (см. рис. 3), при этом высота расположения барабана увеличивается с 16,5 до 23,8 м, а полезный напор в испарителе повышается с минус 46 (– 4685) до минус 32,4 кПа (– 3306 кгс/м²), что, тем не менее, недостаточно для надежной работы испарителя. Кроме того, такое конструкторское решение приводит к увеличению металлоемкости и усложнению конструкции не только испарителя, но и котла в целом.

Анализ полученных результатов показал, что движение среды в испарителе может происходить только под воздействием полезного напора, создаваемого в отводящей системе. Это обстоятельство вызвало необходимость оценить влияние высоты отводящей системы на параметры циркуляции при горизонтальном расположении труб испарителя.

Из результатов расчета (рис. 4) видно, что влияние высоты отводящей системы на кратность циркуляции аналогично изменению угла наклона труб испарителя. Значительное повышение полезного напора с 44 (4476) до 89 кПа (9092 кгс/м²) происходит в отводящей системе, а не в самом испарителе. Одним из способов увеличения расхода среды в контуре является уменьшение сопротивления трения. В испарителе этого можно добиться следующим способом: увеличением числа труб как в змеевике (заходности змеевика), так и по ширине газотока.

Увеличение заходности змеевика ограничено технологией изготовления. Современные технологии позволяют выполнять поверхности нагрева с числом труб в змеевике, равным 7–8 (существующие технологические возможности АО «ЗиО»), без применения промежуточных коллекторов. На рис. 5 показаны результаты расчета ЕЦ при изменении заходности змеевиков от 4 до 7. Видно, что увеличение числа труб в змеевике приводит к существенно большему повышению кратности циркуляции, чем увеличение угла наклона труб испарителя или высоты отводящей системы (см. рис 3 и 4). Таким образом, использование в испарителе U-образных труб (рис. 6), имеющих большую площадь проходного сечения, рациональнее, чем применение многопетлевых змеевиков, поскольку позволяет уменьшить длину труб и количество их гибов.

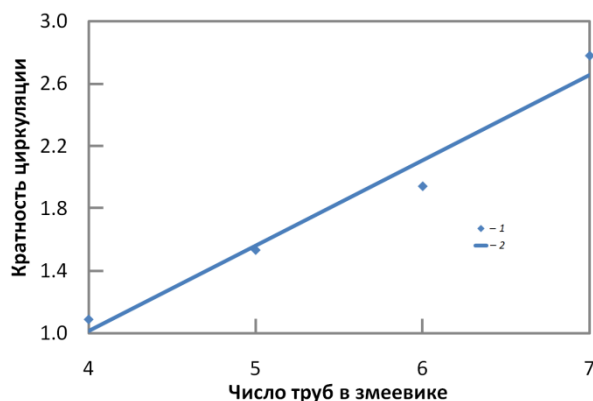


Рис. 5. График зависимости $K_{ц}$ от числа труб в змеевике испарителя:
1 – расчетные значения; 2 – аппроксимирующая кривая

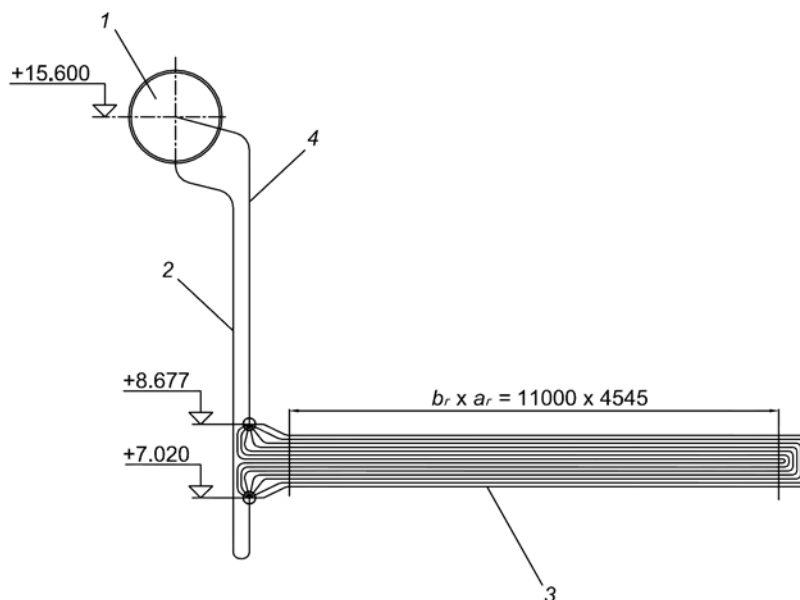


Рис. 6. Эскиз контура циркуляции:
1 – барабан; 2 – опускные трубы; 3 – испаритель, 4 – отводящие трубы

Увеличение ширины газохода приводит также к увеличению площади проходного сечения в испарителе, но есть ограничение по отношению глубины к ширине газохода, примерно равному 2,5, по условиям аэродинамической устойчивости течения продуктов сгорания. На рис. 7 представлены результаты расчета $K_{ц}$ при изменении ширины газохода от 3,1 до 4,6 м и числа труб по ширине газохода от 33 до 50. Анализ результатов показывает, что увеличение ширины газохода приводит к большему повышению кратности циркуляции (примерно в 2 раза), чем рост высоты отводящей системы или угла наклона труб испарителя.

Увеличение заходности змеевика испарителя и ширины газохода – это единственные способы воздействия на конструкцию котла, которые не приводят к росту «лишней» металлоемкости котла. Поэтому далее проводилось исследование их совместного влияния на кратность циркуляции (рис. 8).

При одновременном увеличении заходности испарителя с 4 до 7 и ширины газохода с 3,100 до 4,545 м площадь проходного сечения испарителя в исследуемом КУ возросла от 0,115 м² в исходном варианте до 0,2994 м². Это позволило получить кратность циркуляции 4,5, что практически эквивалентно сложению кратности циркуляции при их раздельном увеличении (см. рис. 5, 7 и 8). Это означает, что совместное применение двух указанных способов не приводит к снижению их эффективности.

Сравнивая эффективность применения различных способов повышения надежности работы циркуляционного контура (рис. 9), можно заметить, что увеличение площади проходного сечения оказывает намного большее влияние на расход в опускном звене $G_{оп}$, чем увеличение высоты отводящей системы или угла наклона испарителя, которые неизменно приводят к увеличению высоты котла и, следовательно, его металлоемкости.

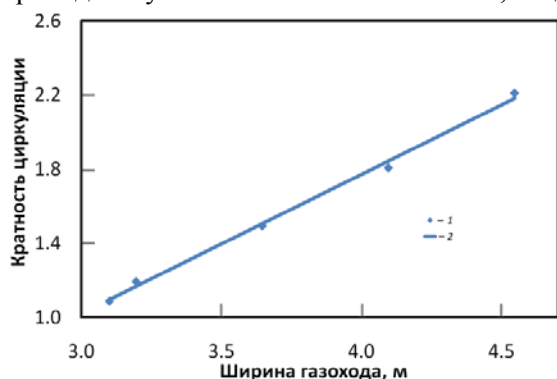


Рис. 7. График зависимости K_c от ширины газохода КУ:
1 – расчетные значения; 2 – аппроксимирующая кривая

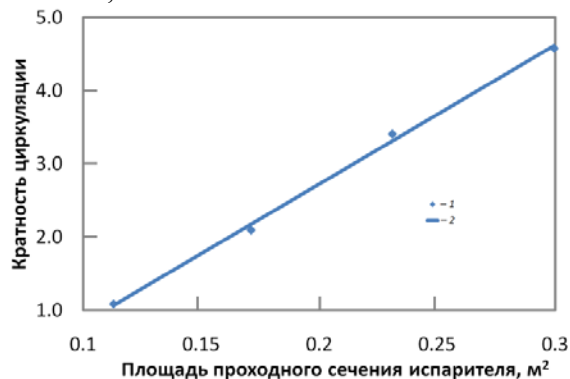


Рис. 8. График зависимости K_c от площади проходного сечения испарителя:
1 – расчетные значения; 2 – аппроксимирующая кривая

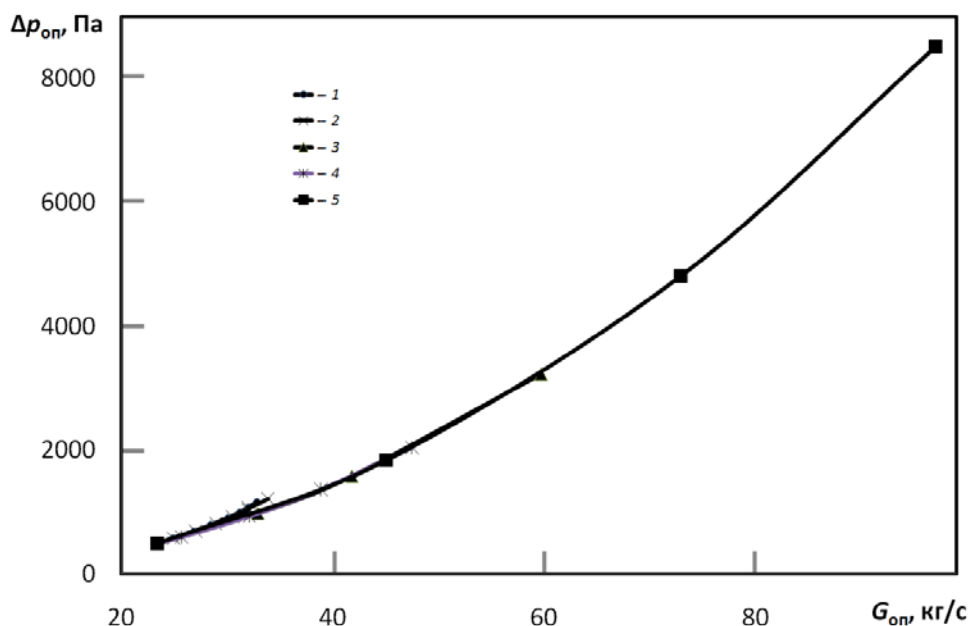


Рис. 9. График зависимости перепада давления в опускных трубах от расхода теплоносителя при изменении параметров циркуляционного контура:

1 – изменение ширины газохода и заходности испарителя; 2 – изменение заходности испарителя; 3 – изменение ширины газохода; 4 – изменение высоты отводящей системы; 5 – изменение угла наклона

Увеличение площади проходного сечения испарителя необходимо рассматривать как единственный рациональный способ достижения требуемых параметров циркуляции и обеспечения надежной работы испарительной системы.

По результатам проведенных численных экспериментов в конструкции контура циркуляции КУ ПК-79 для Челябинской ТЭЦ-1, взятого в качестве прототипа, были сделаны следующие изменения:

- модифицирована конфигурация и увеличено число опускных труб с 1 до 4, а подъемных труб с 2 до 5, одновременно исключен из контура циркуляционный насос и выполнены рекомендации [1] (см. рис. 6);
- увеличено число труб в змеевике с 4 до 7;
- увеличено число труб по ширине газохода с 34 до 50;
- увеличена ширина газохода с 3,100 до 4,545 м.

Итоговые характеристики испарителя, выполненного из оребренных труб, и КУ в целом были получены в результате теплогидравлического расчета, проведенного по программному комплексу Boiler Designer [4].

Выводы

1. Организация естественной циркуляции в горизонтальных испарителях с отрицательным полезным напором возможна после оптимизации контура циркуляции.
2. Повышение устойчивости естественной циркуляции в вертикальных КУ лучше всего достигается при установке испарителя U-образной формы и максимально возможного числа труб в змеевике.
3. Надежная и эффективная работа испарителя обеспечивается во всех рядах труб. При переходе от многократной принудительной циркуляции к естественной удалось K_c увеличить с 3,0 до 7,7.
4. Для определения надежной работы горизонтального испарителя общепринятые критерии устойчивости ЕЦ не подходят [1], поэтому приходится пользоваться косвенными параметрами. Скорость среды на входе в трубы горизонтального испарителя должна быть больше минимального значения по условиям отложения шлама и расслоения двухфазной среды. Кратность циркуляции должна быть больше минимального значения, обеспечивающего отсутствие кризиса теплообмена для двухфазного потока.

Список литературы

1. **Балдина, О.М.** Гидравлический расчет котельных агрегатов (нормативный метод) [Текст] / О.М. Балдина, В.А. Локшин, Д.Ф. Петерсон, И.Е. Семеновкер, А.Л. Шварц; под ред. В.А. Локшина, Д.Ф. Петерсона, А.Л. Шварца. – М.: Энергия, 1978.
2. **Курочкин, Ю.П.** О возможности перевода на естественную циркуляцию котлов-утилизаторов башенного типа парогазовых установок [Текст] / Ю.П. Курочкин, Н.С. Галецкий, П.А. Березинец, А.Л. Шварц // Энергетик. – 2006. – № 6. – С. 19–22.
3. **Dooley, R.B.** Guidelines for controlling flow-accelerated corrosion in fossil and combined cycle plants [Text] / R.B. Dooley, R. Tilley. – USA, Palo Alto: EPRI, 2005. – 1008082.
4. **Доверман, Г.И.** Расчет котельных агрегатов с использованием современных программных продуктов [Текст]: учеб. пособие / Г.И. Доверман, Б.Л. Шелыгин, А.В. Мошкарин, Ю.В. Мельников. – Иваново: ГОУ ВПО ИГЭУ, 2007.

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ВНУТРИКОТЛОВОЙ СХЕМЫ ДЛЯ БАРАБАНА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА ПК-85 НОВОГОРЬКОВСКОЙ ТЭЦ

А.И. ФЁДОРОВ, Д.А. БАЕВ (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Цель исследований – оптимизация внутрикотловой схемы и водно-продувочного режима котлов-утилизаторов (КУ) и вследствие этого повышение надёжности испарительных поверхностей нагрева барабана высокого давления и улучшения качества пара.

Фундаментальные уравнения солевого баланса в котлах, например, приведенные в [1–4] и повторяемые во всей учебной и технической литературе, записываются следующим образом (для одноступенчатой схемы испарения КВ):

$$(1 + P) \cdot S_{\text{ПВ}} = S_{\text{П}} + P \cdot S_{\text{КВ}}; \quad (1)$$

$$S_{\text{П}} = (\omega + k) \cdot S_{\text{КВ}}, \quad (2)$$

где $P = \frac{D_{\text{н.пр}}}{D}$ – величина непрерывной продувки котла (в долях от паропроизводительности котла);

$\omega = \frac{Na_{\text{П}}}{Na_{\text{КВ}}}$ – влажность пара (коэффициент механического уноса); $k = \frac{SiO_2^{\text{П}}}{SiO_2^{\text{КВ}}}$

– коэффициент избирательного уноса

Уравнения (1) и (2) предполагают независимо от внутрикотловой схемы и давления в котле, что котловая вода (вода, на которой работает циркуляционный контур и из которой образуется пар) и продувочная вода котла (отсека) имеют одинаковое значение. Как будет показано ниже, это допущение не всегда справедливо.

В ОАО «ВТИ» [5–14] были выполнены подробные исследования гидравлики и солевого режима в барабанных котлах.

Основное влияние на равномерность распределения концентрации солей по длине барабана, а значит и по циркуляционным контурам оказывают циркуляционные потоки среды.

Процессами молекулярной (концентрационной) и конвективной диффузии можно пренебречь ввиду их незначительности. Турбулентная диффузия «работает» в процессе выравнивания концентрации солей, но по сравнению с перемешиванием за счёт циркуляционных потоков она по величине гораздо меньше.

Хорошее перемешивание по барабану благодаря циркуляционным потокам будет обеспечиваться при условии, что место запитки (опускные трубы) и вводы среды (подвод пароводяной смеси в барабан) разнесены по телу барабана не менее, чем на 2–3 ряда очков

опускных труб (по длине барабана). При несоблюдении этих условий, приведенных выше, в барабанах котлов как по его длине, так и по поперечному сечению могут наблюдаться значительные различия в концентрации солей (солевые перекосы).

Концентрация солей, на которой «работает» циркуляционный контур, и концентрация солей в непрерывной продувке могут отличаться. Рассмотрим последнее утверждение подробнее.

Влияние места вывода непрерывной продувки на работу внутрикотловых устройств

На рис. 1 представлена модель котла (типа выносного циклона) с одноступенчатой схемой испарения котловой воды и разным расположением места вывода непрерывной продувки.

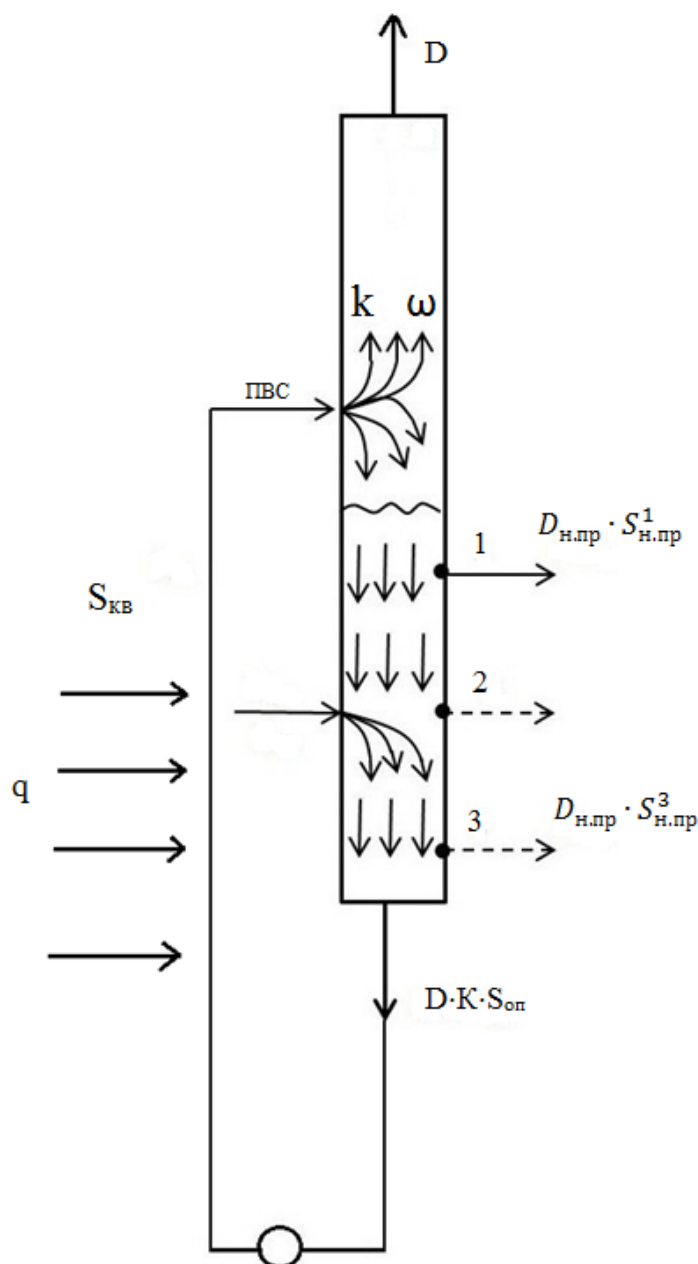


Рис. 1. Модель котла с вариантами места вывода непрерывной продувки:
1, 2 и 3 – точки вывода непрерывной продувки

Уравнение солевого баланса для котла будет аналогично уравнениям (1) и (2).

Проанализируем, как влияет место вывода непрерывной продувки на распределение концентрации солей в циклоне (барабане) и циркуляционном контуре.

Вывод непрерывной продувки из точки № 1

При выводе непрерывной продувки через т. 1 (см. рис. 1) влияния подвода ПВ (т. е. разбавление упаренной котловой воды питательной водой) не будет.

Следовательно, для этой схемы

$$S_{KB}^1 = S_{Н.ПР}^1. \quad (3)$$

Для этого варианта уравнение солевого баланса запишется

$$(1 + P) \cdot S_{ПВ} = (\omega + k) \cdot S_{Н.ПР}^1 + P \cdot S_{Н.ПР}^1. \quad (4)$$

Циркуляционный контур и сепарационные устройства работают на котловой воде, в которой концентрация солей равняется концентрации солей в непрерывной продувке.

Уравнение солевого баланса для циркуляционного контура

$$K \cdot D \cdot S_{ОП}^1 = (K \cdot D - D) \cdot S_{Н.ПР}^1, \quad (5)$$

где $K = \frac{G_{ОП}}{D}$ – кратность циркуляции; $G_{ОП}$ – расход воды в опускной системе; D – паропроизводительность котла (контура).

Из уравнения (5) путем преобразований можно получить

$$\frac{S_{Н.ПР}^1}{S_{ОП}^1} = \frac{K}{K - 1}. \quad (6)$$

Например, при $K = 4$ (2)

$$\frac{S_{Н.ПР}^1}{S_{ОП}^1} = 1,33(2).$$

Примем в первом приближении:

а) $\omega = 0$.

При хорошей работе сепарационных устройств капельным уносом солей с паром (приблизительно 0,02–0,05 %) можно пренебречь по сравнению с выводом солей с непрерывной продувкой (приблизительно 1 %);

б) $k = 0$ – принимаем.

Данное положение будет справедливым для всех солей, которые хорошо растворяются в котловой воде и плохо растворяются в паре (практически все соли, которые присутствуют в КВ, за исключением SiO_2 и некоторых солей оксидов железа).

С учетом этого из уравнения (4) можно получить

$$\frac{S_{Н.ПР}^1}{S_{ПВ}} = \frac{1 + P}{P} = 101. \quad (7)$$

Циркуляционный контур и СУ при данном варианте вывода непрерывной продувки работают с содержанием КВ, равным $101S_{ПВ}$.

Вывод непрерывной продувки из точки № 3

Мысленно перенесем непрерывную продувку из точки 1 в точку 3.

Величину непрерывной продувки сохраним такую же, как и в 1-м варианте.

Вывод солей из точки 3 находится ниже по течению ввода ПВ, поэтому концентрация солей в КВ непрерывной продувки точки 3 будет меньше, чем в упаренной воде, на которой работает циркуляционный контур и СУ, и равной $S_{КВ}^3$.

В первый момент работы контура после переноса непрерывной продувки из т. 1 в т. 3 из-за того, что вывод солей с непрерывной продувкой уменьшается, т. к. $S_{Н.ПР}^3 < S_{Н.ПР}^1$, а приход солей остается постоянным, увеличивается концентрация солей в циркуляционном контуре.

Для переходного режима $(1 + P) \cdot S_{ПВ} > P \cdot S_{Н.ПР}^3$.

Через определенный промежуток времени, связанный с переходным режимом, когда восстановится нарушение солевого баланса, уравнение (1) запишется так:

$$(1 + P) \cdot S_{ПВ} = (\omega + k) \cdot S_{КВ}^3 + P \cdot S_{Н.ПР}^3. \quad (8)$$

Для любого барабанного котла при установившемся режиме будет справедливо следующее утверждение – количество солей, вводимых в котел (отсек), будет равняться количеству солей, выводимых из котла (если допустить, что соли не прикипают к поверхностям нагрева), независимо от места вывода непрерывной продувки.

Следовательно, для установившегося режима и при условии $\omega_1 = \omega_3$, $k_1 = k_3$

$$S_{Н.ПР}^3 = S_{Н.ПР}^1. \quad (9)$$

Сравнивая (8) с (4) замечаем, что при выводе непрерывной продувки из т. 1 циркуляционный контур, СУ и непрерывная продувка «работают» на воде с концентрацией $S_{Н.ПР}^1$, в то время, как при выводе солей из т. 3, циркуляционный контур и СУ работают на $S_{КВ}^3$, а из непрерывной продувки удаляются соли с концентрацией, равной $S_{Н.ПР}^3$.

Составим уравнение солевого баланса для циркуляционного контура

$$K \cdot D \cdot S_{ОП}^3 = (K \cdot D - D) \cdot S_{КВ}^3, \quad (10)$$

причем $S_{ОП}^3 = S_{Н.ПР}^3$

Тогда из (10) после преобразования получим

$$\frac{S_{КВ}^3}{S_{Н.ПР}^3} = \frac{K}{K - 1}, \quad (11)$$

а из (8) с учетом $k \approx 0$ и $\omega \approx 0$ получим

$$\frac{S_{Н.ПР}^3}{S_{ПВ}} = \frac{1 + P}{P}. \quad (12)$$

Подставляя (12) в (11), получим

$$\frac{S_{КВ}^3}{S_{ПВ}} = \frac{1 + P}{P} \cdot \frac{K}{K - 1}, \quad (13)$$

Например, при $P = 0,01$ и $K = 4,0$ (2) получим

$$\frac{S_{KB}^3}{S_{ПВ}} = 101 \cdot 1,33 = 134(202). \quad (14)$$

Скорость отложения накипи в экранных трубах котлов определяется следующей формулой ВТИ [15], мг/(см²·ч).

$$A = KCq^n, \quad (15)$$

где K – постоянный коэффициент, разный для различных солей, например, $K = 1,3 \cdot 10^{-13}$ для (Ca+Mg) и $K = 5,7 \cdot 10^{-14}$ для оксидов железа; C – концентрация накипобразователя в KB, мг/кг; q – воспринятый тепловой поток, Вт/м²; n – показатель степени, который равен приблизительно 2 для (Ca+Mg) и оксидов железа.

Из вышесказанного следует:

- при работе котла с непрерывной продувкой из т. 3 концентрация солей, на которой работает циркуляционный контур и СУ, будет в 1,34–2,0 раза выше, чем при работе котла с непрерывной продувкой из т. 1;
- при работе котла при непрерывной продувке из т. 3 темп отложения накипей будет значительно выше [(см. формулу (15)], а качество пара по солесодержанию будет хуже [(см. формулу (8)];
- при выводе непрерывной продувки из точки 2 (подвод ПВ и вывод непрерывной продувки в одной горизонтальной плоскости) получим промежуточный результат между выводами непрерывной продувки из т. 1 и т. 3;
- были выполнены аналогичные расчеты с учетом избирательного выноса SiO₂, которые показали, что для котлов высокого давления ($p = 15,2$ МПа, $k = 3,5$ %) место вывода непрерывной продувки почти не влияет на концентрацию солей в циркуляционном контуре, т. к. условная продувка (вынос) по пару почти в 3,5 раза выше, чем с котловой водой непрерывной продувки;
- при проектировании внутрикотловых устройств барабанных котлов высокого давления вывод непрерывной продувки необходимо выполнять из т. 1 до смешения KB с ПВ, что позволит:
 - уменьшить темп отложений основных накипобразователей в циркуляционных контурах;
 - улучшить качество пара или уменьшить величину непрерывной продувки.

По опускным трубам из барабана забирается KB, имеющая концентрацию солей $S_{оп}$ (Na, SiO₂, α , pH и др.), в экранных испарительных поверхностях нагрева происходит процесс парообразования (упаривание), в результате чего концентрация солей на выходе из труб увеличивается до S_3 . На основании совместного решения материального и солевого баланса циркуляционного контура, можно получить [см. формулу (5)], что

$$\frac{S_3}{S_{оп}} = \frac{K}{K-1}.$$

Отношение S_3 к $S_{оп}$ при разных кратностях циркуляции по этой формуле будет составлять:

K	2	3	4	5	8	14	20
$\frac{S_3}{S_{оп}}$	2	1,5	1,3	1,25	1,14	1,08	1,05

Котлы низкого и среднего давления работают с кратностями циркуляции 14–20 и более, что приводит к тому, что упаренная вода на выходе из экранных труб (вход в барабан) приблизительно на 5–8 % имеет большую концентрацию солей, чем вода в опускных трубах.

Котлы высокого давления работают с кратностями циркуляции 4–8, и вследствие этого вода на выходе из экранных труб имеет концентрацию солей на 30–14 % выше, чем вода в опускных трубах.

КУ ПГУ с естественной циркуляцией (ЕЦ), как правило, работают с $K < 4,0$, а КУ с МПЦ (многократная принудительная циркуляция) – с $K \approx 2,0$. Это приводит к тому, что концентрация солей в воде на выходе из испарительных труб, например, у котлов с МПЦ, приблизительно в 2 раза выше, чем в опускной системе (стояке).

Вследствие этого организация оптимальной внутрикотловой схемы КУ может быть несколько иной, чем у типовых барабанных котлов высокого давления.

Выше было показано, что место вывода непрерывной продувки и кратность циркуляции циркуляционного контура влияют на распределение концентрации солей в барабане и контуре.

На рис. 2 показаны сепарационные внутрибарабанные устройства КУ типа П-116, П-107 и др., из которого видно, что отбор КВ в линию непрерывной продувки 7 находится в области (в зоне влияния) подвода ПВ 2 и фосфатов 6.

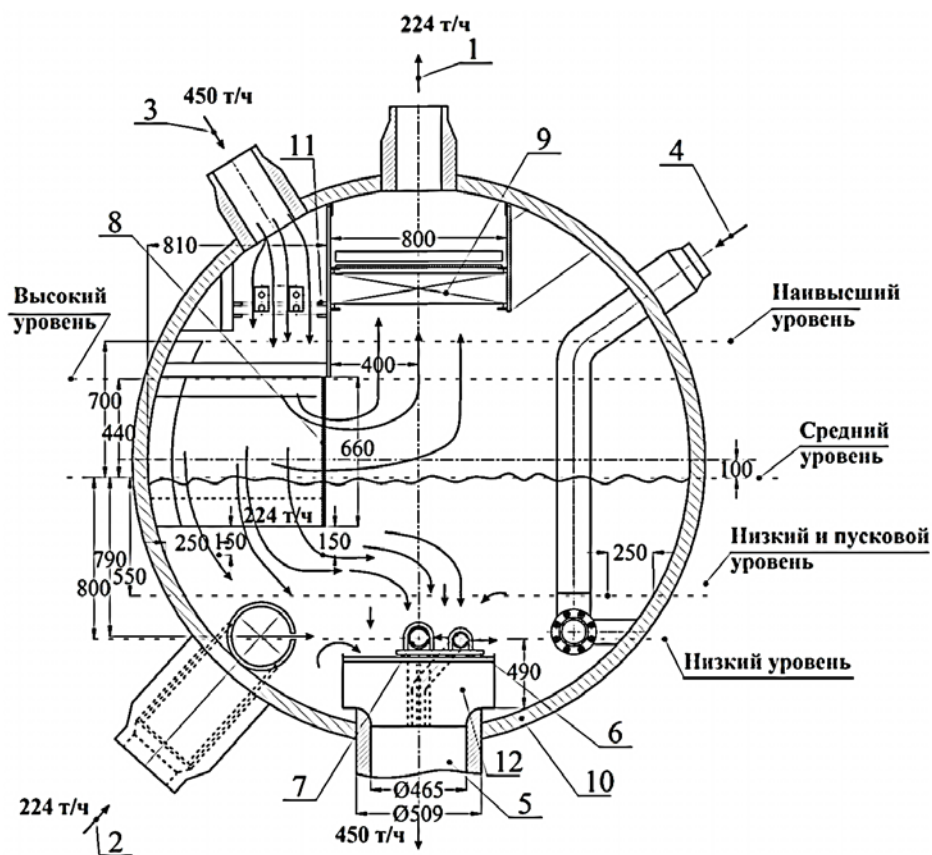


Рис. 2. Барабан ВД КУ П-116:

1 – отвод пара Ø 325×25 мм; 2 – подвод питательной воды Ø 325×25 мм; 3 – подвод пароводяной смеси Ø 325×25 мм 2 шт.; 4 – подвод пара на разогрев барабана; 5 – опускной стояк Ø 465×22 мм; 6 – коллектор фосфатирования Ø 32×6 мм; 7 – коллектор непрерывной продувки Ø 45×5 мм; 8 – стенка перфорированная; 9 – щит; 10 – барабан (Ø_{вн} = 2420 мм, δ_{ст} = 48 мм); 11 – лист дырчатый; 12 – крестовина

Сепарационные устройства, показанные на рис. 2, условно можно представить в виде схемы на рис. 3. Данная внутрикотловая схема является типовой для барабанных котлов и КУ. Справа на этом же рисунке показана модель этой барабанной схемы.

На рис. 4 приведена оптимальная внутрикотловая схема барабанных котлов высокого давления и КУ, разработанная на основе анализа процессов, приведенных выше.

Расчеты солевых балансов и качества пара КУ ПК-85 без применения барботажно-промывочных устройств (БПУ)

Котел выполнен по одноступенчатой схеме испарения котловой воды. Уравнение солевого баланса котла будут аналогичны уравнениям (1) и (2).

При давлении $p = 15,2$ МПа (155 кгс/см²) коэффициент механического уноса для всех солей при нормальной работе СУ составляет величину в долях $5 \cdot 10^{-4}$ (0,05 %), а коэффициент избирательного уноса кремнекислоты – $(3,5-4,0) \cdot 10^2$ (3,5–4,0 %) (данные ЦКТИ [16] и ВТИ [17]).

Уравнения солевого баланса по кремнекислоте с учетом того, что $k \gg \omega$, запишется

$$(1 + P) \cdot \text{SiO}_2^{\text{ПВ}} = P \cdot \text{SiO}_2^{\text{КВ}} + \text{SiO}_2^{\text{П}}; \quad (16)$$

$$\text{SiO}_2^{\text{П}} = k \cdot \text{SiO}_2^{\text{КВ}}. \quad (17)$$

Решая совместно уравнения (16) и (17), получим

$$\text{SiO}_2^{\text{КВ}} = \frac{1 + P}{k + P} \cdot \text{SiO}_2^{\text{ПВ}}. \quad (18)$$

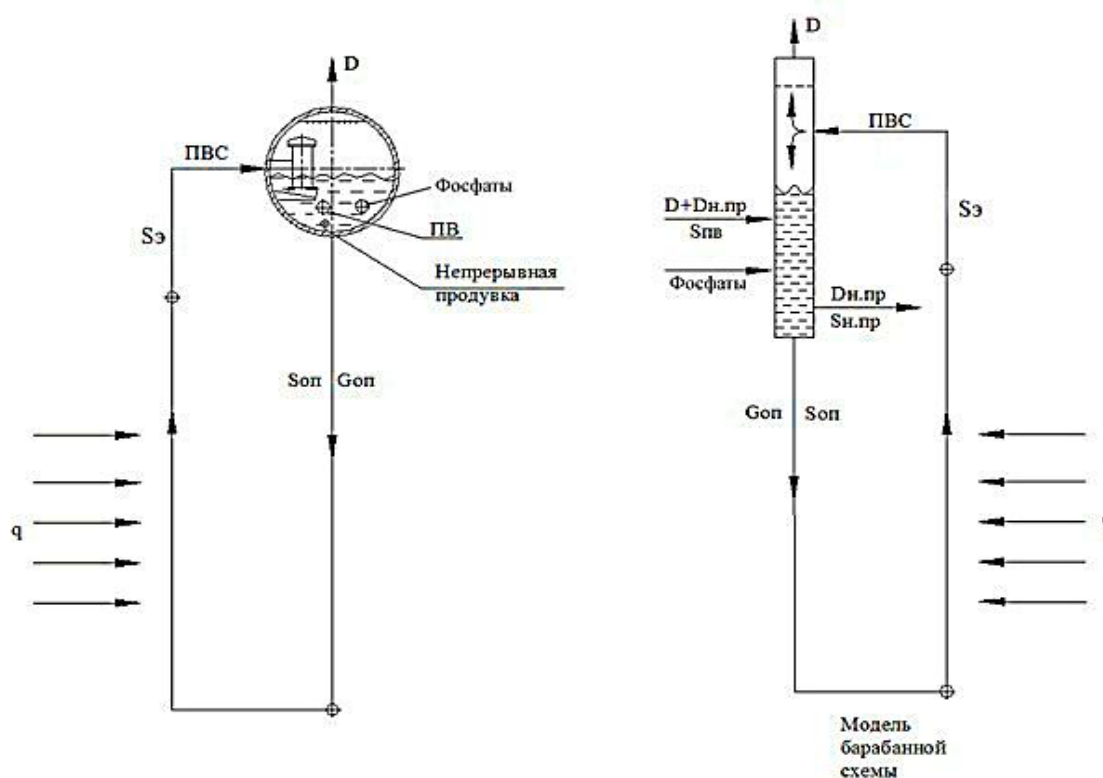


Рис. 3. Типовая внутрикотловая схема барабанных котлов и КУ (например П-116 и др.)

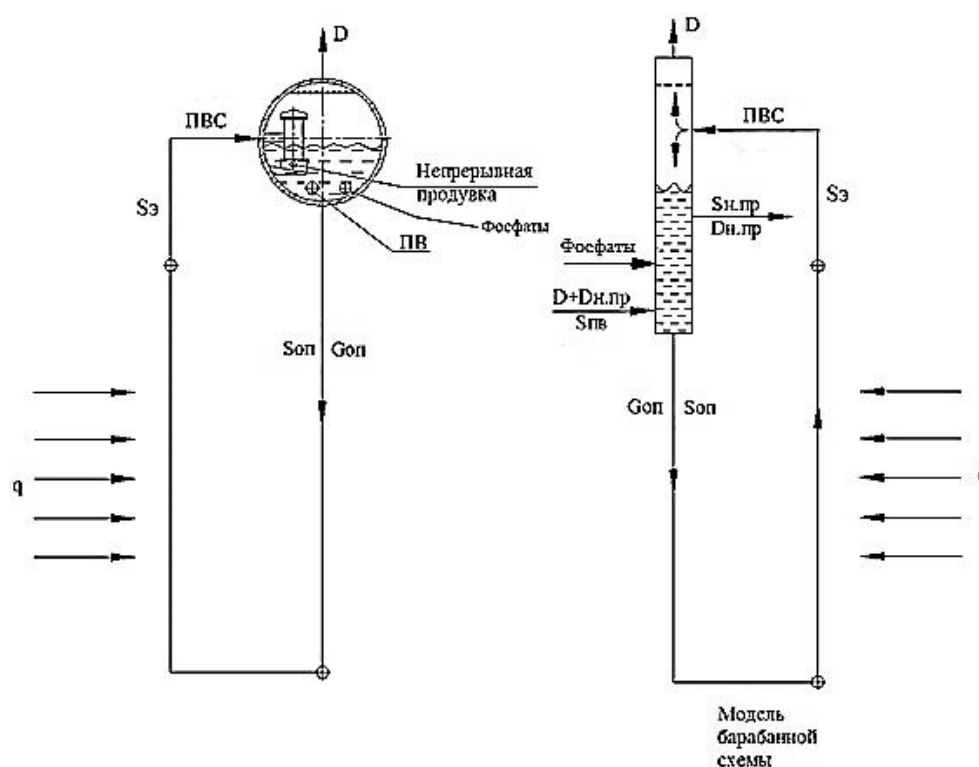


Рис. 4. Оптимальная внутрикотловая схема котлов высокого давления

В табл. 1 приведены результаты расчетов по определению кремнесодержания котловой воды и пара при продувках 0,5; 1,0; 1,5 и 2 % и кремнесодержания ПВ–25 и 30 мкг/дм³.

Таблица 1

Расчетное определение кремнесодержания воды и пара котла при отсутствии БПУ и одноступенчатом испарении ($P_6 = 15,2$ МПа, $k = 4$ %)

P, %	$\text{SiO}_2^{\text{ПВ}}$, мкг/дм ³	$\text{SiO}_2^{\text{КВ}}$, мкг/дм ³	$\text{SiO}_2^{\text{П}}$, мкг/дм ³
0,5	25	558,3	22,33
	30	670	26,8
1	25	505	20,2
	30	606	24,24
1,5	25	461,3	18,45
	30	553,6	22,14
2	25	425	17
	30	510	20,4

Балансовые уравнения по концентрации солей натрия (Na) запишутся

$$(1 + P) \cdot \text{Na}_{\text{ПВ}} = P \cdot \text{Na}_{\text{КВ}} + \text{Na}_{\text{П}}; \quad (19)$$

$$\text{Na}_{\text{П}} = \omega \cdot \text{Na}_{\text{КВ}} \quad (20)$$

т. к. унос солей с паром составляет в среднем до 0,05 %, а с продувкой выводится примерно 1,0 % ($1/0,05 = 20$), т. е. в 20 раз больше, чем с паром, то уносом солей с паром можно пренебречь, и уравнение (19) запишется

$$(1 + P) \cdot \text{Na}_{\text{ПВ}} = P \cdot \text{Na}_{\text{КВ}}; \quad (21)$$

$$\frac{\text{Na}_{\text{КВ}}}{\text{Na}_{\text{ПВ}}} = \frac{100 + P}{P}. \quad (22)$$

По уравнению (22) составлена табл. 2 при концентрации $Na_{ПВ}$, равный 50 и 63 мкг/дм³, и при ω равной 0,05 и 0,1 % (плохая работа СУ).

Расчёты солевых балансов котла, выполненного по одноступенчатой схеме испарения КВ и без барботажной промывки пара, показали, что качество пара котла по SiO₂ составит 23–24 мкг/дм³ и не превысит норму ПТЭ [18] – 25 мкг/дм³, при соблюдении следующих условий:

- величина непрерывной продувки $\geq 1\%$;
- кремнесодержание ПВ не более 30 мкг/дм³ (норма ПТЭ).

Таблица 2

**Расчетное определения концентраций натрия в паре и котловой воде
при отсутствии БПУ и одноступенчатом испарении ($p_6 = 15,2$ МПа)**

Р, %	$Na^{ПВ}$, мкг/дм ³	$Na^{КВ}$, мкг/дм ³	$Na^П$, мкг/дм ³	
			$\omega = 0,05\%$	$\omega = 0,1\%$
0,5	50	10050	5,025	10,05
	63	12663	6,33	12,663
1	50	5050	2,525	5,05
	63	6363	3,181	6,363
1,5	50	3383	1,692	3,383
	63	4263	2,132	4,263
2	50	2550	1,275	2,55
	63	3213	1,607	3,213

По данным ТЭЦ, среднегодовое значение кремнесодержания ПВ котлов ТЭЦ составляло 25,6 мкг/дм³.

Следовательно, качество пара котла по SiO₂ будет несколько лучше, чем по расчётам.

Качество пара котла по Na составит не более 5 мкг/дм³ (норма ПТЭ) при следующих условиях:

- величине непрерывной продувки $\geq 1\%$;
- концентрации Na в ПВ до 50 мкг/дм³;
- влажности отпускаемого пара не более 0,1 %.

Согласно исследованиям гидравлики и солевого режима, в барабанах котлов ВД, выполненных ОАО «ВТИ» было установлено, что при соответствующем изменении мест вводов (отводов) среды в барабан (подвод ПВ, отвод непрерывной продувки) можно снизить концентрацию солей в КВ (прежде всего, солей Na), а значит и улучшить качество пара, вырабатываемого котлом при неизменной концентрации солей в ПВ.

Моделирование процессов в водяном объеме барабана КУ ПК-85 для выбора места установки коллекторов подвода ПВ

Внутрибарабанная схема КУ ПК-85 была разработана с учетом результатов исследований, проведенных выше:

- ✓ непрерывная продувка выводится из зоны максимальных концентраций КВ (т. е. до смешения с ПВ);
- ✓ подвод ПВ выполняется в торцевые части барабана (вне зоны влияния непрерывной продувки);

✓ отвод КВ осуществляется в торцевых частях барабана (после смещения котловой упаренной воды и ПВ).

В связи с тем, что ВЭ котла – некипящий, в барабан котла подводится ПВ, недогретая до температуры насыщения. По данным теплогидравлического расчёта котла, максимальный недогрев питательной воды, подаваемой в барабан, составляет 20,1 °С ($p = 15,2$ МПа и $t_s = 343$ °С).

С учётом исключения попадания относительно «холодной» ПВ на стенки барабана были разработаны перфорированные коллекторы её подвода.

Для выбора оптимального местоположения отверстий на коллекторе были выполнены расчёты вытекающих турбулентных струй ПВ из выпускных отверстий с использованием данных [19].

Основные расчётные формулы:

расстояние от начального сечения до полюса струи

$$X_0 = 0,15 \frac{d}{a},$$

где $a = 0,08$ – коэффициент турбулентности;

длина начального участка

$$X_A = 0,335 \frac{d}{a};$$

угол расширения струи

$$\operatorname{tg} \alpha = 3,4 a .$$

диаметр струи в переходном сечении, а также в любом сечении

$$D_{\text{пер.х}} = d + 6,8 X_A;$$

$$D_x = d + 6,8 a x.$$

скорость в любом сечении струи (за переходным сечением)

$$U_x = U_0 \cdot \frac{0,48 \cdot d}{a \cdot x + 0,145 \cdot d};$$

температура среды на оси трубы

$$\frac{\Delta T_M}{\Delta T_0} = 0,86 \cdot \frac{U_m}{U_0},$$

где $\Delta T_M = T_M - T_{\text{окр. ср.}}$; $\Delta T_0 = T_0 - T_{\text{окр. ср.}}$; T_0 – температура среды в начальном участке; U_0 – скорость в начальном участке; U_m – скорость среды на оси струи.

На рис. 5 приведены обобщающие графики эпюр скоростей и температур, коллектора подвода ПВ для отверстий диаметром 5, 8 и 12 мм.

На основании анализа эпюр скоростей и температур турбулентных струй ПВ в барабане котла была разработана система отверстий на коллекторе ПВ.

Основные конструктивные решения по коллектору ПВ следующие:

- все отверстия располагаются только на верхней образующей коллектора (для исключения попадания «холодной» ПВ на нижнюю образующую барабана);
- отверстия (по окружности) располагаются под углом 30° (для исключения слияния струй);

- в каждом ряду коллектора располагается:
одно отверстие диаметром 5 мм под углом 90° (к горизонту);
два отверстия диаметром 8 мм под углом 60°;
четыре отверстия диаметром 12 мм под углом 0° и 30°.
- количество рядов отверстий у каждого коллектора – 24 шт.

Из рис. 5 следует, что вытекающая ПВ из отверстий имеет недогрев до насыщения 20,1 °С, а при контакте турбулентных струй с телом барабана недогрев воды составляет всего 2 °С.

Разработка оптимальной конструкции внутрикотловых устройств барабана высокого давления КУ ПК-85 и результаты испытаний

Основные характеристики контура высокого давления с естественной циркуляцией

Максимальная паропроизводительность т/ч	297,4
Давление в барабане, МПа (кгс/см ²)	15,2(155)
Давление перегретого пара, МПа	13,8
Температура ПВ, °С	161
Средняя кратность циркуляции	3,57
Диаметр барабана, мм	1800
Длина цилиндрической части, м	13,6
Толщина стенки, мм	74
Материал барабана	15NiCuMoNb5
Величина непрерывной продувки, %	1,0
Содержание кремнекислоты в ПВ, мкг/дм ³	25,6
Содержание соединений натрия, мкг/дм ³	63

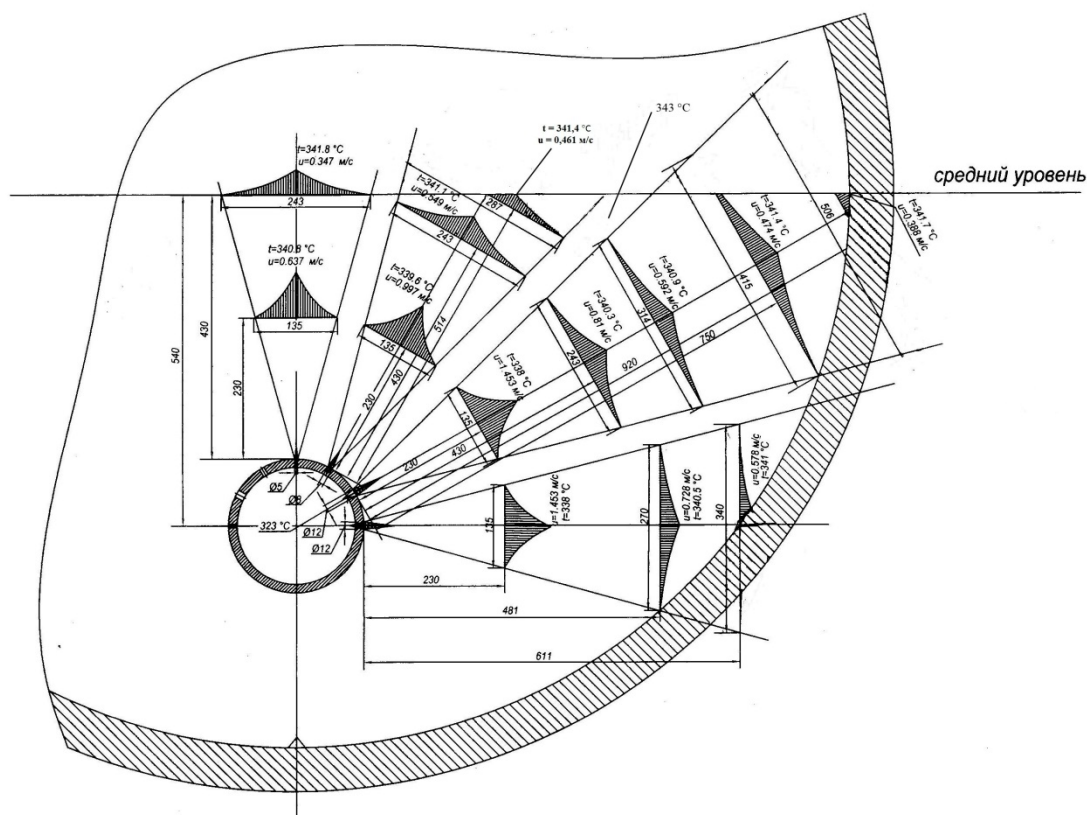


Рис. 5. Подвод питательной воды в барабан КУ системой отверстий диаметром 12, 8, 5 мм (эпюры скоростей и температур в водяном объеме барабана)

На рис. 6 и 7 показана конструкция внутрикотловых устройств барабана высокого давления Технические решения:

- одноступенчатое испарение КВ;
- применена сепарационная схема без БПУ;
- вывод непрерывной продувки из центральной части барабана (зона максимальных концентраций солей);
- подвод ПВ в торцах барабана непосредственно перед опускающимися трубами (за зоной действия непрерывной продувки);
- для грубого разделения пара от воды применены циклоны диаметром 350 мм;
- для окончательной осушки пара на выходе из барабана установлены наклонные жалюзи с дренажной системой;
- для обеспечения равномерной эпюры поля скоростей пара в жалюзи и за ними, устанавливаются дырчатые листы и др.

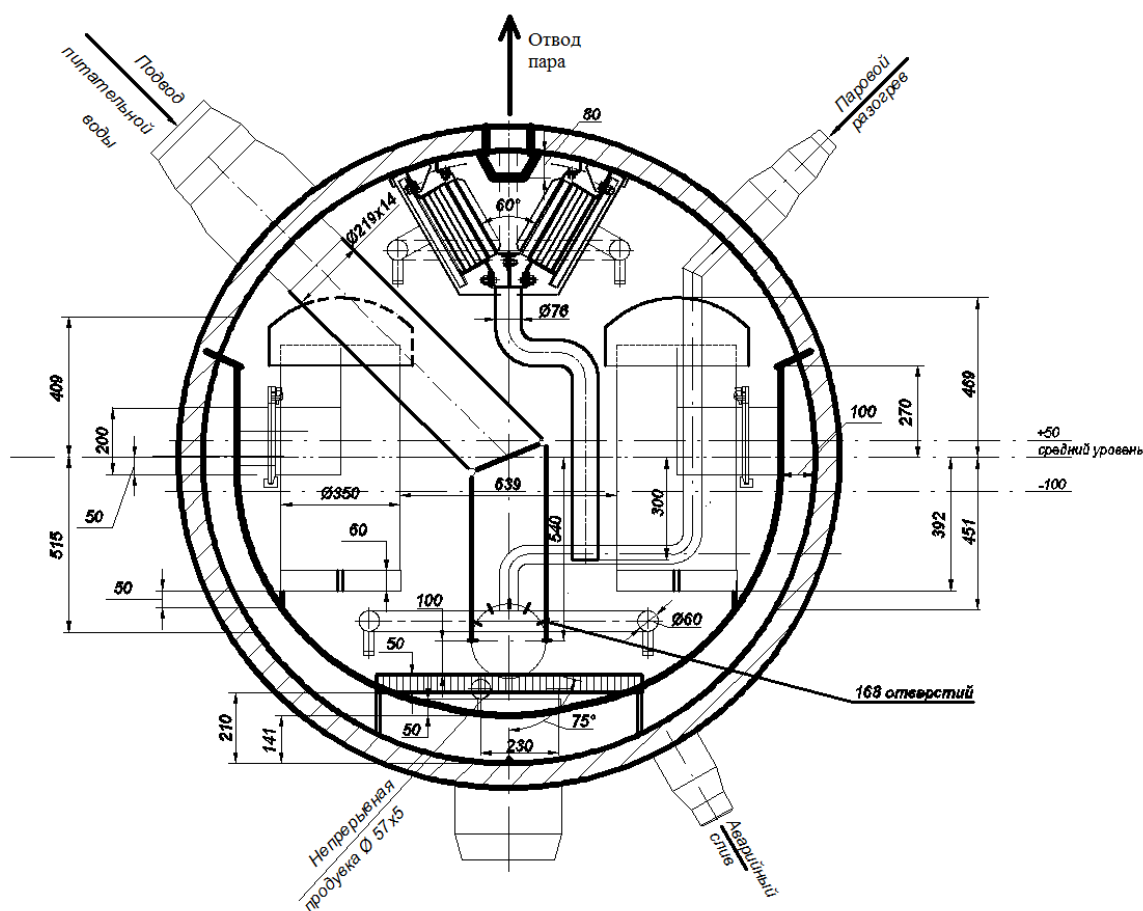


Рис. 6. Внутрибарабанные устройства котла ПК-85 (поперечный разрез)

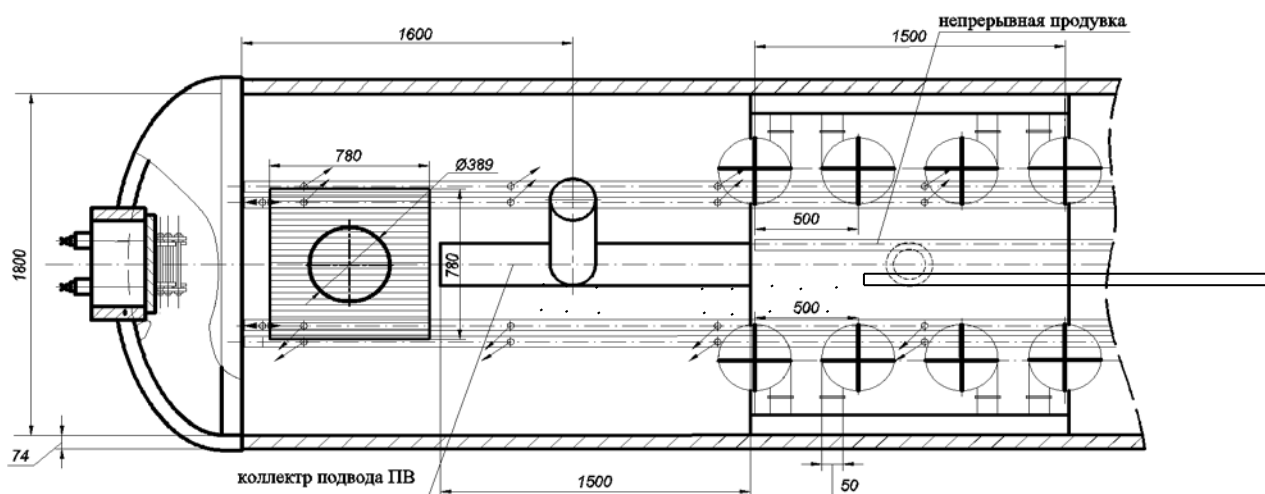


Рис. 7. Внутрибарабанные устройства котла ПК-85 (продольный разрез)

КУ данной конструкции установлен на Новогорьковской ТЭЦ для работы в составе ПГУ, состоящей из двух ГТУ GT13E2Alstom и двух КУ.

В табл. 3 приведены нормы питательной, котловой воды и пара и достигнутые результаты.

В заключении можно сделать вывод, что:

- ♦ разработанная внутрикотловая схема и сепарационные устройства БВД обеспечивают выдачу пара, удовлетворяющую нормам при номинальной нагрузке КУ и ПГУ, среднем уровне воды в барабане и величине непрерывной продувки 0,5–1,0 %;
- ♦ качество пара БВД по Na обеспечивается даже при повышенной концентрации Na в питательной воде до 200 мкг/дм^3 (норма 50 мкг/дм^3 [18]);
- ♦ качество пара по SiO_2 обеспечивается даже при превышении нормы в КВ по SiO_2 в 2 раза, т. е. до 400 мкг/дм^3 (при норме не более 200 мкг/дм^3);
- ♦ качество пара обеспечивается при величине УЭП КВ, равной 380 мкСм/см , при норме $10\text{--}30 \text{ мкСм/см}$.

При расчетной кратности циркуляции КУ $K = 3,57$ отношение концентраций солей в непрерывной продувке (на выходе из экранов) и в опускной системе равно (см. формулу 6):

$$\frac{S_{\text{н.пр}}}{S_{\text{оп}}} = \frac{K}{K - 1} = \frac{3,57}{3,57 - 1} = 1,39 \approx 1,4.$$

На основании результатов испытаний котла было установлено, что это отношение равно

$$\frac{S_{\text{н.пр}}}{S_{\text{оп}}} = 1,3\text{--}1,4,$$

т. е. экспериментальные данные удовлетворительно совпадают с теорией.

Таблица 3

**Нормы и достигнутые результаты качества воды и пара барабана
высокого давления КУ ПК-85 (по данным испытаний «Урал ОРГРЭС»)**

Показатель	Питательная вода		Пар	Котловая вода	
	Норма	Достигнутые результаты		Норма	Достигнутые результаты
pH	9,0–9,2	–	> 8,5	9,3–9,6	–
УЭПн, мкСм/см	< 1,5	–	< 1	–	–
УЭП, мкСм/см	–	–	–	10–30	380
Содержание кислорода O ₂ , мкг/дм ³	< 10,0	–	–	–	–
Общее железо Fe, мкг/дм ³	< 20,0	–	–	< 30,0	–
Содержание кремнекислоты SiO ₂ , мкг/дм ³	< 30,0	–	< 25,0	< 200,0	400
Содержание натрия Na, мкг/дм ³	< 50,0	200	< 5,0	–	–
Содержание аммиака NH ₃ , мкг/дм ³	< 1000	–	–	–	–
Содержание фосфатов PO ₄ , мг/дм ³	–	–	–	0,5–2	–
Содержание гидразина N ₂ H ₄ , мкг/дм ³	20–60	–	–	–	–

Список литературы

1. Маргулова, Т.Х. О расчетах водного режима в отношении чистоты пара [Текст] / Т.Х. Маргулова // Теплоэнергетика. – 1955. – № 3. – С. 14–17.
2. Маргулова, Т.Х. Методы получения чистого пара [Текст] / Т.Х. Маргулова. – М.-Л.: ГЭИ, 1955. – 180 с.
3. Водный режим тепловых электростанций [Текст] / под ред. Т.Х. Маргуловой. – М.-Л.: Энергия, 1965. – 384 с.
4. Маргулова, Т.Х. Водные режимы тепловых и атомных электростанций [Текст] / Т.Х. Маргулова, О.И. Мартынова. – М.: Высшая школа, 1981. – 320 с.
5. Фёдоров, А.И. Исследование гидравлики и распределение примесей в циркуляционных контурах и барабане (чистый отсек) котла высокого давления [Текст] / А.И. Фёдоров // Теплоэнергетика. – 2004. – № 2. – С. 52–57.
6. Фёдоров, А.И. Влияние конструкции и состояния внутрикотловых устройств на надёжность работы барабанных котлов [Текст]: сб. докл. / А.И. Фёдоров // Научно-технический семинар «Водно-химические режимы и водоподготовка на ТЭС». – М.: ОАО «ВТИ», 2004. – С. 125–143.
7. Фёдоров, А.И. Эксплуатация и опыт наладки внутрикотловых устройств барабанных котлов [Текст]: учебно-методическое пособие / А.И. Фёдоров. – М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2005. – 132 с.
8. Фёдоров, А.И. Выявление и устранение солевых перекосов в барабанных котлах высокого давления [Текст] / А.И. Фёдоров // Энергетик. – 2005. – № 7. – С. 18–21.
9. Фёдоров, А.И. Исследование гидравлики и распределения примесей в выносном солевом отсеке котла высокого давления [Текст] / А.И. Фёдоров // Теплоэнергетика. – 2005. – № 9. – С. 44–53.
10. Фёдоров, А.И. Возможности штатной схемы химконтроля котловой воды барабанных котлов высокого давления по организации надёжного водного режима [Текст]: сб. докл. и тез. / А.И. Фёдоров // Научно-технический семинар «Автоматизация химического контроля и управления установками водоприготовления и водно-химическими режимами ТЭС». – М.: ОАО «ВТИ», 2006. – С. 24–35.
11. Фёдоров, А.И. Анализ влияния конструкции и состояния внутрикотловых устройств на надёжность работы барабанных котлов [Текст] / А.И. Фёдоров, И.П. Петров, Д.А. Тоболь // Электрические станции. – 2006. – № 6. – С. 65–73.
12. Фёдоров, А.И. Достаточность штатной схемы химического контроля котловой воды барабанных котлов высокого давления при организации надёжного водного режима [Текст] / А.И. Фёдоров // Энергетик. – 2006. – № 12. – С. 15–18.
13. Фёдоров, А.И. Пособие по эксплуатации барабанных котлов среднего и высокого давления [Текст] / А.И. Фёдоров. – М.: ОАО «ВТИ», 2006. – 188 с.
14. Фёдоров, А.И. Методика расчёта схем ступенчатого испарения в барабанных котлах с двухсторонними солевыми отсеками [Текст] / А.И. Фёдоров // Теплоэнергетика. – 2007. – № 4. – С. 46–54.

15. **Манькина, Н.Н.** Физико-химические процессы в пароводяном цикле электростанций [Текст] / Н.Н. Манькина. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 432 с.
16. Расчет и проектирование внутрикотловых схем и сепарационных устройств барабанных котлов высокого давления [Текст]: РТМ 108.030.05–75. – М., 1975. – 65 с.
17. **Манькина, Н.Н.** Эффективность промывочно-сепарационных устройств барабанных котлов давлением 15,2 Мн/м² [Текст] / Н.Н. Манькина, Ю.В. Козлов, В.А. Коровин // Теплоэнергетика. – 1965. – № 8. – С. 34–38.
18. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ [Текст]. – М.: СПО ОРГРЭС, 2003. – 320 с.
19. **Абрамович, Г.Н.** Теория турбулентных струй [Текст] / Г.Н. Абрамович, Т.А. Гиршович, С.Ю. Крашенинников, А.Н. Секундов, И.П. Смирнова. – Изд. 2-е, перераб. и доп.; под ред. Г.Н. Абрамовича. – М.: Наука, 1984. – 717 с.

КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ И ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ ПАРОГАЗОВЫХ ТЭС, В СОСТАВ КОТОРЫХ ВХОДЯТ УСТАНОВКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ТКО

А.Н. ТУГОВ (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Парогазовые технологии и возобновляемые источники энергии (ВИЭ) – приоритетные направления на сегодняшней стадии развития отечественной энергетики. Среди всех ВИЭ самым доступным и одним из наиболее экономически целесообразных являются тепловые электростанции, на которых сжигают твердые коммунальные отходы (ТКО) – ТЭС на ТКО (за рубежом Waste-to-Energy Plant (WTE)) [1].

Газотурбинные установки (ГТУ) мощностью более 25 МВт с паровыми котлами-утилизаторами (КУ) уже установлены на 77 ТЭС России. Электростанций, сжигающих ТКО, в РФ гораздо меньше – всего три. Однако государственная политика РФ направлена на их массовое строительство. Так, Распоряжением Правительства РФ от 28.02.2017 355-р определены первоочередные регионы (Республика Татарстан, Московская область и Москва), на территории которых будут реализованы проекты по строительству генерирующих объектов на основе ТКО суммарной установленной мощностью 335 МВт. В Постановлении Правительства Российской Федерации от 31.03.2017 № 375 говорится об увеличении производства электрической энергии генерирующими ТЭС на ТКО в совокупном объеме производства электрической энергии в Российской Федерации до 0,39 % к 2020 г.

Одним из недостатков парогазовых установок (ПГУ) по сравнению с традиционными паротурбинными установками (ПТУ) является то, что работа ПГУ в теплофикационном режиме существенно снижает их и так ограниченные возможности эксплуатации в переменных электрических режимах. Так, например, повысить тепловую нагрузку потребителю можно только путем увеличения подачи пара на теплофикационную турбину, а это определяет повышение нагрузки котлов-утилизаторов и, соответственно, газовых турбин. А поскольку соотношение вырабатываемой электроэнергии на ГТУ и ПТУ составляет примерно как 70 к 30, увеличение тепловой мощности всегда приводит к повышению электрической мощности ГТУ и ПГУ в целом, что зачастую не только не требуется, но и не желательно. Увеличить расход пара без увеличения мощности блока можно, если оборудовать котлы-утилизаторы мощными устройствами дожига топлива, но это дорого и неэффективно. Более рационально организовать совместную работу ПГУ с другим источником генерации пара. Таким источником может служить котел для сжигания ТКО.

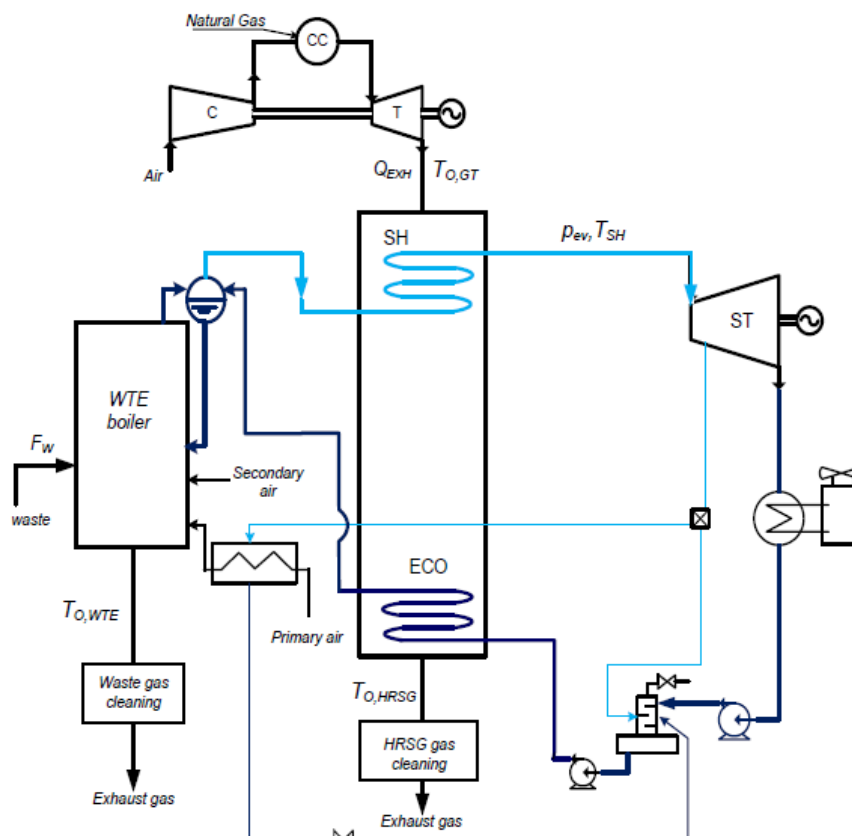


Рис. 1. Комбинированная схемы ПГУ–WTE (схема 1):

WTE boiler – котел для сжигания ТКО; *SH* – пароперегреватель; *ECO* – экономайзер; *C* – компрессор; *T* – газовая турбина; *CC* – камера сгорания; *ST* – паровая турбина; *Natural gas* – природный газ; *Waste* – отходы; *Primary air* – первичный воздух; *Secondary air* – вторичный воздух; *Exhaust gas* – уходящие газы

Основное направление по усовершенствованию работы ТЭС на ТКО сейчас, когда экологические проблемы практически полностью решены, - это повышение эффективности преобразования энергипотенциала ТКО в электроэнергию. В [1] анализируется опыт работы отечественных ТЭС, основным топливом которых являются ТКО. Отмечается очень низкий электрический коэффициент полезного действия (КПД) таких ТЭС, который в конденсационном режиме составляет всего 10–15 %. Относительно невысокий электрический КПД связан, прежде всего, с низкими параметрами пара. Так, например, на московском спецзаводе (МСЗ) № 4, где установлены две турбины П-6-1,2 мощностью по 6 МВт, температура и давление пара не превышают 320 °С и 1,3 МПа соответственно. Испытаниями, выполненными ОАО «ВТИ» на МСЗ № 4, установлено, что электрический КПД на этом заводе меньше 15 %. Столь низкие по сравнению с традиционными энергоустановками параметры пара обусловлены чрезвычайно высокой коррозионной агрессивностью продуктов сгорания ТКО по отношению к металлу труб пароперегревателя.

В [1] отмечается, что одним из способов повысить эффективность выработки электроэнергии и тепла на ТЭС, сжигающих ТКО, является как раз совместная работа парогазовых установок, имеющих более высокий электрический КПД, и котлов для сжигания ТКО в едином комплексе.

На рис. 1 показана такая схема, где котел WTE генерирует насыщенный пар, а в КУ ПГУ осуществляется его перегрев и нагрев питательной воды.

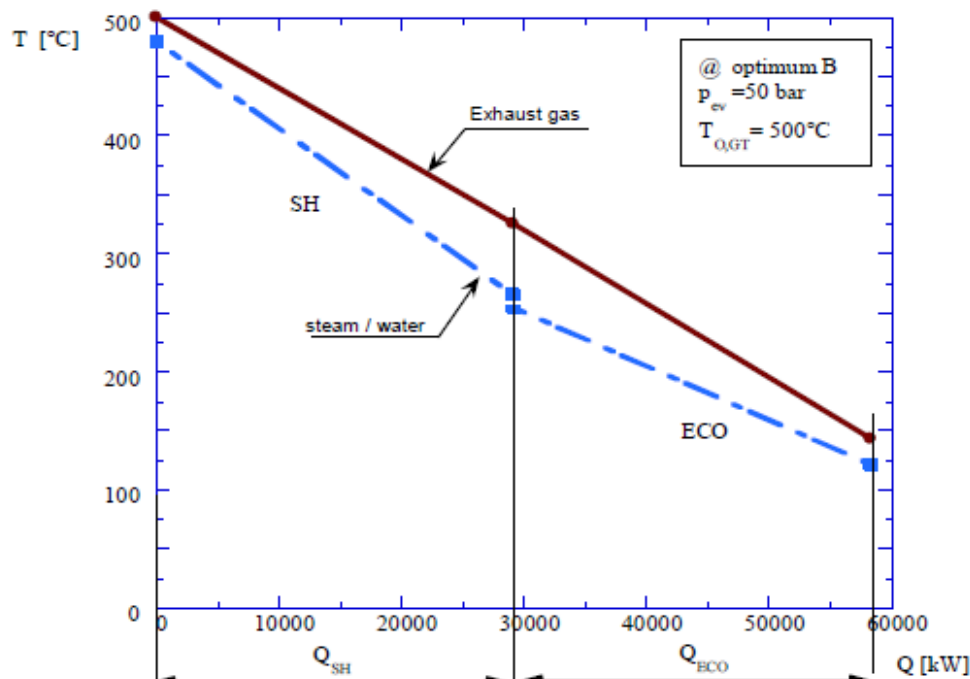


Рис. 2. Диаграмма T-Q для КУ ПГУ по схеме на рис. 1

Таким образом, работа ПГУ и WTE в единой комбинированной схеме позволяет решить обе обозначенных выше проблемы.

Расчеты показывают, что в этом случае при параметрах пара 5,0 МПа, 480 °С и температуре питательной воды 110 °С расход пара на паровую турбину возрастает примерно в 2,3 раза.

На рис. 2 показана T-Q-диаграмма для котла-утилизатора ПГУ, из которой видно, что при реализации схемы по рис. 1 температура перегрева пара ограничена только температурой дымовых газов на выходе из ГТУ и может быть достаточно высокой (в данном случае 480 °С). Принятая в КУ теплота дымовых газов после ГТУ делится примерно поровну между пароперегревателем (SH) и экономайзером (ECO).

Основной недостаток представленной на рис. 1 схемы – высокая температура уходящих газов из котла WTE, что снижает коэффициент использования тепла топлива, каковыми являются ТКО.

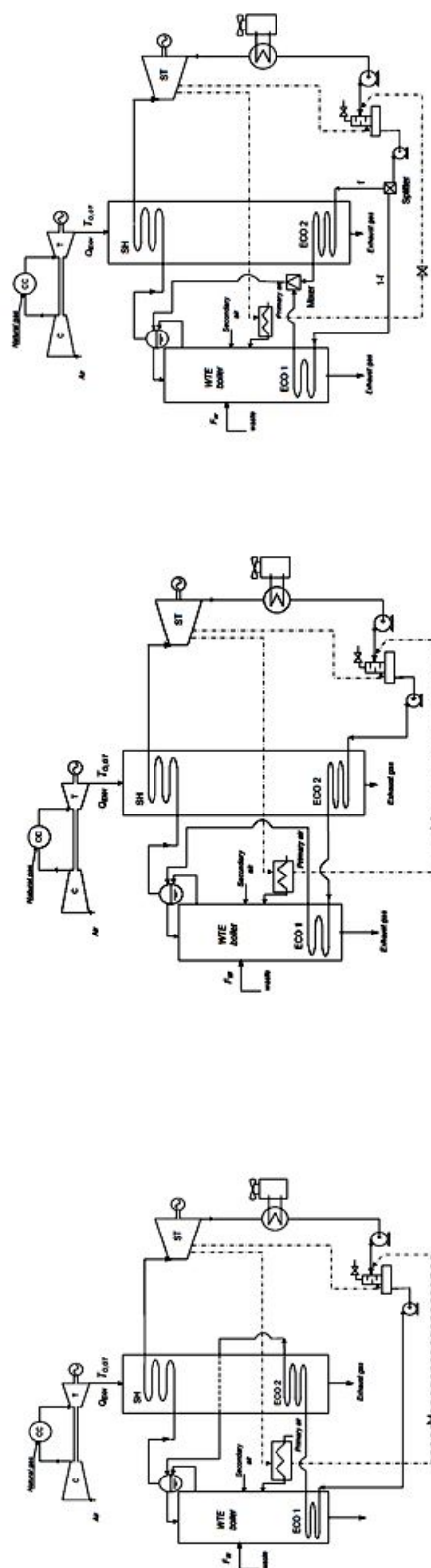
С целью выбора оптимальной комбинированной схемы ПГУ–WTE были выполнены расчетные исследования показанных на рис. 1, 3 и 4 схем комбинированной работы ПГУ–WTE, результаты которых представлены в [2].

В расчетах состав ТКО и продуктов сгорания природного газа (дымовые газы после ГТУ) принят в соответствии с их характеристиками, которые приведены ниже.

Основной задачей исследований было выбрать такую схему, при которой будет образовываться максимальное количество перегретого пара, а температура уходящих газов после КУ ПГУ и котла WTE будет минимальной (для котла WTE приближаться к оптимальной 160 °С).

На рис. 5–7 приводятся полученные результаты этих исследований.

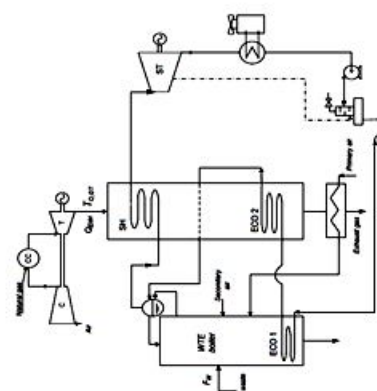
Приращение массового расхода пара и выходной мощности паровой турбины при реализации комбинированной схемы ПГУ–WTE по сравнению с ТЭС на ТКО, работающей в автономном режиме, показано на рис. 8.



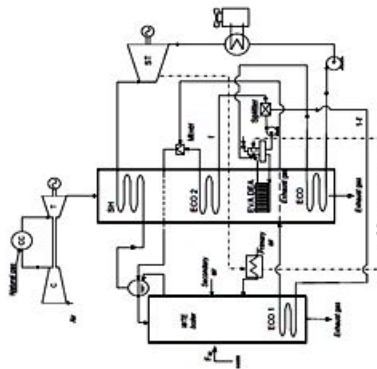
а) Схема 2

б) Схема 3

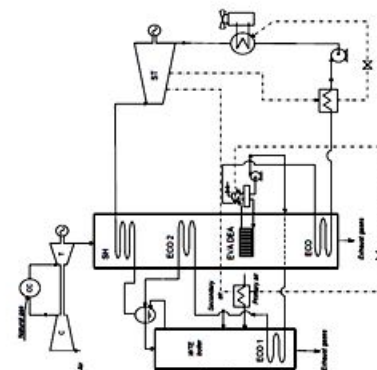
в) Схема 4



г) Схема 5



д) Схема 6



е) Схема 7

Рис. 3. Варианты тепловой схемы совместной работы ПГУ–WTE (обозначения – см. на рис. 1 и 4):
а – схема 2; б – схема 3; в – схема 4; г – схема 5; д – схема 6; е – схема 7

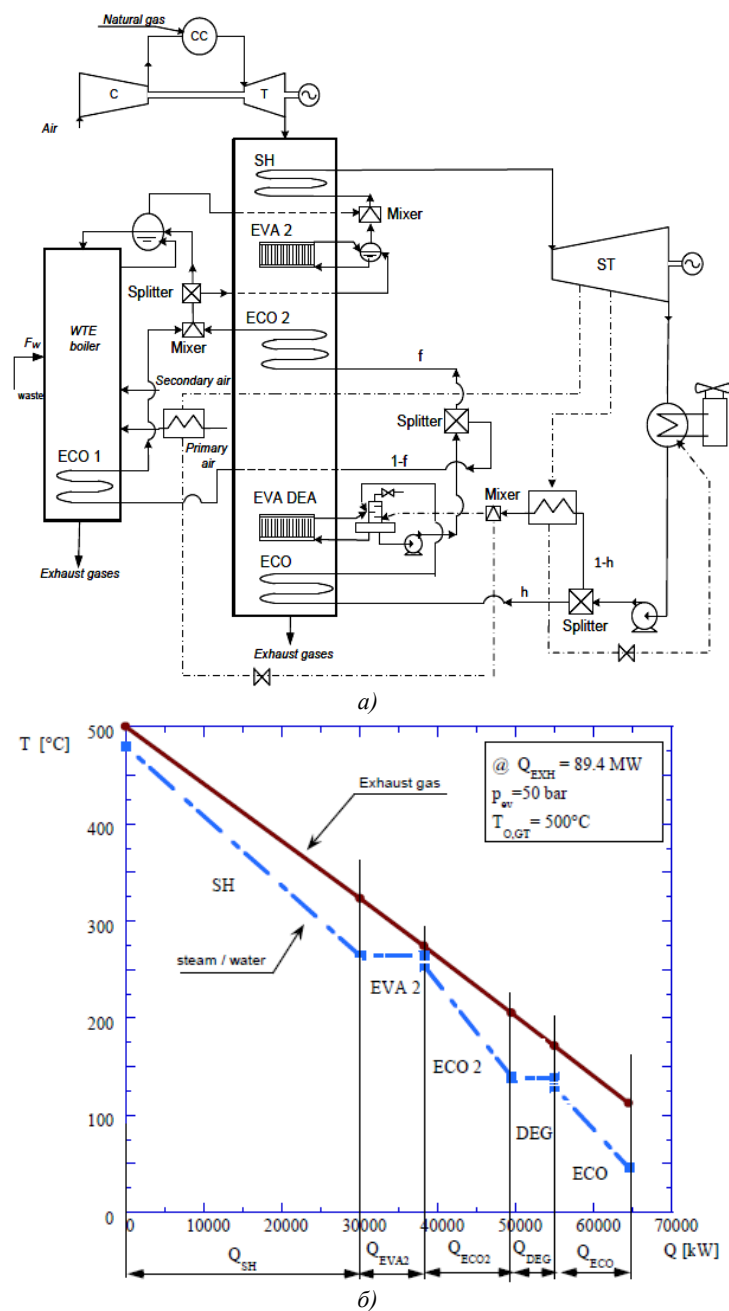


Рис. 4. Комбинированная схемы ПГУ–WTE (схема 8):

a – принципиальная схема; *б* – диаграмма T-Q для КУ ПГУ; WTE boiler – котел для сжигания ТКО; SH – пароперегреватель; ECO – экономайзер; EVA – испаритель; C – компрессор; T – газовая турбина; CC – камера сгорания; ST – паровая турбина; Mixer – смеситель; Splitter – распределительное устройство; Natural gas – природный газ; Waste – отходы; Primary air – первичный воздух; Secondary air – вторичный воздух; Exhaust gas – уходящие газы

Характеристики ТКО

Состав, %:

влажность.....	23,0
зольность.....	15,0
выход летучих	62,0
углерод на сухую беззольную массу	52,5
водород на сухую беззольную массу.....	7,5
кислород на сухую беззольную массу.....	38,5
азот на сухую беззольную массу	1,3
сера на сухую беззольную массу	0,2

Теплота сгорания на рабочую массу, МДж/кг 11,85

Характеристики продуктов сгорания природного газа на выходе из ГТУ

Молекулярный вес	28,6344
Молекулярный состав:	
кислород O_2	0,1531
азот N_2	0,7610
водяные пары H_2O	0,0510
монооксид углерода CO	0,0000
диоксид углерода CO_2	0,0258
метан CH_4	0,0000
водород H_2	0,0000
аргон Ar	0,0091
Энтальпия продуктов сгорания при 500 °C, кДж/кг	519,78

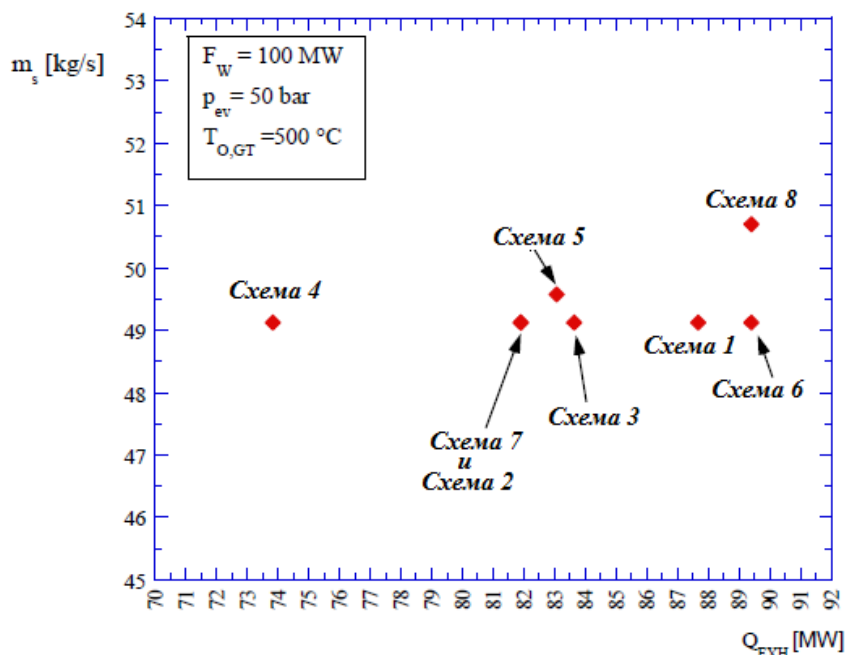


Рис. 5. Максимально возможный для разных схем массовый расход пара в зависимости от располагаемой мощности дымовых газов после ГТУ, при которой этот расход достигается

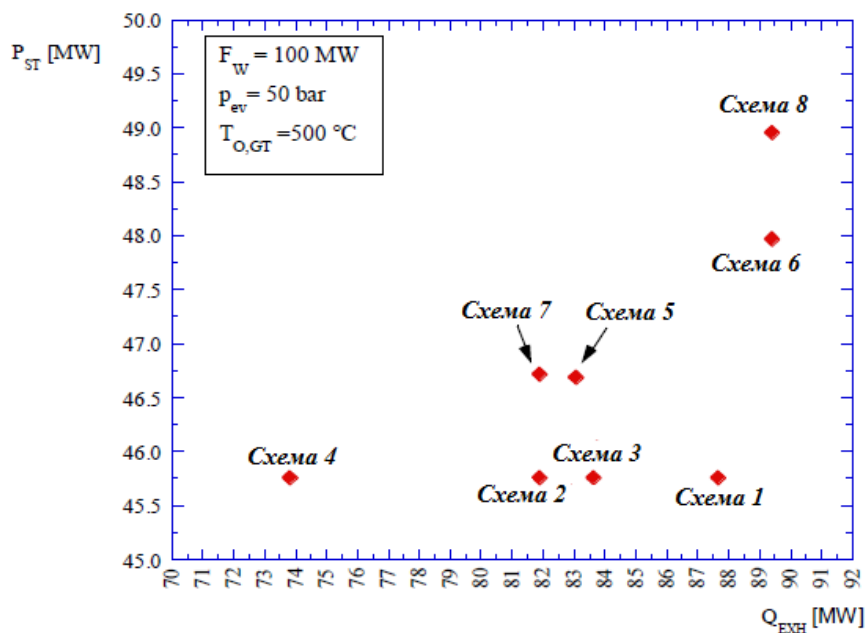


Рис. 6. Максимально возможная для разных схем выходная мощность паровой турбины в зависимости от располагаемой мощности дымовых газов после ГТУ, при которой эта мощность достигается

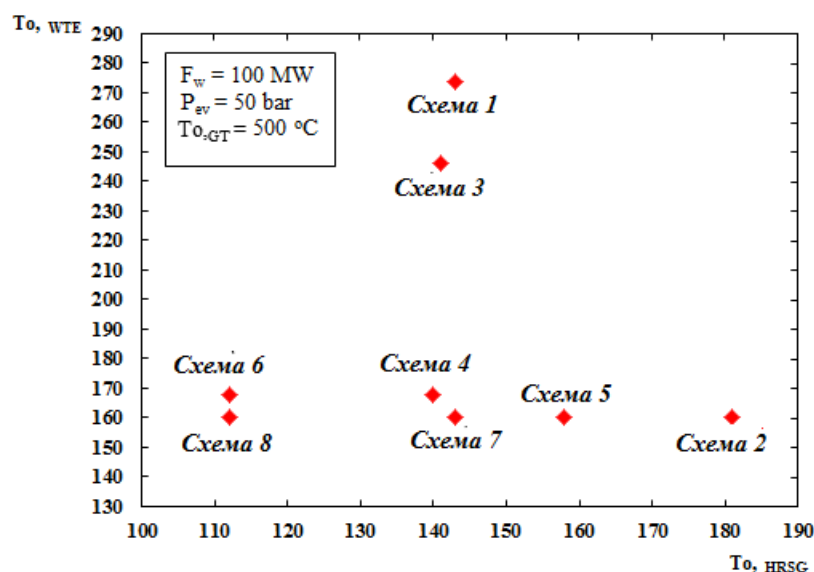


Рис. 7. Температуры дымовых газов на выходе из КУ ПГУ и котла WTE для разных схем в условиях максимально возможной выходной мощности паровой турбины

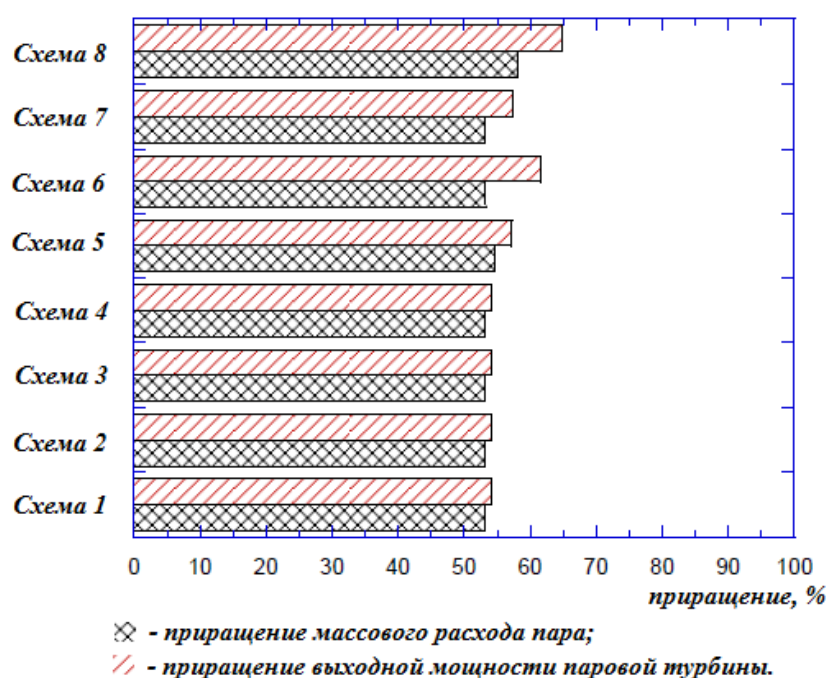


Рис. 8. Приращение массового расхода пара и выходной мощности паровой турбины при реализации комбинированной схемы ПГУ-WTE по сравнению с ТЭС на ТКО, работающей в автономном режиме

Следует отметить, что массовый расход пара для всех рассмотренных схем существенно выше, чем у автономной ТЭС на ТКО, на которой сжигается такое же количество отходов и работающей при одинаковых параметрах пара, соответственно равных, в данном случае, 5,0 МПа и 480 °C. Расход пара, генерируемого автономной ТЭС на ТКО, составляет примерно 32,09 кг/с, при этом мощность паровой турбины будет равной 29,7 МВт. Реализация схемы ПГУ-WTE дает приращение этих параметров в зависимости от схемы от 53 до 58 % для расхода пара и от 54 до 65 % для мощности паровой турбины.

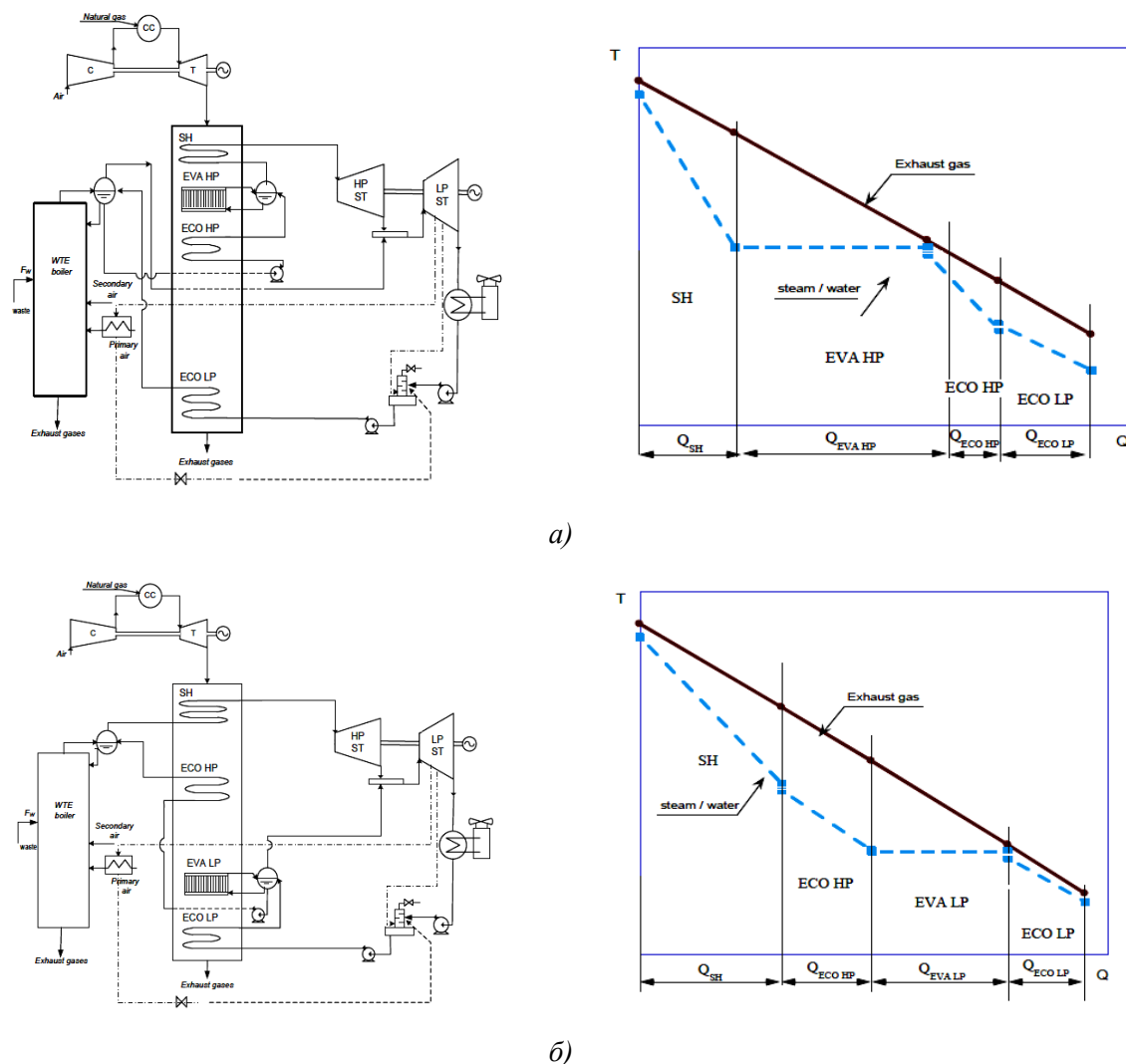


Рис. 9. Установка ПГУ–WTE с двумя паровыми контурами:
 а – с испарительной поверхностью низкого давления (LP) в КУ ПГУ; б – с испарительной поверхностью высокого давления (HP) в КУ ПГУ (другие обозначения – см. рис. 4)

На основании анализа рис. 5–8, можно заключить, что наилучшие показатели для ПГУ с одним давлением пара (с одноконтурным КУ) наблюдаются у схемы 8, изображенной на рис. 4.

В [2] анализируются также схемы с двумя давлениями пара (с двухконтурными КУ), например, показанные на рис. 9.

Исследуются и другие возможные варианты повышения эффективности работы схем ПГУ–WTE. Например, на рис. 10 показано влияние на приращение выходной мощности паровой турбины при реализации комбинированной схемы ПГУ–WTE параметров пара.

Из рис. 10 видно, что если при параметрах пара $p = 4,0$ МПа и $t = 400$ °С приращение составляет 37 %, то при повышении давления до 8,0 МПа и температуры перегрева до 530 °С мощность турбины увеличивается почти на 70 %.

Выбор оптимальной схемы работы ПГУ–WTE и параметров пара должны производиться для каждой конкретной ТЭС индивидуально. Ниже приводятся примеры практической реализации комбинированной схемы ПГУ–WTE.

В [3] указывается о четырех таких станции, работающих в Японии, и о десяти – в Европе.

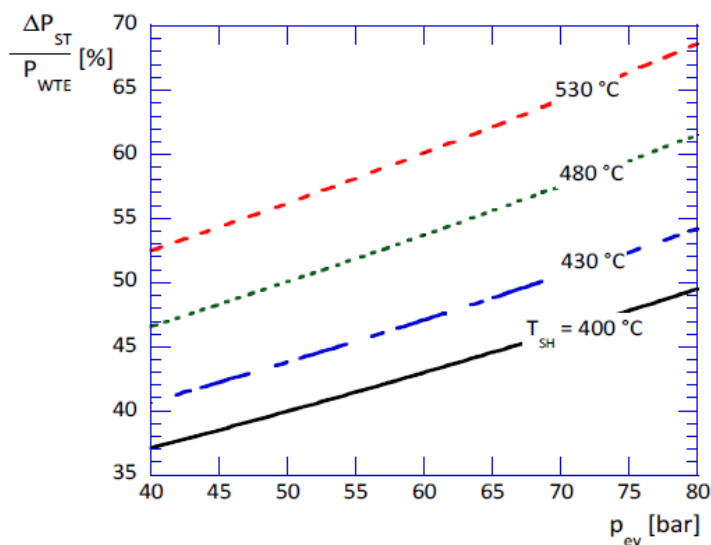


Рис. 10. Приращение выходной мощности паровой турбины в зависимости от параметров пара при реализации комбинированной схемы ПГУ–WTE по сравнению с ТЭС на ТКО, работающей в автономном режиме

В Японии работы по реконструкции старых ТЭС на ТКО с помощью парогазового цикла начали проводить с 1996 г. (ТЭС Такахама в префектуре Гумма, запущенная в эксплуатацию в ноябре 1996 г., была первой установкой такого рода). Следующий за ней Центр по очистке Сакай в г. Осака был сдан в эксплуатацию в апреле 1998 г., а в июле 1998 г. начал свою работу завод на Северном Кюсю. Еще одна ТЭС такого типа была построена в г. Чiba в 2002 г. [4].

На ТЭС Такахама увеличение производства электроэнергии было достигнуто путем интеграции небольшой газовой турбины мощностью 15 МВт и установкой 10-мегаваттной паровой турбины. Тепловой схемой предусматривалось деление воды из экономайзера на два потока таким образом, что насыщенный пар (при давлении 2,0 МПа) генерируется как в котле, сжигающем ТКО, так и в КУ после ГТУ; после чего оба потока перемешиваются, и пар перегревается в котле-утилизаторе до температуры 400 °C.

ТЭС на ТКО в г. Чiba является первым в Японии предприятием по термической переработке ТКО, где установлено параллельно две ГТУ. Два котла-утилизатора утилизируют тепло уходящих газов после ГТУ, которые по ходу движения проходят секцию пароперегревателя, испарительную секцию, секцию подавления оксидов азота, экономайзер и газовый подогреватель конденсата низкого давления. Пар от котла, сжигающего ТКО, и пар от КУ ПГУ перед пароперегревателем смешиваются, перегревается в пароперегревателе и с параметрами 458 °C, 2,6 МПа поступают на турбину с промышленным отбором пара электрической мощностью 12 МВт. Две ГТУ 1M400KB7 фирмы «ИН» простого открытого типа на природном газе вырабатывают по 4,5 МВт электроэнергии каждая. За счет установки ПГУ электрический КПД станции увеличился с 10 до 26,5 % [4].

В Швеции по такой схеме были реконструированы две ТЭС, сжигающие ТКО [5]. На этих станциях установлены ГТУ SGT-600 (Siemens) мощностью 25 МВт каждая.

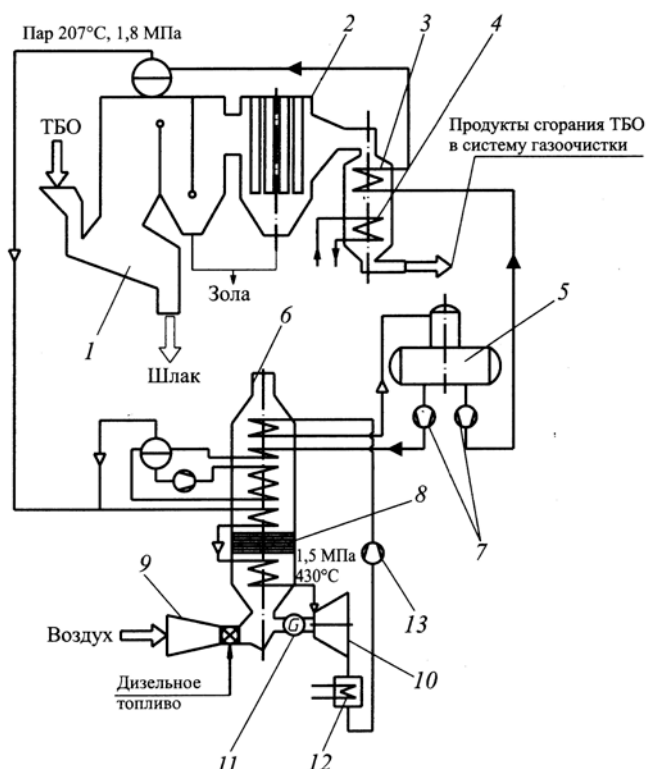


Рис. 11. Схема комбинированного парогазового цикла на ТЭС, сжигающей ТКО, в г. Линчёпинге (Швеция): 1 – котел для сжигания ТКО; 2 – электрофильтр; 3 – экономайзер; 4 – подогреватель сетевой воды; 5 – деаэратор; 6 – котел-утилизатор ПГУ; 7 – питательные насосы; 8 – система СКВ оксидов азота; 9 – газотурбинная установка; 10 – паротурбинная установка; 11 – электрогенератор; 12 – конденсатор; 13 – конденсатный насос

В Линчёпинге на заводе Элгард в 1995 г. был осуществлен запуск первой в Европе такой схемы. Технологическая схема станции представлена на рис. 11.

Отработавшие в ГТУ продукты сгорания с расходом 80 кг/с и температурой $t = 535^\circ\text{C}$ поступают в КУ, в котором размещены пакеты пароперегревателя, испарителя и экономайзера. Часть пара генерируется в КУ ПГУ, но основная часть насыщенного пара производится в котле, сжигающем ТКО. Между пакетами пароперегревателя расположена система селективного каталитического восстановления оксидов азота с впрыском аммиака. Использование этой системы позволяет добиться очень низких показателей по выбросам NO_x (порядка 5–7 ppm при сжигании дизельного топлива и менее 3 ppm при работе на природном газе). Пар с параметрами 1,5 МПа, 430°C поступает в паровую турбину мощностью 25 МВт.

В летний период электростанция эксплуатируется в режиме производства тепла (весь пар из котла, сжигающего отходы, направляется в подогреватель сетевой воды). В зимний период ТЭС эксплуатируется в режиме комбинированной выработки тепла и электроэнергии с подключением в работу ГТУ. В таком режиме ТЭС может вырабатывать 50 МВт электроэнергии и 85 МВт тепла.

На ТЭС в г. Линчепинге сжигают около 230 тыс. т ТКО в год, что соответствует средней тепловой мощности порядка 93 МВт. В эквивалентном топливном балансе станции в целом, который находится на уровне 165 МВт, доля ТКО составляет более половины (56 МВт).

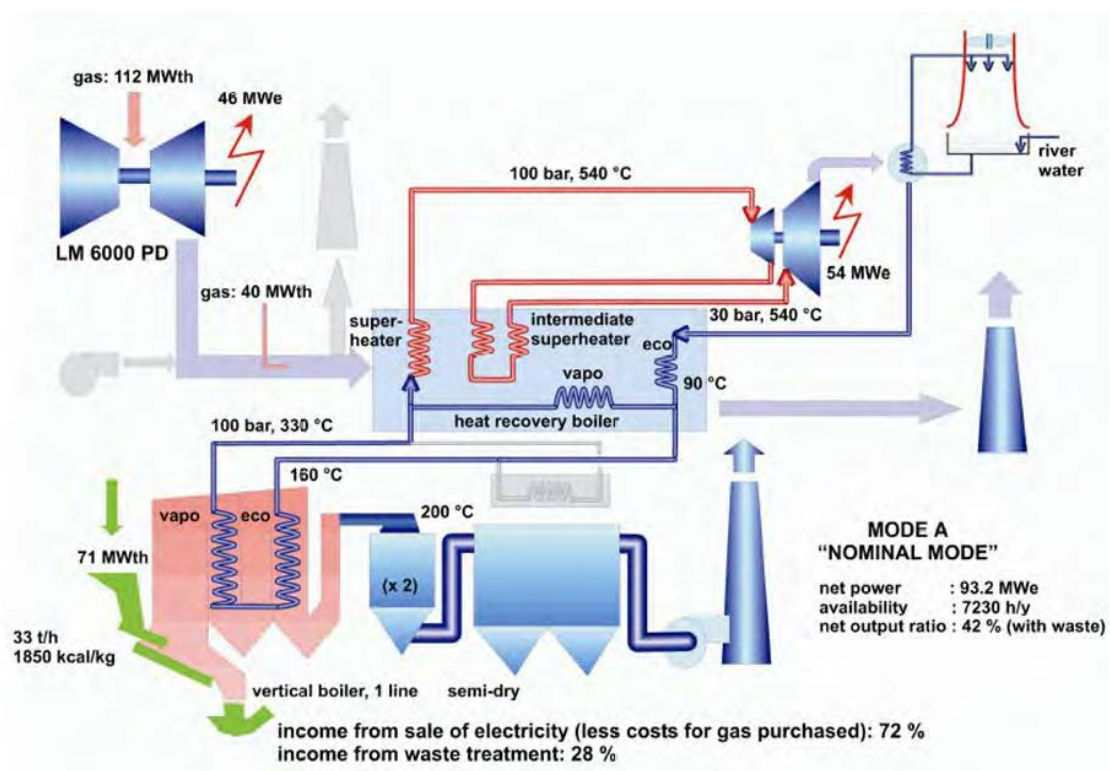


Рис. 12. Принципиальная схема ПГУ–WTE на ТЭС в г. Бильбао

Наиболее показательными примерами совместной работы ПГУ и установки для сжигания ТКО (WTE) являются ТЭС в г. Моердийке (Нидерланды) и в г. Бильбао (Испания).

На ТЭС в г. Бильбао, пущенной в эксплуатацию в 2004 г., перерабатывается до 250 тыс. т ТКО в год. Кроме установки для сжигания отходов в состав электростанции входят также КУ, газовая и паровая турбины электрической мощностью 43 и 56 МВт соответственно (рис. 12). В котле за счет сжигания ТКО примерно 30 т/ч генерируется пар с параметрами 10 МПа и 330 °C, который затем направляется в котел-утилизатор. Перегретый в КУ до 540 °C пар поступает в паровую турбину. После ступени высокого давления пар с более низким давлением (2,5 МПа) идет снова в КУ для повторного нагрева до той же температуры (540 °C). Следует отметить, что температура дымовых газов на выходе из газовой турбины составляет примерно 455 °C. Для нагрева дымовых газов до температуры, достаточной для перегрева пара, на входе в КУ установлены горелки, дополнительно сжигающие природный газ. Электрический КПД нетто ТЭС в г. Бильбао составляет примерно 42 % (общий 44,3 %).

Тепловая электростанция в г. Моердийке на юге Нидерландов введена в эксплуатацию в 1997 г. и позволяет перерабатывать примерно 630 тыс. т отходов в год. В состав электростанции входят три установки для сжигания отходов общей производительностью 80 т/ч, три газовые турбины электрической мощностью 60 МВт каждая, три КУ и паровая турбина 145 МВт (рис. 13).



Таким образом, в мире накоплен достаточный опыт работы ПГУ и ТЭС на ТКО в едином комплексе, который может быть использован в отечественной энергетике.

1. **Тугов, А.Н.** Энергетическая утилизация твердых коммунальных отходов на ТЭС [Текст]: монография / А.Н. Тугов. – М.: ОАО «ВТИ», 2017. – 178 с.
2. **Branchini, L.** Advanced Waste-To-Energy Cycles// Research Doctorate «Fluid machines and Energy Systems», Cycle XXIV; Affiliation sector: 09/C1; Scientific-disciplinary sector: ING-IND/08. – Università di Bologna, 2012. – 209 p.
3. **Тугов, А.Н.** Перспективы использования газотурбинных технологий на электростанциях, сжигающих отходы [Текст] / А.Н. Тугов, Е.Н. Зеликов // Энергохозяйство за рубежом. – 2007. – № 4(233). – С. 26–29.
4. **Штык, О.А.** Применение парогазовой технологии на мусоросжигательных заводах Японии [Текст] / О.А. Штык // Энергосбережение – теория и практика: Тр. 2-й Всерос. школы-семинара мол. уч. и спец. – М.: Изд-во МЭИ, 2004. – С. 226–229.
5. Enhanced heat and power from waste incineration plants // Cogeneration and On-Site Power Production. – 2005. – Nov.-Dec. – P. 81–86.

ОСОБЕННОСТИ ПУСКОВЫХ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ПГУ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

А.С. ШАБУНИН, В.И. ГОМБОЛЕВСКИЙ (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Котлами-утилизаторами (КУ) большой мощности условно можно считать котлы-утилизаторы трех давлений с промежуточным перегревом пара. Пусковые схемы котлов-утилизаторов (ПГУ) в подавляющем большинстве случаев выполняются по двухбайпасной схеме. Принципиально данная схема аналогична двухбайпасной схеме, применяемой на паросиловом оборудовании (рис. 1). Различие заключается в том, что есть дополнительный байпас паровой турбины паром низкого давления КУ, а через БРОУ СД (БРОУ-2) проходит увеличенный расход пара путём дополнительной его генерации в части СД КУ. Использование однобайпасной схемы в ПГУ встречается крайне редко.

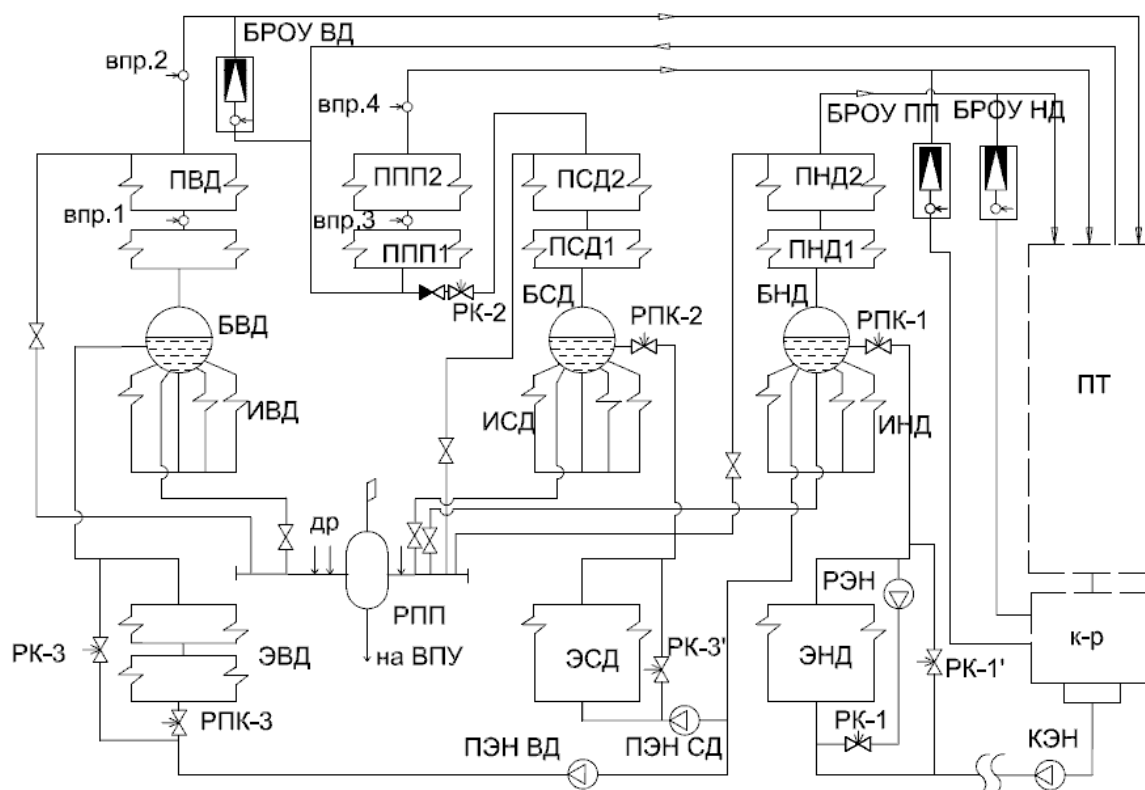


Рис. 1. Принципиальная пусковая схема ПГУ с трехконтурным барабанным КУ

Особенностью ПГУ является относительно высокая паропроизводительность КУ при работе ГТУ на холостом ходу (минимально возможный расход топлива). В этой связи, а также для исключения срабатывания предохранительных клапанов все БРОУ выбираются на полную паропроизводительность КУ. Поэтому до пуска ГТУ необходимо набрать вакуум в конденсаторе, чтобы иметь возможность через БРОУ сбросить генерируемый в КУ пар. Как правило, ПГУ устанавливаются на действующих ТЭС с развитой системой пароснабжения, и проблем с подачей стороннего пара на ПГУ не возникает.

На ПГУ используются следующие схемы питания паром деаэратора:

- перегретым паром из паропровода низкого давления (ПГУ-420 Южноуральская ГРЭС);
- паром из барабана среднего давления (ПГУ-400 Нижневартовская ГРЭС);
- паром из барабана низкого давления (ПГУ-410Т Новосалаватская ГРЭС, ПГУ-420 Няганская и Верхнетагильская ГРЭС);
- деаэрационная колонка встроена в барабан низкого давления (ПГУ-400 Яйвинская ГРЭС);
- деаэрация в конденсаторе ПТУ (ПГУ-370 Ташкентская ТЭЦ).

В отличие от паросиловых блоков, где до подключения ПТУ и ее нагружения питание деаэратора осуществляется только от КСН, в ПГУ еще до подключения ПТ деаэратор питается по штатной схеме паром от КУ. Пар КСН используется только для предпусковой деаэрации. В случае невозможности подачи стороннего пара в деаэратор допускается выполнять пуск без предварительной деаэрации питательной воды.

Из-за малого числа потребителей пара собственных нужд (как правило, это уплотнения ПТ и деаэратор) ПГУ, как и другие энергоблоки, работающие на газовом топливе, могут пускаться без использования стороннего пара. Для пуска без стороннего пара пусковая схема энергоблока должна иметь характерные особенности:

- продувочные линии в атмосферу из главных паропроводов для сброса пара до набора вакуума в конденсаторе ПТ и включения БРОУ;
- схему питания коллектора пара уплотнений ПТ собственным паром.

Продувочные паропроводы предусматриваются далеко не всеми пусковыми схемами современных ПГУ. Так ПГУ-400 Нижневартовской ГРЭС и исходная схема ПГУ-420 Верхнетагильской ГРЭС не предусматривали их установку. Принципиальная схема их паропроводов представлена на рис. 2. Первоначально сбросы пара из паропроводов осуществляются через дренажи. БРОУ ВД, БРОУ СД и БРОУ НД открываются после начала повышения давления в соответствующих трактах и поддерживают заданную скорость роста давления. Само собой, эта схема не предполагает пуск без стороннего пара.

Пусковая схема ПГУ-370 Ташкентской ТЭЦ, отчасти из-за низкого качества пара в КСН старой очереди ТЭЦ, изначально проектировалась с возможностью пуска без стороннего пара.

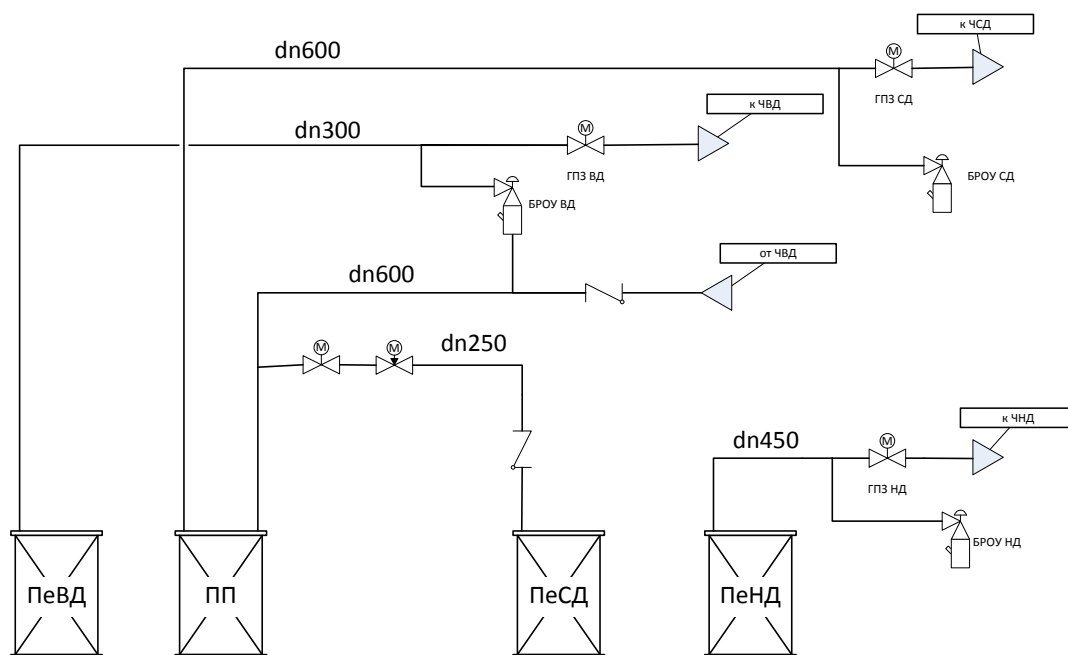


Рис. 2. Принципиальная схема главных паропроводов ПГУ-400 Нижневартовской ГРЭС

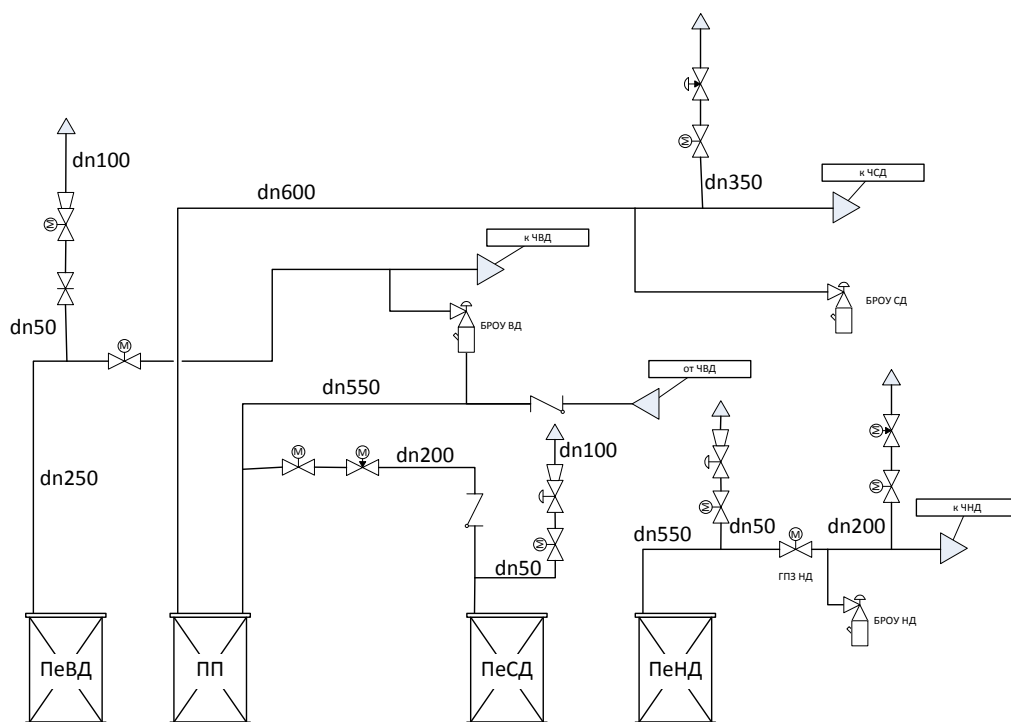


Рис. 3. Принципиальная схема главных паропроводов ПГУ-370 Ташкентской ТЭЦ

На ПГУ-370 Ташкентской ТЭЦ (рис. 3) продувочные линии dn50 за КУ предназначены для начального сброса пара при пусках из неостывшего состояния (для исключения попадания конденсата в паропроводы перед ПТ). Продувочные линии dn350 и dn200, установленные на паропроводе пара горячего промперегрева (ГПП) и паропроводе пара НД, предназначены для сброса всего генерируемого при пуске КУ пара до включения БРОУ СД и НД. Пар из паропровода ВД сбрасывается через БРОУ ВД в паропровод холодного промперегрева.

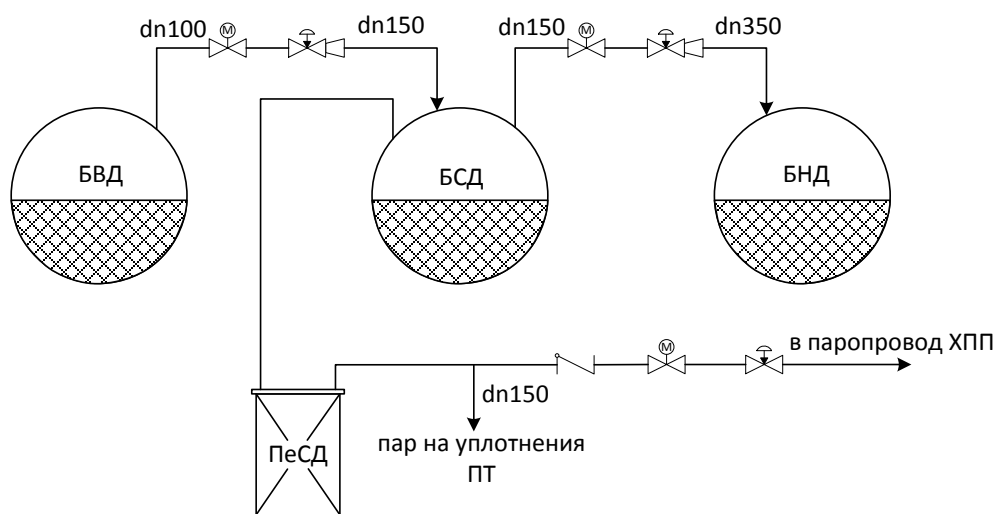


Рис. 4. Схема подачи аккумулярованного пара на уплотнения ПТ.

Пар на уплотнения ПТ ПГУ-370 Ташкентской ТЭЦ подается из паропровода среднего давления. Для возможности пуска из горячего состояния в схеме уплотняющего пара предусмотрен электрический пароперегреватель. Кроме того, барабаны КУ связаны между собой паропроводами с регулирующими клапанами (рис. 4). Эта схема позволяет после останова с сохранением давления в барабанах питать уплотнения ПТ аккумулярованным паром. Для этого из барабана ВД пар подается в барабан СД, давление в БСД при этом контролируется через сброс в БНД.

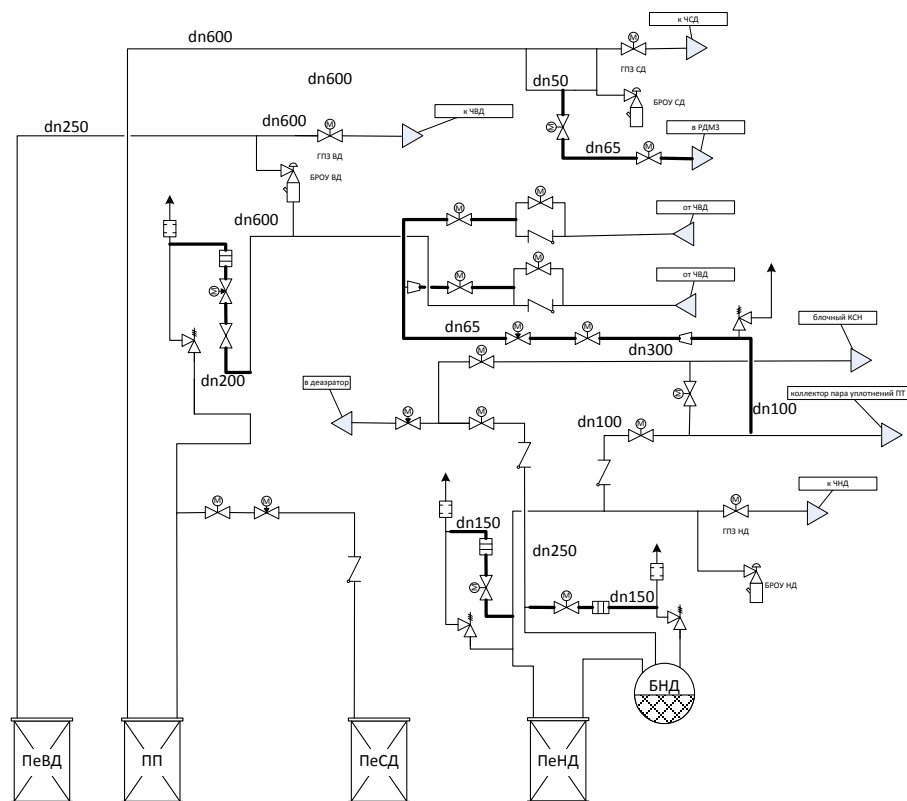


Рис. 5. Рекомендуемый ВТИ вариант реконструкции пусковой схемы ПГУ-420 Верхнетагильской ГРЭС для пуска без стороннего пара (дополнительные трубопроводы выделены толстыми линиями)

После ввода в эксплуатацию ПГУ-420 Верхнетагильской ГРЭС, возникла необходимость по обеспечению возможности ее пуска без стороннего пара. На рис. 5 представлен рекомендуемый ВТИ вариант реконструкции пусковой схемы энергоблока ПГУ-420 Верхнетагильской ГРЭС. Для сокращения числа новых трубопроводов в качестве продувочных используются трубопроводы выхлопов предохранительных клапанов, на байпасах которых устанавливается запорная и регулирующая арматура. Основное количество пара при пуске сбрасывается через продувочный паропровод на паропроводе ХПП. Низкая температура пара ХПП позволит использовать для продувочной линии относительно дешевые материалы по сравнению с вариантами установки продувочной линии на паропроводах свежего пара или ГПП. При этом для организации расхода пара через промежуточный пароперегреватель используется новый сброс $dn65$ из шунтирующего трубопровода БРОУ СД. Для сброса пара из контура НД выполнены байпасы предохранительных клапанов БНД и паропровода НД.

Высокие требования к маневренности ПГУ привели к появлению котлов-утилизаторов с прямоточным принципом генерации пара. Установка прямоточных контуров в КУ приводит к изменению схемы их регулирования и изменению пусковой схемы. Наибольшие перспективы использования таких контуров в котлах-утилизаторах имеются при разработках ПГУ большой мощности на повышенные параметры пара.

Наиболее широкое применение среди котлов-утилизаторов с прямоточным принципом генерации пара в схемах современных ПГУ нашли котлы с панелями Бенсона. Отличительной особенностью генерации пара по технологии Бенсона является подъемное движение пароводяной смеси в вертикальных испарительных поверхностях. То есть нагреваемая среда в испарителях прямоточных котлов с панелями Бенсона движется так же, как в испарителях горизонтальных котлов с естественной циркуляцией. Поэтому котлы-утилизаторы, работающие по технологии Бенсона, имеют только горизонтальную компоновку [2, 3]. В трехконтурных котлах-утилизаторах наибольшее распространение получила установка панелей Бенсона в тракт высокого давления.

Прямоточный испаритель ВД состоит из двух частей, соединенных последовательно по ходу газов (рис. 6). Питательная вода поступает из экономайзера высокого давления в нижние коллекторы первой ступени испарителя, поднимается по вертикальным поверхностям нагрева и нагревается до состояния пароводяной смеси (средняя степень сухости примерно 60 %). Из первой ступени по системе опускных труб через специальные раздающие камеры («пауки») пароводяная смесь подается во вторую ступень испарителя, которая расположена в зоне более высоких температур дымовых газов. Во второй степени пар догревается до температуры на $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ большей температуры насыщения. Перегрев пара на выходе из испарителя в $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ обеспечивает возможность регулирования температуры пара за КУ изменением расхода питательной воды во всем диапазоне нагрузок и температур наружного воздуха [1], без впрыскивающих пароохладителей. Пар из ИВД-2 по системе труб отводится в полнопроходный сепаратор (ППС), а оттуда – в пароперегреватели высокого давления (ПВД) КУ. Во время пуска и при работе с малой нагрузкой ГТУ пар на выходе из второй ступени может иметь температуру ниже температуры насыщения. В этом случае в сепараторе происходит отделение воды от потока, которая может быть направлена по линии пусковой рециркуляции на вход в ИВД-1.

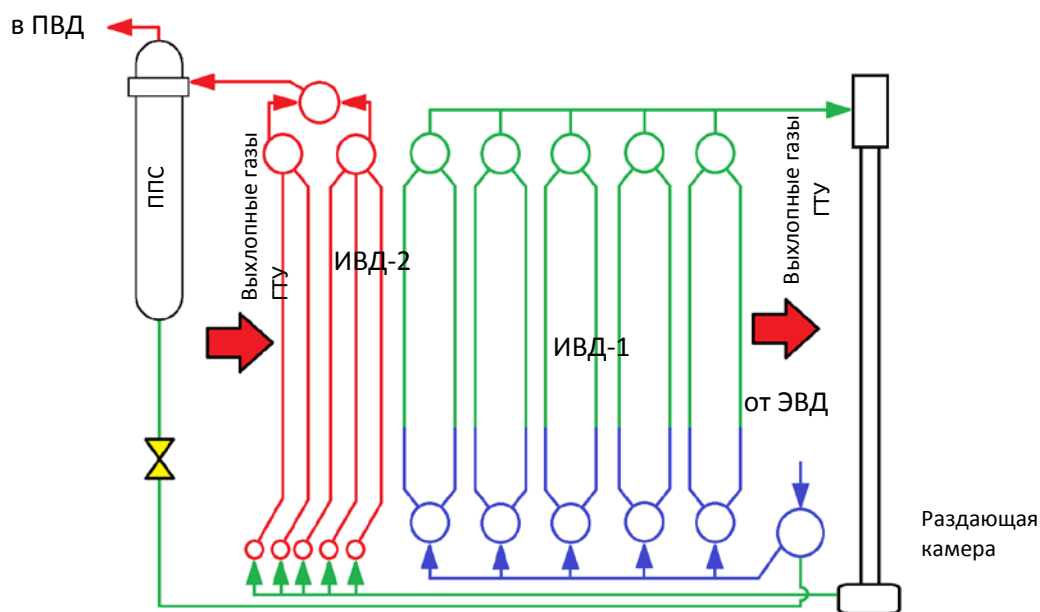


Рис. 6. Схема включения панелей Бенсона в тракт ВД

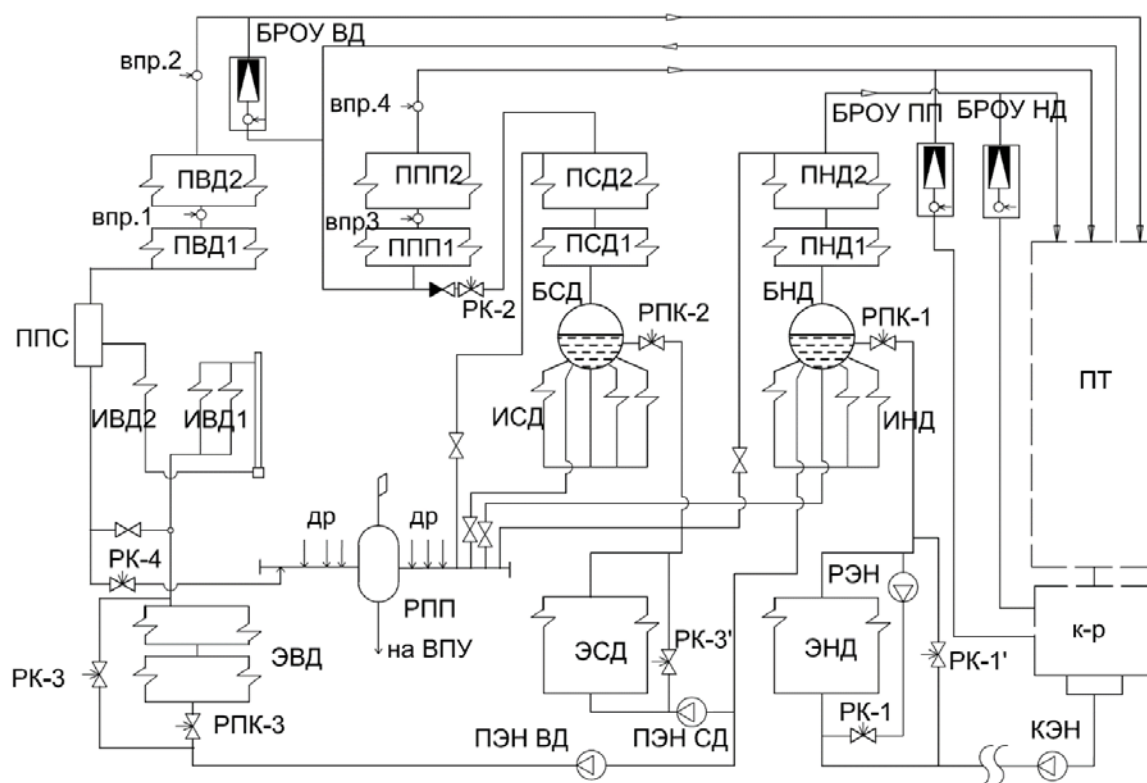


Рис. 7. Пусковая схема горизонтального трехконтурного КУ с прямоточными панелями Бенсона

Пусковая схема горизонтального трехконтурного КУ с прямоточными панелями Бенсона в тракте ВД приведена на рис. 7. Она практически не отличается от пусковой схемы барабанного КУ (см. рис. 1). На месте БВД устанавливается один полнопроходный сепаратор (ППС). ППС, помимо верхнего отвода пара к пароперегревателю, имеет нижний отвод воды в вертикальный сливной коллектор, в котором при пусках и глубоких разгрузках поддерживается уровень. При этом избыточная вода по линии рециркуляции с отключающей

задвигкой на ней возвращается на вход ИВД-1. При отмывках она может сбрасываться в расширитель периодической продувки КУ (РПП). На линии слива устанавливается регулирующий клапан (РК-4) или отключающая задвижка с дроссельным устройством.

При пуске блока линия пусковой рециркуляции испарителя Бенсона открыта, что позволяет обеспечить естественную циркуляцию нагреваемой среды через ИВД. Следовательно, в пусковых режимах ППС выполняет роль БВД, кратность циркуляции в испарителе которого постоянно уменьшается. Регулирование уровня в ППС с начала пуска осуществляется РПК ВД (режим естественной циркуляции). При достижении нагрузки КУ в 30 % РПК ВД переключается на регулирование температуры пара (прямоточный режим) [4, 5]. Как уже отмечалось выше, ППС имеет линию слива в расширитель, которая может также использоваться как дополнительный инструмент для регулирования уровня. Естественная циркуляция при пуске и изменение режима работы РПК – основные особенности пусковой схемы ПГУ с КУ Бенсона.

Следует отметить, что переход в горизонтальных трёхконтурных КУ на прямоточные контуры по схеме Бенсона связан с установкой дополнительных коллекторов, опускных стояков со сложной конструкцией смесителей типа «паук» (из их нижних частей) и сливного коллектора из ППС повышенного сечения.

Для вертикальных типов прямоточных КУ в [2] рассматриваются три основных варианта движения среды в панелях испарителей: противоточное (с минимальным температурным напором на «холодном» конце); прямоточное (с максимальным температурным напором на «холодном» конце) и комбинированное, с разбиением испарителя на две ступени с подъемным (прямоточным) движением нагреваемой среды, соединенные необогреваемым перепускным паропроводом с опускным движением. В [2] показано, что вариант с противоточным движением среды не обеспечивает апериодическую устойчивость испарителя в эксплуатационных режимах, в отличие от остальных двух вариантов.

В отделении парогенераторов и топочных устройств электростанций ОАО «ВТИ» под руководством д-ра техн. наук Шварца А.Л. и канд. техн. наук Сомовой Е.В. разработаны конструкции двухступенчатых испарителей с прямоточным движением среды в каждой ступени для вертикального КУ, обеспечивающие их апериодическую устойчивость [6].

На рис. 8 представлена принципиальная схема испарительной части такого КУ, которая представляет собой горизонтальную змеевиковую поверхность нагрева с опускным движением нагреваемой среды и подъемным движением греющих газов. Парогенерирующая часть состоит из двух пакетов: ИВД-1 и ИВД-2, которые соединены между собой перепускной необогреваемой трубой.

На рис. 9 представлена пусковая схема ПГУ с вертикальным трёхконтурным котлом-утилизатором, испаритель контура ВД которого выполнен прямоточным, а в испарителях контуров СД и НД используется многократная циркуляция с барабанами. В отличие от схемы Бенсона, для горизонтальных КУ (см. рис. 7) на перепускной трубе между ИВД-2

и ПВД вместо ППС установлена встроенная задвижка (ВЗ), а на её байпасе – два встроенных сепаратора (ВС) с общими регулирующими клапанами отвода пара (РК-2) и конденсата (РК-4) на сбросе в растопочный сепаратор (РС) при работе на сепараторном режиме. Такая схема встроенного узла, используемая на некоторых типа прямоточных котлов паросиловых установок (ПСУ), позволяет существенно уменьшить сечение (и, соответственно, толщины стенок) ВС и даёт возможность в пускоостановочных режимах отключать пароперегревательную часть от испарительной. На сливе конденсата из ВС не устанавливается сливной коллектор. Замер уровня (для защиты ПВД от попадания в него воды, производится) непосредственно в сепараторах.

Растопочный сепаратор устанавливается вблизи паровой турбины. На трубопроводах сброса непосредственно перед РС устанавливаются шайбовые наборы, ограничивающие скорости движения пароводяной смеси в сбросных трубопроводах. Отвод выпара из РС в верхнюю часть конденсатора (или в паропровод за БРОУ СД) – безарматурный, а на сливе конденсата в нижнюю часть конденсатора (или расширитель дренажей турбины РДТ) устанавливается регулирующий клапан сброса (РКС). Для возможности проведения отмывок водяного тракта ВД на сливе конденсата из ВС сохраняется сброс в РПП, как и все другие элементы пусковой схемы КУ с панелями Бенсона (см. рис. 7).

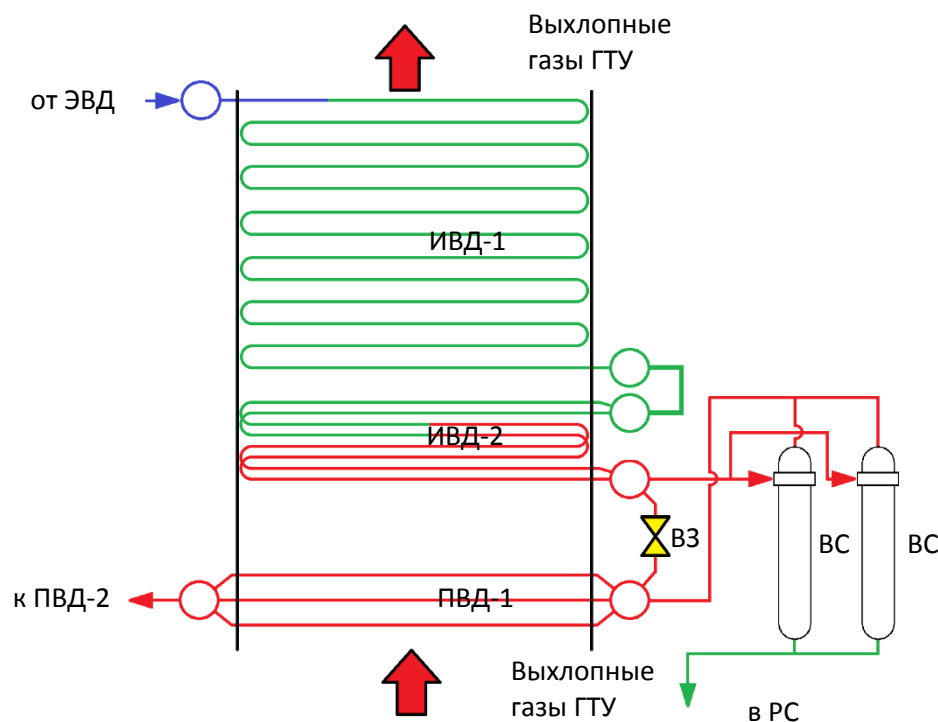


Рис. 8. Схема включения прямоточного ИВД для вертикального типа КУ

Переход в прямоточном испарителе ВД от чисто вертикальных подъемных труб (панелей Бенсона) к горизонтальным с общим противоточным движением среды требует организации расхода через него питательной воды сразу же после пуска газовой турбины.

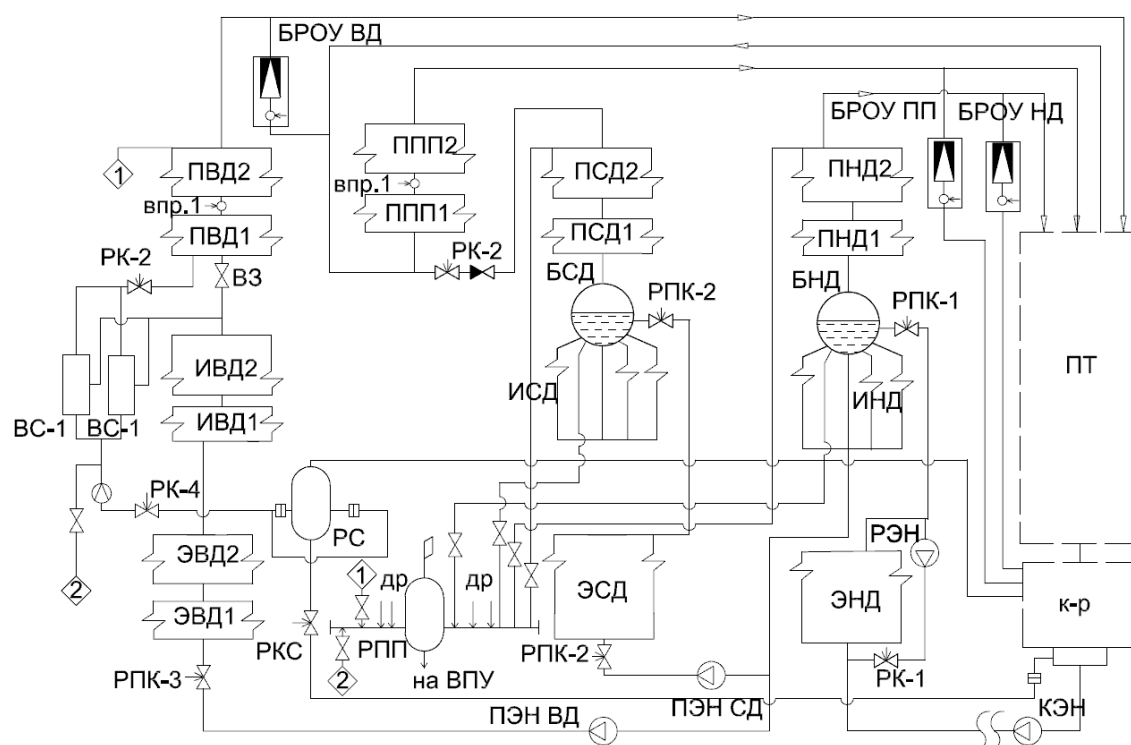


Рис. 9. Пусковая схема вертикального трёхконтурного КУ с прямоточным контуром ВД

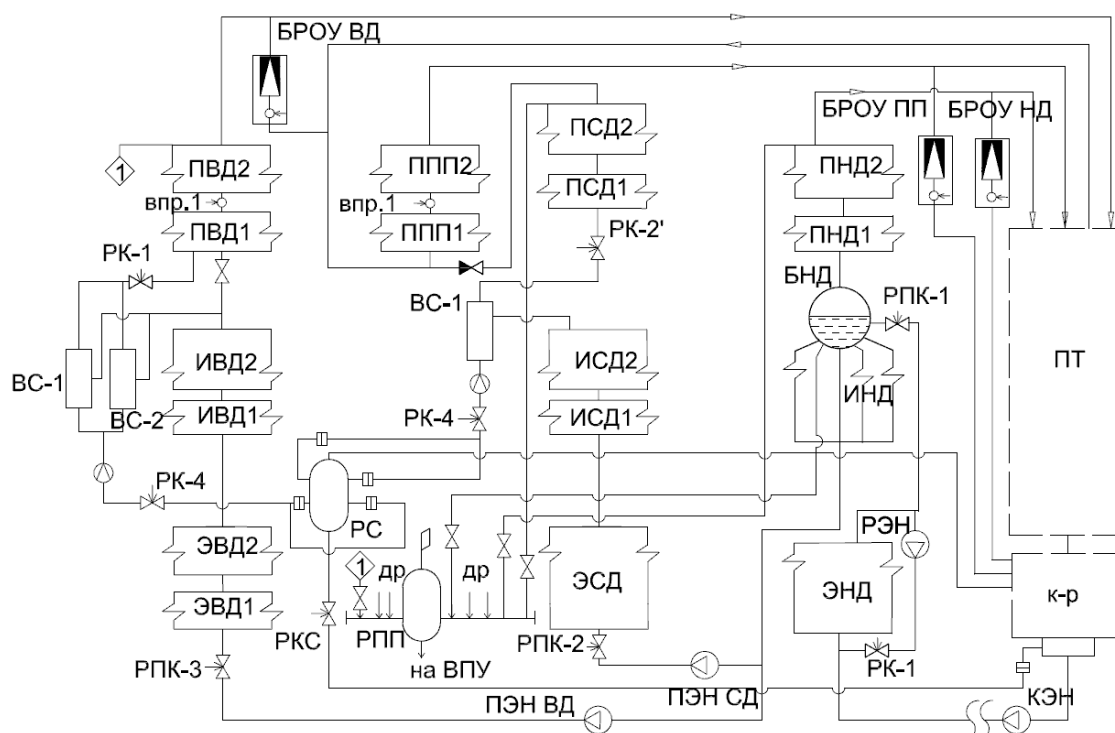


Рис. 10. Пусковая схема вертикального трёхконтурного КУ с прямоточными контурами ВД и СД

Прямоточный испаритель вертикальной компоновки может использоваться и в части среднего давления трехконтурных КУ. Пусковая схема ПГУ, в состав которой входит вертикальный КУ с прямоточными испарителями высокого и среднего давления, приведён на рис. 10. Конструкция ИСД выполняется аналогично конструкции ИВД (в две ступени

с противоточным движением среды). Однако встроенный узел за ним и линии сбросов отличаются. Из-за более низкого расчётного давления и наличия в паровом тракте регулирующего клапана (РК-2') устанавливается один полнопроходный сепаратор. При этом клапан РК-2' переносится на вход ПСД, что позволяет использовать его как при пусках (схема регулирования аналогична регулирующему клапану РК-2 в тракте ВД), так и в режимах нормальной эксплуатации (для ограничения снижения давления в тракте при глубоком его снижении в промпароперегревателе). По сравнению с барабанным контуром СД регулирующий питательный клапан среднего давления также переносится на вход ЭСД.

Отвод воды из ППС осуществляется в РС по аналогичной схеме с установкой на общей линии отвода регулирующего клапана РК-4 с расходомерной шайбой перед ним, а непосредственно перед расширителем – набора дроссельных шайб. Такой же, как и в контуре ВД, сохраняется схема регулирования сброса ППС в РС, а также и другие элементы пусковой схемы КУ.

Список литературы

1. **Volpi, G.** Heat Recovery Steam Generators for large combined cycle plants (250 MWe GT output): experiences with different design options and promising improvements by once-through technology development [Text] / G. Volpi, M. Penati, G. Silva // Power Gen Europe. – Milan, 2005. – June 28–30.
2. **Franke, J.** Advanced Benson HRSG makes a successful debut [Text] / Joachim Franke, Uwe Lenk, Robert Taud, Friedrich Klauke // Modern Power Systems. – 2000. – July.
3. **Menapace, W.** Combined-Cycle Power Plant Concepts meeting the demand for operational flexibility [Text] / Wolfgang Menapace, Matthias Fränkle, Dr. Bert Rukes // Power-Gen Asia 2003.
4. **Alobaid, F.** Fast start-up analyses for Benson heat recovery steam generator [Text] / Falah Alobaid, Stefan Pfeiffer, Bernd Eppel, Chil-Yeong Seon, Hyun-Gee Kim // Energy. – 2012. – No. 46. – P. 295–309.
5. **Mertens, N.** Comparative investigation of drum-type and once-through heat recovery steam generator during start-up [Text] / Nicolas Mertens, Falah Alobaid, Ralf Starkloff, Bernd Eppel, Hyun-Gee Kim // Applied Energy. – 2005. – No. 144. – P. 250–260.
6. **Сомова, Е.В.** Обеспечение надежности поверхностей нагрева прямоточных котлов ПГУ [Текст] / Е.В. Сомова, А.Л. Шварц, О.Б. Отт // Энергетик. – 2012. – № 5. – С. 14–17.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПОСЛЕМОНТАЖНЫХ ВОДНО-ХИМИЧЕСКИХ ОТМЫВОК КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ ПГУ

А.Н. ПОЛЕВИЧ (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Условиями эффективности выполнения послемонтажной водно-химической отмывки и пассивации (ВХОиП) внутренних поверхностей пароводяного тракта (ПВТ) контуров котла-утилизатора (КУ) парогазовой установки (ПГУ) является выполнение на подготовительных этапах следующих организационных мероприятий:

- принятие решения о выборе метода предпусковой очистки и применяемых химических реагентах, которые должны сочетаться с эксплуатационным водно-химическим режимом;
- определение исходной удельной загрязненности внутренних поверхностей ПВТ контуров КУ продуктами атмосферной коррозии;
- согласование с Заказчиком условия, что все виды гидравлических испытаний (ГИ) выполняются только после проведения отмывки и создания пассивирующей пленки на внутренних поверхностях пароводяных трактов.

Последнее условие не является обязательным, если все виды ГИ выполняются водой соответствующего качества с pH не ниже 10,0.

Методы послемонтажной ВХОиП с использованием полиаминных реагентов реализуются при исходной удельной загрязненности ПВТ не более 100 г/м². Объем отработанных водно-химических стоков составляет ориентировочно 3000÷5000 м³, что требует соответствующих условий для их сбора и утилизации. Стойкость созданной защитной пленки при этом не превышает одного мес.

На блоках ст. № 8, 9 Черепетской ГРЭС прошел промышленную апробацию метод предпусковой парохимической очистки и пассивации (ПХОПА) на основе дозируемого в пар пассивирующего полиаминного реагента.* Стойкость созданной защитной пленки, проверенной испытаниями образцов во влажной камере, составила 4 мес, а объем отработанных водно-химических стоков сократился до 300÷400 м³. Однако основным условием для реализации инновационного метода ПХОПА является наличие стороннего источника пара со следующими параметрами: давление 1,3÷2,0 МПа, температура 200÷280 °С, расход 50÷100 т/ч.

* Методические указания по предпусковой химической очистке теплоэнергетического оборудования [Текст]: МУ 34-70-113-85. – М.: СПО ПО «Союзтехэнерго», 1986.

При исходной удельной загрязненности внутренних поверхностей ПВТ более 100 г/м², рекомендуются следующие методы водно-химической отмытки (ВХО):

- на основе трилон Б и лимонной кислоты;
- техническими моющими средствами на основе соляной кислоты (Дескалер 30; ТМС ДТ и др.);
- техническими моющими средствами на основе лимонной кислоты.

При этом возможны такие варианты последующей нейтрализации и пассивации:

◇ нейтрализация и пассивация водным раствором аммиака (защитное действие не более 7 сут);

◇ нейтрализация водным раствором аммиака и пассивация элиминоksom (защитное действие не более 7 сут);

◇ нейтрализация водным раствором аммиака и пассивация водным раствором нитрита натрия (до 30 сут без проведения всех видов ГИ).

Для определения исходной удельной загрязненности есть два метода:

- косвенный визуальный;
- вырезка образцов.

Косвенный визуальный метод заключается в следующем. На первом этапе выполняется эндоскопирование внутренних поверхностей элементов КУ. На втором этапе проводится визуальное сравнение фотографий эндоскопирования с фотографиями образцов с эталонной загрязненностью. После этого комиссионно принимается решение о величине исходной удельной загрязненности. Удельная загрязненность эталонных образцов представлена на рисунке.

Эталонная удельная загрязненность 30 г/м² определена на основании лабораторного анализа образцов, вырезанных из экранных труб котла ст. № 8 Черепетской ГРЭС.

Результаты определения исходной удельной загрязненности образцов из экранных труб диаметром 60×6 представлены в табл. 1.

Таблица 1

Удельная загрязненность образцов парового котла Еп-630-13,8-565/570 КТ ст. № 8

Место вырезки	Количество отложений, г/м ²
Фронтальный экран	27,78
Задний экран	19,96
Солевой отсек справа	29,33
Солевой отсек слева	25,62

Для наглядного подтверждения необходимости проведения ГИ только после создания на внутренних поверхностях пароводяного тракта предпусковой защитной пленки, выполнены стендовые исследования по определению скорости «мокрой» атмосферной коррозии (АК) на образцах, изготовленных из вырезанных участков экранных труб диаметром 60×6.

Результаты исследований представлены в табл. 2.

Таблица 2

Увеличение веса образцов от накопления продуктов атмосферной коррозии

Номера	Вес образца, г		Прибавка веса образца, г
	до испытаний	после испытаний	
1	764,40	764,62	0,22
2	755,80	756,06	0,26
3	763,96	764,11	0,15
4	657,71	657,99	0,28
Средняя величина прибавки веса образца:			0,227

Результаты расчетов по определению удельного количества образовавшихся продуктов атмосферной коррозии и скорости «мокрой» АК представлены ниже.

Скорость «мокрой» атмосферной коррозии образцов

Средняя величина прибавки веса образца, г	0,227
Молекулярный вес оксидов котельной стали	160
Доля кислорода в молекулярном весе оксидов котельной стали	0,3
Средний привес образцов в пересчете на Fe_2O_3 , г	0,75
Внутренняя поверхность образца, m^2	0,015
Средний удельный привес образцов в пересчете на Fe_2O_3 , г/ m^2	50,0
Количество часов выдержки образцов во влажной камере, ч	792
Скорость «мокрой» атмосферной коррозии, г/($m^2 \cdot ч$)	0,063

Таким образом, эталонная загрязненность 50 г/ m^2 получена в результате «мокрой» атмосферной коррозии образца из стали 20 в течение 792 ч.

Формальный расчет потребности химических реагентов для проведения послемонтажной водно-химической отмывки в соответствии с рекомендациями, изложенными в МУ 34-70-113–85 «Методические указания по предпусковой очистке теплоэнергетического оборудования», приводит к многократно завышенным значениям.

Расчет расхода химических реагентов для проведения водно-химической отмывки внутренних поверхностей контуров ВД, СД и НД КУ энергоблока ПГУ-370 Ташкентской ТЭС представлен ниже.

Расчет расхода трилона Б и лимонной кислоты

Суммарный объем промывки V, m^3	600
Концентрация реагента в моющем растворе c, %	1
Пропорция трилона Б и лимонной кислоты в растворе, к	1:1
Концентрация исходного реагента C_T , %	99,5
Плотность раствора γ , т/ m^3	1,0
Коэффициент запаса α	1,2
Расчетный расход реагента Q_R , т	7,236
Принятый расход товарного трилона Б Q, т	7,24
Принятый расход товарной лимонной кислоты Q, т	7,24
Суммарный расход химических реагентов ΣQ , т	14,5

Расчет удельной загрязненности, удаляемой 2%-ным водно-химическим раствором на основе трилона Б и лимонной кислоты в пропорции 1:1 представлен ниже:

Расчет удаляемой загрязненности 2 % водно-химическим раствором

пропорция трилона Б и лимонной кислоты в растворе к	1:1
количество оксидов железа переведенного в раствор c, г/кг	7
суммарный объем промывки V, m^3	600
количество оксидов железа переведенного в раствор M, кг	4 200
суммарная поверхность очистки F, m^2	40 000
расчетная исходная загрязненность t, г/ m^2	105



а)



б)



в)

Удельная загрязненность эталонных образцов:
а – 0 г/м²; б – 30 г/м²; в – 50 г/м²

На основании косвенного метода определения исходной загрязненности внутренних поверхностей пароводяного тракта, удельная загрязненность контуров ВД, СД и НД КУ энергоблока 370 МВт Ташкентской ТЭС принята равной 25 г/м².

Далее представлен расчет расхода химических реагентов по принятой исходной и остаточной загрязненности:

Расчет расхода химических реагентов по принятой исходной загрязненности

принятая исходная удельная загрязненность m_1 , г/м ²	25
принятая остаточная загрязненность m_2 , г/м ²	5
поверхность очистки F , м ²	40 000
объем контуров очистки V , м ³	600
исходное количество оксидов железа M , кг	800
соотношение расхода реагентов на удаление оксидов железа β , кг/кг	3,0
коэффициент запаса α ,	1,2
расчетный расход реагентов Q_p , т	2,9
принятый расход товарного трилона Б Q , т	1 450
принятый расход товарной лимонной кислоты Q , т	1 450
стартовая расчетная концентрация реагентов в растворе c , %	0,48

Расчет дополнительного количества химических реагентов, которое потребуется для удаления продуктов вторичной атмосферной коррозии, образующихся за 1 месяц после ГИ без консервации, приведен ниже:

Расчет дополнительного расхода химических реагентов после ГИ без консервации

прирост загрязненности продуктами вторичной коррозии m , г/м ²	50
поверхность очистки F , м ²	40 000
дополнительное количество оксидов железа M , кг	2 000
соотношение расхода реагентов на удаление оксидов железа β , кг/кг	3,0
коэффициент запаса α	1,2
дополнительный расход химических реагентов Q_p , т	7,2

Выводы

1. Расчет химических реагентов, выполненный по формальной методике без определения исходной загрязненности в 5 раз превышает потребность, рассчитанную по реальной исходной загрязненности.

2. В течение 1 мес. простоя после проведения ГИ без последующей консервации, за счет процесса вторичной атмосферной коррозии на внутренних поверхностях контуров ВД, СД и НД котла-утилизатора энергоблока ПГУ-370 может накапливаться 2 т оксидов железа. Для их удаления потребуется дополнительно израсходовать суммарно 7,2 т трилона Б и лимонной кислоты.

ПРИМЕНЕНИЕ БИОТЕХНОЛОГИИ «БОНАКА» ДЛЯ ВОДНО-ХИМИЧЕСКИХ ОЧИСТОК КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ ПГУ

Д.П. КУЗНЕЦОВ, Е.Ю. ЛЕВИНА (ООО «БОНАКА», г. Краснодар, Россия)

Вопрос выбора технологии водно-химической очистки встает перед эксплуатирующей организацией с момента завершения монтажных работ и начала пусковых операций на вновь смонтированном котельном оборудовании. Перед началом пусковых операций необходимо удалить как заводские смазочные материалы, так и продукты коррозии. Удельная загрязненность труб до предпусковой очистки может находиться в пределах от 55 до 200 г/м². Помимо предпусковой очистки, последующая эксплуатация котельного оборудования также сопряжена с необходимостью периодической очистки внутренних поверхностей нагрева от образовавшихся в них отложений. Согласно нормативно-технической документации, предельные количества отложений на внутренних поверхностях нагрева экранных труб барабанных котлов, работающих на газообразном и жидком топливе, в зависимости от рабочего давления котла составляют от 400 до 800 г/м². Методы удаления отложений с помощью химических очисток хорошо известны, применяются на протяжении многих десятилетий и отличаются между собой составом применяемых химических реагентов, направленных на удаление отложений определенного типа. Предлагаемая к рассмотрению в настоящем докладе технология биологической очистки «Бонака» отличается от существующих решений как качественным составом используемого реагента «БиЗ-1», так и характером выполняемых операций. Основа технологии – штаммы молочно-кислых бактерий – впервые были выделены и модифицированы в 80-х годах XX века советскими учеными. В существующем виде технология получила своё применение, начиная с 2003 г. На сегодняшний день разработан ряд штаммов, позволяющий качественно проводить очистку энергетических котлов ТЭС, теплообменного оборудования, а также паровых и водогрейных котлов предприятий теплоснабжения.

Принцип работы технологии биологической очистки «Бонака»

В основе технологии биологической очистки «Бонака» заложена биоконпозиция «БиЗ-1». По своей сути биоконпозиция «БиЗ-1» – это продукт жизнедеятельности модифицированных молочно-кислых бактерий. Процесс производства этого продукта осуществляется при участии культур микроорганизмов, питательной среды, аппаратуры для выращивания и проведения вспомогательных операций, средств контроля и управления за процессом.

Ферменты микроорганизмов, выступая в роли катализаторов, активируют процесс брожения молочного сахара, в результате которого образуются продукты распада субстрата, при этом в среду выделяются продукты жизнедеятельности микроорганизмов (метаболиты), обладающие уникальными свойствами. С одной стороны, метаболиты, избирательно вступая в реакции с соединениями, входящими в состав отложений, разрушают их, а продукты распада в последующем вымываются водой. С другой стороны, наличие в штаммовом составе биокомпозиции вязких микроорганизмов и элементов (экзополисахариды, гликопептиды, амины, уроновые кислоты) способствует образованию на очищенной поверхности гидрофобной пленки, которая снижает скорость образования новых отложений.

Высокая очищающая эффективность биокомпозиции обусловлена тем, что она содержит органические соединения – метаболиты (муравьиная, щавелевая, лимонная, молочная и иные кислоты). Кроме того, в процессе ферментации (сбраживания) молочной сыворотки или её компонентов происходит снижение окислительно-восстановительного потенциала и увеличение восстанавливающей способности системы, что приводит к структурному изменению составляющих компонентов отложений.

Биокомпозиция «БиЗ-1» пассивна к материалам очищаемых поверхностей, экологически безопасна и может быть утилизирована без предварительной обработки.

Организация процесса очистки

Для каждого объекта, на котором планируется проведение очистки с применением биотехнологии, специализированной лабораторией разрабатывается регламент её проведения, определяющий модификацию штамма биокомпозиции, его концентрацию и ориентировочное время проведения очистки.

Очистка проводится методом циркуляции. Возможность создания замкнутого контура является одним из основных критериев проведения очистки с использованием биокомпозиции «БиЗ-1». Кроме того, для сокращения времени проведения очистки и повышения её эффективности необходимо поддерживать температуру рабочего раствора согласно регламенту проведения очистки.

Применение специального, химически стойкого оборудования не требуется.

Контроль за процессом очистки осуществляется периодическим определением водородного показателя (рН) в промывающем растворе. Активное удаление отложений происходит при значениях рН в диапазоне от 1 до 4.

После завершения очистки с использованием биокомпозиции «БиЗ-1» очищаемое оборудование промывается водой до осветления воды на сбросе и достижения значения рН 6–7.

Преимущества и недостатки биотехнологии «Бонака» по сравнению с альтернативными методами очистки

Основное преимущество биотехнологии «Бонака» – возможность выбора при проведении очисток штамма, разработанного специально под тот или иной тип отложений. На сегодняшний день выведено порядка 40 штаммов, позволяющих бороться практически с любыми отложениями, встречающимися в котлах. Перед началом работ по очистке

обязательным условием является проведение лабораторных исследований с целью подбора модификации и концентрации штамма биоконпозиции «БиЗ-1». Это условие позволяет получить высокую эффективность очистки, спрогнозировать результат очистки до начала работ и свести к минимуму финансовые риски потенциального Заказчика.

К преимуществам биоконпозиции «БиЗ-1» также относится возможность утилизации отработанного раствора в хозяйственно-бытовую канализацию. Помимо такого положительного момента, как отсутствие негативного воздействия на окружающую среду, это свойство биоконпозиции «БиЗ-1» позволяет сократить общее время производства работ по очистке и сэкономить средства на утилизационных мероприятиях. Биоконпозиция «БиЗ-1» безопасна для человека и окружающей среды.

Кроме того, необходимо отметить, что биоконпозиция «БиЗ-1» пассивна к материалам подвергающимся очистке поверхностей нагрева. Отсутствие воздействия на структуру металла промываемых труб котла снимает риски их повреждения и снижения эксплуатационного ресурса.

Из недостатков применения биоконпозиции следует отметить следующие факты:

- проведение работ по очистке невозможно без участия обученного компанией-производителем персонала (связано со спецификой применения биоконпозиции «БиЗ-1»);
- временные затраты на подбор штамма в лаборатории компании-производителя (в отдельных случаях подбор штамма может производиться до 10 рабочих дней);
- в случае высокой удельной загрязненности промываемого оборудования (предельно допустимая норма и выше) увеличенное по сравнению с очисткой химическими реагентами время проведения работ по очистке.

Применение биотехнологии «Бонака» для очистки котлов-утилизаторов

При эксплуатации котлов-утилизаторов коррозионные воздействия различного типа являются причиной образования отложений на поверхностях нагрева котла. Ввиду пассивного воздействия биоконпозиции «БиЗ-1» на конструктивные элементы котла-утилизатора появляется возможность очистки его отдельных поверхностей нагрева без существенных материальных затрат на монтаж временных схем.

Экономическая оценка целесообразности применения биотехнологии «Бонака» для промывки оборудования

При высокой удельной загрязненности котлов-утилизаторов, что особенно характерно для водогрейных КУ, стоимость готового промывочного раствора биоконпозиции «БиЗ-1» сопоставима со стоимостью применяемых для очистки оборудования высококачественных ингибированных химических реагентов (табл. 1). Кроме того, отсутствие затрат на утилизацию биоконпозиции «БиЗ-1» существенно снижает стоимость работ.

При средней и малой удельной загрязненности использование биоконпозиции «БиЗ-1» позволит сэкономить порядка 10–15 % стоимости путём применения «упрощенных» штаммовых составов биоконпозиции «БиЗ-1».

Таблица 1

Стоимость 1 м³ готового промывочного раствора различных реагентов, руб.

Реагент	Высокая степень удельных загрязнений	Средняя степень удельных загрязнений
1 Биокomпозиция БиЗ-1	52500	37500
2 Высококачественный ингибированный химический реагент	50600	42500
3 Промывочный раствор, приготовленный на объекте на основе неорганической кислоты	10000	8000

Стоимость промывочных растворов, приготовленных непосредственно на объекте из концентрированных неорганических кислот, значительно ниже стоимости как композиции «БиЗ-1», так и промывочных растворов, изготовленных из высококачественных ингибированных химических реагентов. Однако из-за высокой коррозионной активности по отношению к конструкционным материалам применение таких промывочных растворов может привести к повреждению оборудования.

Примеры выполненных работ

В качестве примера рассмотрим очистку парового котла БКЗ-75-39 ГМА и жаротрубного котла КВГ-400.

После проведения вырезки и обработки образцов экранных труб котла БКЗ -75-39 было определено, что их удельная загрязненность составила свыше 800 г/м² (предельная норма 800 г/м²). Состав отложений – железоокисный. В лабораторных условиях образцы были погружены в растворы, состоящие из разных штаммов биокomпозиции «БиЗ-1», с целью подбора необходимого штамма и расчета концентрации промывочного раствора. По результатам испытаний был определен оптимальный штамм и рассчитана концентрация промывочного раствора. После проведения промывки удельная загрязненность контрольных образцов составила 60 г/м² (для котлов данного типа удельная загрязненность после проведения промывки не должна превышать 70 г/м²).

На рис. 1 зафиксировано состояние внутренних поверхностей нагрева котла БКЗ-75-39 ГМА до и после очистки.



До очистки



После очистки

Рис. 1

Подбор наиболее эффективного штамма биокomпозиции «БиЗ-1» для очистки межтрубного пространства котла КВГ-400 производился на основе данных, полученных по итогам исследования образцов, взятых с указанного оборудования.

Удельная загрязненность составила свыше 1000 г/м^2 (предельная норма 1000 г/м^2). Состав отложений – смешанный (CaSO_4 , карбонаты кальция и магния). На основе первичной информации был составлен перечень штаммов, способных к удалению отложений. Из расширенного списка были определены наиболее эффективные штаммы биоорганической композиции БиЗ-1 и их концентрация в рабочем растворе. По итогам лабораторных испытаний составлен регламент проведения работ по очистке с указанием температурного режима, времени и количества этапов очистки.

К моменту начала проведения работ очищаемое оборудование было полностью выведено из работы. Для приготовления рабочего раствора БиЗ-1 обеспечен подвод воды. Нагрев рабочего раствора производился с помощью котловой горелки. В целях организации процесса удаления отработавшего рабочего раствора биокomпозиции БиЗ-1 оборудовано место подключения к системе общего водоотведения.

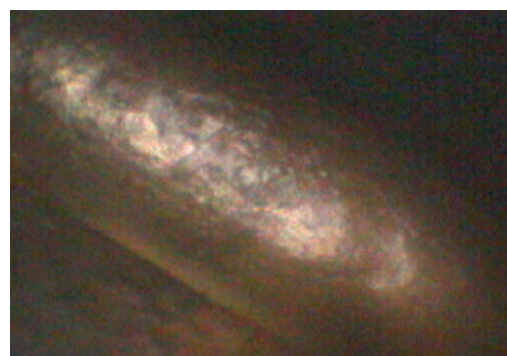
После проведения промывки удельная загрязненность контрольных образцов составила ниже 70 г/м^2 . В табл. 2 приведены данные по давлению до и после очистки, определено гидравлическое сопротивление котлоагрегата.

Таблица 2

Данные по давлению до и после очистки, гидравлическому сопротивлению котла

Место измерения и фиксации данных	Давление, бар		
	до очистки	после очистки	Δ
На входе нагреваемого теплоносителя	4,2	4,2	0
На выходе нагреваемого теплоносителя	3,2	3,9	0,7

На рис. 2 зафиксировано состояние поверхности котла КВГ-400 до и после очистки.



До очистки

После очистки

Рис. 2

Выводы

Биотехнология «Бонака» – один из самых современных и эффективных методов очистки внутренних поверхностей нагрева котлов. Эффективность очистки соответствует критериям, предъявляемым руководящей и научно-технической документацией к работам подобного вида

Стоимость выполнения работ находится на конкурентоспособном уровне с аналогичными технологиями, основанными на использовании химических реагентов.

На сегодняшний день технология «Бонака» является с точки зрения воздействия на конструкционные материалы самым безопасным способом очистки теплоэнергетического оборудования, выполненного как из стали, так и из цветных металлов. Используемая в ходе очистки биокомпозиция «БиЗ-1» в силу биологической основы имеет неоспоримое преимущество перед другими средствами в части соблюдения требований экологии.

Список литературы

1. **Гулий, О.И.** Методы получения промышленных штаммов микроорганизмов: метод указания по выполнению лабораторных работ для направления подготовки 240700.62 Биотехнология [Текст] / сост. О.И. Гулий. – Саратов: ФГБОУ ВПО «Саратовский ГАУ», 2016. – 35 с.
2. **Жилин, В.** Термодинамический способ защиты оборудования систем теплоснабжения от коррозии и отложений [Текст] / В. Жилин, Д. Ильин // Энергетика и ТЭК. – Минск, 2010.
3. **Жданов, О.В.** Накипь и проблемы теплоэнергетики [Текст] / О.В. Жданов // Новости теплоснабжения. – 2006. – № 4 (68).
4. **Зимняков, А.М.** Анализ химических отложений теплового оборудования и способы их очистки [Текст] / А.М. Зимняков, Р.В. Наумов // Известия ПГПУ им. В.Г. Белинского. – 2010. – № 17.

СОДЕРЖАНИЕ

Ольховский Г.Г. Парогазовые установки в отечественной электроэнергетике	4
Березинец П.А. Развитие и совершенствование котлов-утилизаторов для ПГУ	10
Тугов А.Н., Майданик М.Н. Паровые котлы-утилизаторы за ГТУ мощностью более 25 МВт, установленные на ТЭС России	17
Радин Ю.А. Опыт освоения и эксплуатации котлов-утилизаторов ПГУ	26
Сомова Е.В. Разработка отечественных прямоточных котлов-утилизаторов для ПГУ различной мощности	34
Хуторненко С.Н. Опыт реализации проектов паровых котлов-утилизаторов, спроектированных и изготовленных по технологии Nooter/Eriksen, в составе энергоблоков России	42
Зелинский А.Э. Промышленные котлы-утилизаторы для работы в энергетических установках по циклу Ренкина с органическими теплоносителями на базе ГТУ малой и средней мощности	47
Майданик М.Н., Тугов А.Н., Мишустин Н.И., Зелинский А.Э. Исследовательские испытания котла-утилизатора П-134 энергоблока ПГУ-210Т Челябинской ТЭЦ-3	51
Варварский А.В. Опыт эксплуатации котла-утилизатора Нижневартовской ГРЭС	61
Панков В.С., Смирнов Е.А. Методы и способы борьбы с причинами повреждений паропроводящих труб контура низкого давления котлов-утилизаторов ПГУ	72
Цветков М.С. Опыт эксплуатации двухконтурных котлов-утилизаторов ПК-55 энергоблоков № 1 и 2 Юго-Западной ТЭЦ в переменных режимах работы	79
Кирилина А.В., Суслов С.Ю., Зезюля Т.В., Еремина Е.В., Соколова Е.А., Тимофеев Н.Е. Внедрение аминоксодержащего реагента ВТИАМИН на энергоблоках ТЭС	87
Полевич А.Н. Консервация осушенным воздухом котлов-утилизаторов	103
Радин Ю.А., Конторович Т.С. Методические основы применения принципа эквивалентной наработки для назначения сроков технического обслуживания	107
Беляков И.И., Бреус В.И., Попов М.С. Анализ причин эрозионных повреждений элементов испарительных контуров низкого давления котлов-утилизаторов ПГУ	115
Росляков П.В., Плешанов К.А., Стерхов К.В. Исследование работы циркуляционного контура с горизонтальным расположением труб испарителя на примере котла-утилизатора ПК-79 Челябинской ТЭЦ-1	125
Фёдоров А.И., Баев Д.А. Исследование и разработка внутрикотловой схемы для барабана высокого давления котла-утилизатора ПК-85 Новогорьковской ТЭЦ	132
Тугов А.Н. Конструктивные решения и опыт эксплуатации котлов-утилизаторов парогазовых ТЭС, в состав которых входят установки для сжигания ТКО	147
Шабунин А.С., Гомболевский В.И. Особенности пусковых тепловых схем ПГУ с применением котлов-утилизаторов большой мощности	159
Полевич А.Н. Некоторые особенности послемонтажных водно-химических отмывок котлов-утилизаторов ПГУ	169
Кузнецов Д.П., Левина Е.Ю. Применение биотехнологии «БОНАКА» для водно-химических очисток котлов-утилизаторов ПГУ	174