

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
ФГБОУ ВПО «КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ТЕПЛОФИЗИКИ ИМ. С.С. КУТАТЕЛАДЗЕ СО РАН

IX СЕМИНАР ВУЗОВ ПО ТЕПЛОФИЗИКЕ И ЭНЕРГЕТИКЕ

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

21–24 октября 2015 года
г. Казань, Россия

Сборник материалов докладов

В четырех томах

Том III

*Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда
фундаментальных исследований
Соглашение № 15-08-20837/15 от 31.07.2015*

Казань 2015

УДК 620.9
ББК 31
С306

С306 IX Семинар ВУЗов по теплофизике и энергетике: сборник материалов докладов / в 4 т. Т. III. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2015. – 186 с.

ISBN 978-5-89873-443-5

ISBN 978-5-89873-441-1

В первом томе публикуются материалы пленарных докладов и секции 1 «Теплофизика» по направлениям: тепломассообмен, гидрогазодинамика, горение, моделирование.

Во втором томе – секция 2 «Теплоэнергетика» по направлениям: развитие парогазовой и угольной энергетики, возобновляемая энергетика, энергосбережение, экология.

В третьем томе – секция 3 «Тепловые электрические станции» по направлениям: инновации, исследования, автоматизация.

В четвертом томе публикуются материалы секции 4 «Энергоэффективность, энергосбережение и импортозамещение в топливно-энергетическом комплексе» и секции 5 «Круглый стол. Системы теплоснабжения».

Предназначен для научных работников, аспирантов и специалистов, работающих в области энергетики, а также для студентов вузов энергетического профиля.

УДК 620.9
ББК 31

*Материалы докладов публикуются в авторской редакции.
Ответственность за содержание тезисов возлагается на авторов*

ISBN 978–5–89873–441–1

© Казанский государственный
энергетический ун-т, 2015

СЕКЦИЯ 3. «ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ: ИННОВАЦИИ, ИССЛЕДОВАНИЯ, АВТОМАТИЗАЦИЯ»

Председатель: Чичирова Наталия Дмитриевна

Сопредседатель: Егоров Павел Владимирович

Секретарь: Ляпин Александр Игоревич

УДК 621.311

ВЫБОР СОСТАВА ОТМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ ОЧИСТОК ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

А.А. ЧИЧИРОВ*, Н.Д. ЧИЧИРОВА*, Ю.В. АБАСЕВ*, Н.Г. ШАГИЕВ*

*ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет»,
г. Казань

Аннотация. Рассмотрены основные факторы, влияющие на эффективность процессов удаления отложений с теплообменных поверхностей оборудования ТЭС. Приведены результаты термодинамических расчётов для водных систем, содержащих нитрилотриметилфосфоновую кислоту. Обоснована целесообразность применения отмывочных растворов на основе комплексонов, принадлежащих к карбоновым и фосфоновым кислотам.

Ключевые слова: отмывочные растворы, нитрилотриметилфосфоновая кислота, удаление отложений, термодинамические расчёты.

Проблемы, возникающие при эксплуатации теплообменного оборудования тепловых и атомных электростанций, в значительной степени связаны с ухудшением условий теплообмена по причине образования малотеплопроводных отложений на рабочих поверхностях агрегатов. Это может привести к частичной потере располагаемой мощности энергоблоков и снижению технико-экономических показателей станции в целом.

Появление в рабочем теле примесей, поступающих с присосами охлаждающей воды конденсационной установки, и продуктов коррозии конструкционных материалов негативно влияет на физико-химические процессы в пароводяном контуре.

Особую опасность представляет развитие местных видов коррозии – язвенной, щелевой, межкристаллитной, питтинговой и др. Появляющиеся

при этом повреждения теплообменных поверхностей снижают надёжность работы теплоэнергетического оборудования.

Многолетний опыт внедрения различных водно-режимных мероприятий показал возможность существенного уменьшения интенсивности коррозионных процессов. В отечественной теплоэнергетике применяются такие водно-химические режимы конденсатно-питательного тракта как гидразинноаммиачный, нейтрально-кислородный, хеламиновый, комплексонный и др. [1].

Вместе с тем, во многих случаях не удаётся избежать постепенного накопления отложений на поверхностях теплообменных агрегатов. Это требует проведения периодических очисток оборудования. Для удаления железистых и кальциевомагниевого отложений разрабатываются моющие растворы, содержащие минеральные и органические кислоты, а также комплексообразующие вещества (комплексоны).

Основными показателями эффективности химических отмывок являются полнота и скорость удаления отложений, расход реагентов, предотвращение повреждений основного металла, а также минимизация экологических последствий утилизации отработанных моющих растворов.

Одним из реагентов, наиболее полно удовлетворяющих этим требованиям, считается этилендиаминтетрауксусная кислота (ЭДТК), принадлежащая к классу полиаминополикарбоновых кислот. Сама ЭДТК слабо растворима в воде, но растворимость её натриевых солей, например, трилона Б ($\text{Na}_2\text{ЭДТК}$), существенно выше и возрастает с увеличением степени замещения по натрию [2].

При этом, однако, изменяется величина pH отмывочного раствора, что приводит к замедлению процесса удаления соединений железа с теплообменных поверхностей. С другой стороны, очистка теплообменников от отложений солей жёсткости комплексообразующими реагентами, как правило, более эффективна в щелочных средах [3].

В большинстве случаев в пароводяных контурах ТЭС и АЭС может происходить образование отложений сложного состава. Это отражает различные пути поступления примесей в рабочее тело. Следовательно, важным направлением оптимизации условий проведения химических очисток является обоснованный выбор состава отмывочного раствора.

С целью совершенствования технологий использования трилона Б исследуются возможности его применения в композициях с минеральными или органическими кислотами, а также с комплексонами фосфорорганического ряда. Желательно, чтобы добавочные компоненты обладали комплексообразующей способностью, сопоставимой с основным реагентом.

Из комплексонов, опробованных на теплоэнергетических предприятиях, обращают на себя внимание фосфоновые кислоты – оксиэтилидендифосфоновая (ОЭДФ) и нитрилотриметилфосфоновая (НТФ) (рисунок 1).

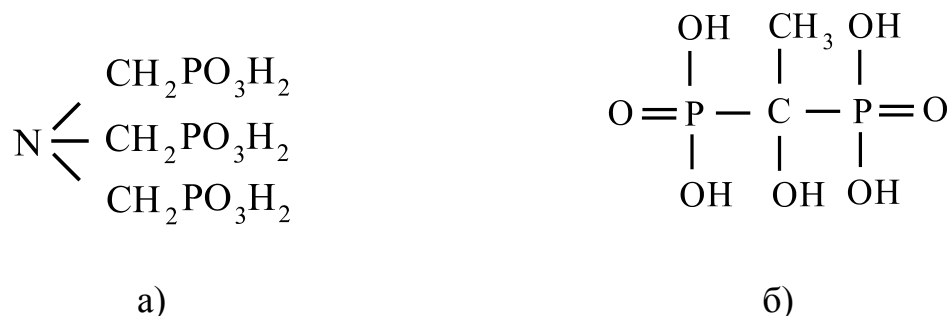


Рисунок 1. Строение молекул НТФ (а) и ОЭДФ (б) [4]

Следует отметить, что некоторые комплексоны способны образовывать с катионами металлов не только мооядерные комплексы с соотношением комплексон:металл, равным 1:1, но также и полиядерные комплексные соединения (рисунок 2).

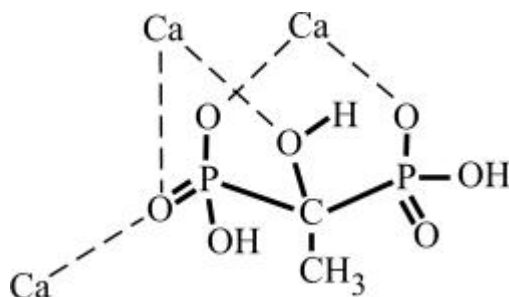


Рисунок 2. Рентгеноструктурное строение полиядерного комплекса кальция (II) с ОЭДФ [4]

Высокая прочность комплексных соединений металлов связана с хелатным эффектом K_{chel} , величина которого рассчитывается следующим образом:

$$\lg K_{\text{chel}} = \lg K_{\text{MLig}} + \lg K_{\text{ML}},$$

где K_{MLig} и K_{ML} – константы устойчивости комплексов катиона М с бидентатным и монодентатным лигандом соответственно [5].

Исследования комплексообразующих свойств комплексонов, принадлежащих к различным классам, показали целесообразность исследования эффективности использования многокомпонентных

отмывочных растворов для проведения химических очисток рабочих поверхностей теплообменного оборудования электростанций [6, 7].

Для оценки возможности применения НТФ в качестве регулятора величины рН отмывочной композиции этой фосфорорганической кислоты с трилоном Б необходимо определить равновесные концентрации всех компонентов водного раствора, содержащего одновременно оба рассматриваемых комплексона.

Для расчёта концентраций частиц в системе «H₂O-Na-ЭДТК-НТФ», образующейся в отмывочном контуре, использована математическая модель, учитывающая электростатическое взаимодействие ионов. Параметр A , фигурирующий в наиболее часто применяемых соотношениях для расчёта ионной силы раствора, определяется следующим образом:

$$A = \frac{\sqrt{2 \cdot \pi \cdot N_A \cdot e^6}}{2,3026 \cdot \sqrt[3]{10 \cdot k \cdot \varepsilon \cdot T}},$$

где e – заряд электрона, ε – диэлектрическая постоянная, N_A – постоянная Авогадро, k – постоянная Больцмана, T – температура, К.

При концентрациях реагентов, характерных для технологий химических очисток теплообменного оборудования электростанций, для расчёта среднего ионного коэффициента активности $f_{\pm}$ [8] применимо, в частности уравнение Скотчарда:

$$-\lg f_{\pm} = \frac{A|z_+z_-|\sqrt{I}}{1 + 1,5\sqrt{I}}.$$

В этой формуле: z_+ , z_- – заряд катиона и аниона; I – ионная сила в единицах молярности.

Начальная величина рН отмывочной композиции определяется с помощью уравнения электронейтральности раствора. При доступе воздуха в процессе приготовления концентрированного моющего раствора в баке-дозаторе возможно растворение углекислого газа в водной среде. Этот процесс при расчётах можно не учитывать, поскольку его влияние несущественно при величинах рН, характерных для технологий химических очисток теплообменных агрегатов ТЭС и АЭС [9].

На рисунке 3 приведены результаты расчёта величины рН бинарного моющего раствора, содержащего смесь полиаминополикарбонового комплексона ЭДТК (или её натриевых солей с различной степенью замещения) с фосфорсодержащим комплексом НТФ.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что дозировка НТФ в монораствор трилона Б обеспечивает регулирование величины pH, необходимое для ускорения процесса удаления железоокисных отложений с рабочих поверхностей теплообменников тепловых и атомных электростанций.

Достоинством трилона Б является его сравнительно «мягкое» воздействие на основной конструкционный материал при отмывке отложений, содержащих соединения железа. Скорости коррозии углеродистой стали в водных растворах фосфоновых кислот и трилона Б могут быть сопоставимы [10]. Это позволяет сделать вывод о возможности разработки эффективных технологий химических очисток с применением многокомпонентных отмывочных растворов на основе нескольких комплексонов.

pH

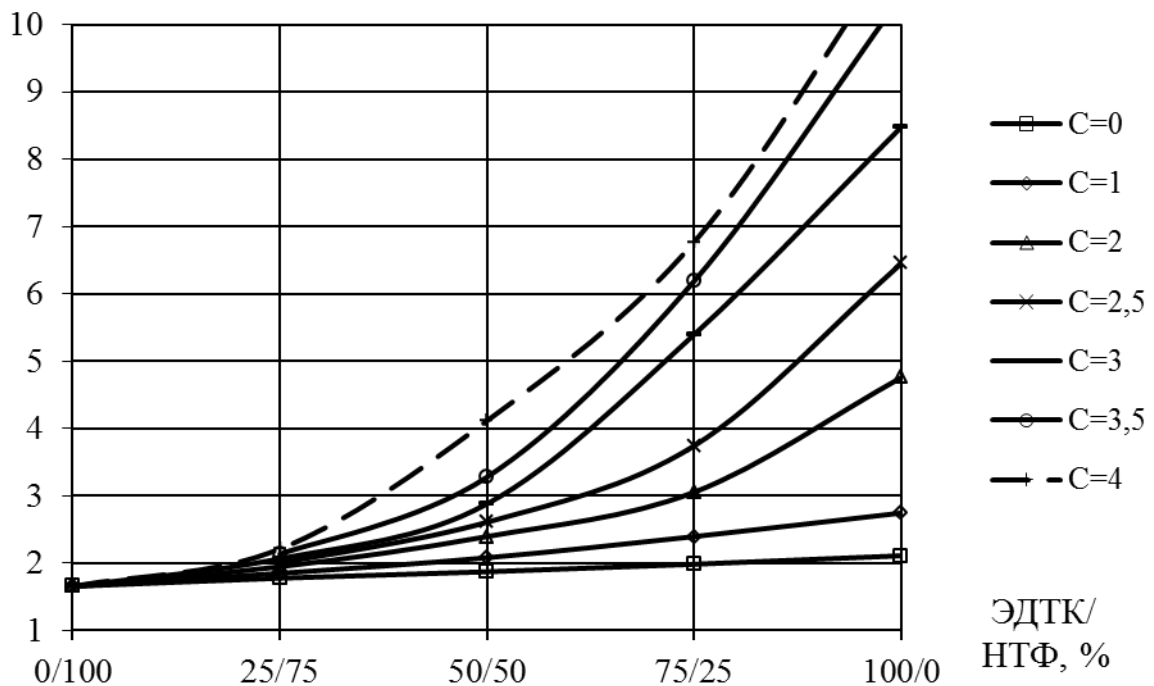


Рисунок 3. Расчётные значения величины pH бинарных растворов, содержащих ЭДТК или её натриевые соли и НТФ с суммарной концентрацией компонентов 5 г/дм³ с различной степенью замещения ЭДТК, при 298,15 К

Работа выполнена в рамках реализации базовой части государственного задания Минобрнауки РФ Высшим учебным заведениям (соглашение 2014/448 от 13.03.2014 код проекта №3029)

Список литературы

1. Котова М.Е. Организация водно-химического режима в системах теплоснабжения как составляющая энергоэффективности // Новости теплоснабжения. 2014. № 6. – С. 50–53.
2. Маргулова Т.Х. Применение комплексонов в теплоэнергетике. М.: Энергоатомиздат, 1986. – 280 с.
3. Шагиев Н.Г., Чичирова Н.Д., Абасев Ю.В., Макаров А.С. Влияние ионных взаимодействий в водных системах с комплексообразующими реагентами на процессы в водяных контурах электростанций // Энергосбережение и водоподготовка. 2004. № 4 – С. 22–24.
4. Дятлова Н.М., Темкина В.Я., Попов К.И. Комплексоны и комплексонаты металлов. М.: Химия, 1988. – 544 с.
5. Васильев В.П. Термодинамика образования координатных соединений металлов с комплексонами // ЖВХО. 1984. Т. 29, № 3. – С. 68–75.
6. Абасев Ю.В., Чичирова Н.Д. Оценка возможности и эффективности применения комплексонов на тепловых электрических станциях. I. Основные закономерности строения и свойств различных классов комплексонов, предполагаемых для использования на тепловых электрических станциях // Проблемы энергетики. Известия высших учебных заведений. 2005. № 9–10. – С. 96–102.
7. Чичирова Н.Д., Абасев Ю.В. Определение оптимальных условий применения комплексонов для химических очисток теплоэнергетического оборудования ТЭС // Труды Академэнерго. 2006. – С. 105–110.
8. Яцимирский К.Б., Тетюшкина В.Д. О влиянии ионной силы на константы нестойкости галогенидных и псевдогалогенидных комплексных соединений // ЖНХ. 1957. Т. 2, вып. 2. – С. 320–329.
9. Чичирова Н.Д., Шагиев Н.Г., Абасев Ю.В., Макаров А.С. Бинарные отмывочные композиции для удаления железоокисных отложений с поверхностей теплоэнергетического оборудования // Труды Академэнерго. 2014. № 2. – С. 58–65.
10. Шагиев Н.Г., Монахов А.С. Исследование возможности применения оксиэтилидендифосфоновой кислоты для отмывки отложений // Теплоэнергетика. 1983. № 7. – С. 59–60.

ELECTION OF WASHING SOLUTION FOR CHEMICAL CLEANINGS OF HEAT EXCHANGE EQUIPMENT OF POWER STATIONS

A.A. CHICHIROV *, N.D. CHICHIROVA *, Y.V. ABASEV, * .G. SHAGIEV *

* FSBEI HPE «Kazan power-engineering university», Kazan

Annotation. The main factors affecting the efficiency of processes of removing deposits from the heat transfer surfaces of equipment of power stations. Results of thermodynamic calculations for aqueous systems containing Nitrilotrimethylphosphonic acid. Expediency of washing solution on the basis of a complex belonging to the carboxylic and phosphonic acids. Key letters: washing solution, Nitrilotrimethylphosphonic acid, removal of deposits, thermodynamic calculations.

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИСТРОЙКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО КОТЛА ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПАРА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПГУ-450

Э.К. АРАКЕЛЯН, А.А. КОРШИКОВА
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», г. Москва

Аннотация. В докладе рассматривается способ расширения регулировочного диапазона ПГУ путем регулирования температуры пара высокого давления в дополнительном котле и дается оценка его технической и экономической эффективности. Исследуются сравнительные показатели маневренности, экономической эффективности и надежности ПГУ-450 без и с дополнительным котлом. Даны рекомендации по целесообразному времени использования способа при участии ПГУ в регулировании нагрузки станции и энергосистемы.

Ключевые слова: парогазовая установка, регулировочный диапазон, ограничение по температуре пара, дополнительный котел, регулирование температуры пара, маневренность, экономическая эффективность, надежность.

В настоящее время в России происходит масштабное внедрение парогазовой технологии: ГТУ и ПГУ различного типа, обусловленное их известными преимуществами по сравнению с традиционным тепловым оборудованием [1,2]. При работе электростанций на оптовом рынке электроэнергии и мощности взаимоотношения между генерирующими компаниями и системным оператором ЕЭС формируются на основе Договоров на предоставление электроэнергии и мощности на оптовый рынок, в которых оговариваются условия, выполнение которых строго обязательно. К ним относятся: гарантированная максимальная мощность, технико-экономические и экологические показатели, и особо жестко – характеристики маневренности оборудования. Невыполнение заявленных показателей может привести к отказу от оплаты мощности, поставленной на рынок.

Как известно, наиболее значимыми эксплуатационными характеристиками, определяющими экономичность, маневренность ПГУ, являются продолжительность пусков, остановов, скорость изменения

нагрузки при работе блоков в пределах регулировочного диапазона нагрузок и величина регулировочного диапазона.

Для парогазового энергоблока регулировочным диапазоном называется диапазон изменения электрической мощности парогазового энергетического блока без изменения количества работающего электрогенерирующего оборудования и сохранении нормативных экологических показателей по выбросам вредных веществ.

Для парогазового энергоблока как верхняя, так и нижняя границы регулировочного диапазона являются переменной величиной, зависящей от температуры наружного воздуха. Это связано с особенностями работы газотурбинной установки, поэтому для энергоблоков ПГУ нельзя провести однозначную как верхнюю, так и нижнюю границу допустимого регулировочного диапазона [1–6].

Верхняя граница регулировочного диапазона будет зависеть от типа газотурбинной установки и ее характеристик и фактических условий работы энергоблока.

Для определения нижней границы допустимого регулировочного диапазона нагрузок энергоблока ПГУ следует исходить из показателей надежности, к которым относятся:

- минимально допустимая температура пара высокого давления на входе в паровую турбину (ПТ) (так, для блока ПГУ-450Т эта температура составляет 450°С);
- допустимая влажность в последних ступенях ПТ-0,12;
- надежная работа ГТУ на частичных нагрузках.

Для энергоблока ПГУ-450Т допустимая нижняя граница нагрузки ГТУ составляет 90–95 МВт. Рядом организаций за последние годы проведены многочисленные исследования для определения оптимальной схемы работы ПГУ-450Т на пониженных нагрузках и в переходных режимах. В диапазоне нагрузок 154–90 МВт разгрузка ГТУ идет за счет одновременного снижения расхода топливного газа и расхода воздуха на входе в компрессор (регулирует внешний направляющий аппарат – ВНА), при этом температура газа за ГТУ остается практически без изменения. При дальнейшем разгрузении при закрытой ВНА температура газов за ГТУ и температура пара снижаются. Таким образом, нагрузка ПГУ-450 на нижней границе регулировочного диапазона по приведенному условию температуры пара высокого давления при работе блока с полным составом оборудования (2 ГТУ и ПТ) и температуре наружного воздуха близкой +15°С должна составлять не менее 275 МВт и 145 МВт при работе блока с неполным составом оборудования (1 ГТУ и ПТ).

Следует отметить, что применение полиблочных ПГУ позволяет получить более высокий КПД энергоблока на частичных нагрузках за счет отключения одной ГТУ. Так, на энергоблоке ПГУ-450Т отключение ГТУ позволяет достичь мощности ПГУ 220–230 МВт с КПД 48–49%.

Однако, отключение одной ГТУ приводит к разрывам и скачкам графиков расходных характеристик, простоям технологического оборудования, дополнительным пускам при последующем увеличении нагрузки и, соответственно, к финансовым потерям. Именно поэтому проблемы выбора оптимальных режимов работы ПГУ на пониженных нагрузках и расширения их регулировочного диапазона стоят особенно остро.

Ранее были разработаны и описаны некоторые методы расширения регулировочного диапазона без перехода на схему работы ПГУ с одной газовой турбиной:

1. Включение системы антиобледенения (ОАО «ВТИ»).
2. ПГУ с подогревом циклового воздуха (ОАО «ВТИ»).
3. Малопаровой режим ЦВД (НИУ «МЭИ»).
4. Обводное парораспределение (НИУ «МЭИ»).

Практически все рассмотренные ранее методы, кроме включения системы антиобледенения, требуют внесения серьезных изменений в тепловую схему энергоблока и увеличивают удельный расход топлива, однако при этом регулировочный диапазон не может быть расширен достаточно для полного исключения разрыва регулировочного диапазона при переходе со схемы 2ГТ+2КУ на схему 1ГТ+1КУ.

Одним из возможных путей решения этой проблемы для ПГУ, привлекаемых к регулированию нагрузки – организация дополнительного подогрева пара высокого давления с возможностью регулирования его температуры при работе ПГУ в режиме с закрытым ВНА.

Принимая во внимание взаимосвязь между температурой острого пара и его расхода, и между мощностями ГТ и ПТ, предлагается использовать схему регулирования температуры пара высокого давления после выхода его из КУ, в дополнительном котле небольшой тепловой мощности (ДК). Преимуществом такого решения является возможность получения необходимой температуры пара высокого давления без изменения его расхода, что не приведет к заметному увеличению мощности паровой турбины. Кроме того, при этом режим работы и параметры теплоносителей ГТУ и КУ остаются также без изменений. Принципиальная схема включения дополнительного котла приведена на рисунке 1.

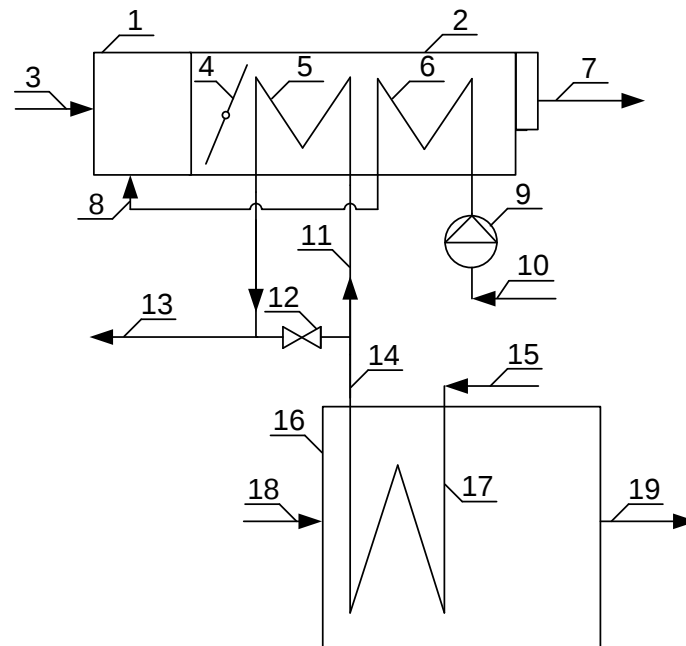


Рисунок 1. Принципиальная схема включения дополнительного котла:

1 – камера сгорания ДК; 2 – дополнительный котел; 3 – линия подачи топлива и воздуха в камеру сгорания ДК; 4 – шибер; 5 – пароперегреватель ДК; 6 – воздухоподогреватель ДК; 7 – уходящие газы ДК; 8 – линия подачи подогретого воздуха в смеситель камеры сгорания ДК; 9 – дутьевой вентилятор; 10 – линия подачи воздуха; 11 – линия подачи пара на дополнительный перегрев; 12 – дросселирующее устройство для выравнивания давления пара; 13 – линия подачи пара на ПТ; 14 – пар после пароперегревателя КУ; 15 – пар из барабана ВД КУ; 16 – КУ; 17 – пароперегреватель КУ; 18 – газы от ГТУ; 19 – уходящие газы КУ

Для регулирования температуры пара высокого давления часть его от КУ направляется в пароперегреватель ДК, а остальная часть – в обход пароперегревателя. Такое разделение потока пара, а также применение подогрева воздуха, необходимого для организации процессов горения топлива в камере сгорания ДК и обеспечения требуемого уровня температур дымовых газов на входе в пароперегреватель, позволяют сократить размеры ДК. Наличие воздухоподогревателя позволяет также увеличить КПД ДК за счет использования тепла уходящих газов ДК. Наличие байпаса пароперегревателя позволит, совместно с изменением расхода топлива на ДК, применить схемы регулирования температуры пара высокого давления перед ПТ как изменением расхода топлива, так и использованием байпасного регулирования.

Оценочные расчеты показали, что стоимость дополнительного котла не превышает 2 % от стоимости ПГУ.

Представляется целесообразным оценить влияние включения ДК на следующие эксплуатационные характеристики ПГУ:

- маневренность;
- экономический эффект;
- надежность.

Включение в работу ДК значительно расширяет диапазон работы ПГУ-450 с полным составом оборудования и, кроме того, снижается время набора номинальной нагрузки с нижней границы регулировочного диапазона. Ранее ОАО «ВТИ» были определены значения мощности газовой турбины $N_{ГТУ}$ ($N_{ГТ1}$, $N_{ГТ2}$), паровой турбины $N_{ПТ}$ и суммарной мощности ПГУ $N_{ПГУ}$ в отдельные моменты времени от начала разворота первой ГТ при разных видах пусков. Из анализа этих данных следует, что набор мощности ПГУ происходит значительно быстрее, чем при пусках традиционных котлотурбинных энергоблоков, а продолжительность пусков существенно меньше. Каждый котел–утилизатор нагружается за 45 минут из любого теплового состояния. Таким образом, блок ПГУ-450Т можно при пусках из горячего состояния нагрузить до 300 МВт со средней скоростью 5–7 МВт/мин, т.е. за 45–60 мин.

Сравним возможные времена набора номинальной нагрузки 450МВт из различных состояний:

1. ПГУ работает по схеме полублока с нагрузкой 220МВт;
2. ПГУ работает с полным составом оборудования и включенным ДК с нагрузкой 220МВт.

Первому варианту соответствует следующий состав оборудования и нагрузки:

- одна газовая турбина, работающая с нагрузкой 150МВт;
- паровая турбина, работающая с нагрузкой 70 МВт и имеющая температуру пара перед стопорными клапанами 510°C.

Второму варианту соответствует следующий состав оборудования:

- две газовые турбины, работающие с нагрузкой по 80 МВт;
- дополнительный котел;
- паровая турбина, работающая с нагрузкой 60 МВт и имеющая температуру пара перед стопорными клапанами 470°C.

После 6–8 часов простоя время пуска и набора нагрузки (равной 100 МВт) одной газовой турбины составляет 20 минут, далее нужно некоторое время (около 5 минут) для выравнивания температуры потоков пара, затем нагружение газовой турбины продолжается со скоростью 11 МВт/мин. Таким образом, время, необходимое для достижения номинальной нагрузки, в 1-м варианте составляет примерно 25–30 минут.

Для 2-го варианта очевидно, что можно сразу же переходить к набору нагрузки. Так, каждая газовая турбина должна быть догружена на 70 МВт, что с учетом скорости 11 МВт/мин, займет менее 10 минут.

Из приведенных рассуждений видно, что включение в работу ДК значительно облегчает и ускоряет процедуру набора номинальной нагрузки на 15–20 минут.

В России на ТЭС, работающих на конденсационном и теплофикационном оборудовании, вырабатывается соответственно около 250 и 350 млрд.кВт·ч со средним удельным расходом топлива на производство электроэнергии (на отпуск с шин электростанций) 341 и 327 гут/кВт·ч (соответствует КПД соответственно 36 и 37,6 %).

Удельный расход топлива ПГУ-450 с ДК (вариант второй) составляет 316,8 гут/кВт·ч (КПД 38,8 %) и это означает, что для энергосистемы выгоднее регулировать мощность за счет ПГУ-450 с включением ДК, чем разгружать среднестатистический тепловой блок.

Для оценки целесообразности включения дополнительного подогрева пара высокого давления сравним показатели работы ПГУ-450 в режиме с ДК (220 МВт, 470°C) с альтернативным вариантом работы ПГУ с неполным составом оборудования с остановом одной ГТ и КУ [7]. В качестве критерия сравнения используются затраты топлива на ПГУ за время прохождения провала нагрузки длительностью (τ , час), составляющие:

– для варианта работы ПГУ с дополнительным подогревом пара высокого давления:

$$B_{ПГУ}(2ГТ) = [B_{ПГУ}(N_{ПГУ}) + \Delta B_{ДК}] \tau \quad (1)$$

где $B_{ПГУ}(N_{ПГУ})$ – часовой расход условного топлива на ПГУ при работе ее с полным составом оборудования с нагрузкой $N_{ПГУ}$; $\Delta B_{ДК}$ – часовой расход условного топлива при подогреве пара в ДК;

– для варианта работы ПГУ с неполным составом оборудования:

$$B_{ПГУ}(1ГТ) = B_{ПГУ}(N_{ПГУ-1ГТ}) \tau + \Delta B_{ОСТ}(ГТ, КТ) + \Delta B_{П}(ГТ, КУ) \quad (2)$$

где $B_{ПГУ}(N_{ПГУ-1ГТ})$ – часовой расход условного топлива на ПГУ при работе с неполным составом оборудования; $\Delta B_{ОСТ}(ГТ, КТ)$, $\Delta B_{П}(ГТ, КУ)$ – потери топлива при останове и обратного пуска одной газовой турбины и котла-утилизатора.

Приняты следующие условия расчета:

– мощность ПГУ в режиме работы с неполным составом принимается равным мощности ПГУ в исходном состоянии:

$$N_{ПГУ-1ГТ} = 220 \text{ МВт};$$

– потери топлива при пуске одной газовой турбины и котла утилизатора из горячего состояния при работающем остальном оборудовании по данным «ВТИ» составляет 22,1 т.у.т.

Потери топлива при разгрузке и останове газовой турбины можно оценить по выражению:

$$\Delta B_{ОСТ}(ГТ, КУ) = N_{ГТ.СР} \tau_P (b_{СР.Р} - b_H), \quad (3)$$

где $N_{ГТ.СР}$ – средняя мощность ГТ при разгрузке; τ_P – время разгрузки (при допустимой скорости разгрузки 11 МВт/мин); $b_{СР.Р}, b_H$ – удельный расход условного топлива на ГТ при средней и номинальной нагрузках, соответственно.

Из уравнений (1) и (2) получим целесообразное время работы рассматриваемого режима:

$$\tau = \frac{\Delta B_{ОСТ}(ГТ, КУ) + \Delta B_{П}(ГТ, КУ)}{B_{ПГУ}(2ГТ) - B_{ПГУ}(1ГТ)} \quad (4)$$

По данным, приведенным ранее, получается:

$$\tau = \frac{22,1 + 0,7}{69,26 - 57,2} = 1,8 \text{ часа.}$$

То есть в случае необходимости несения нагрузки 220 МВт на ПГУ-450 в течение полутора-двух часов можно обойтись без отключения одной из газовых турбин, а эффективней включить в работу ДК. Включение ДК позволяет блоку работать и в разрыве регулировочного диапазона ПГУ, неся нагрузку от 220 до 270 МВт. При необходимости ПГУ может работать и на более низких нагрузках (до уровня 160–170 МВт), при этом экономически оправданное время, рассчитываемое по выражению (4), несколько увеличивается.

Методика определения экономического эффекта от включения в работу ДК основана на приведенной выше методике определения целесообразного времени включения ДК и учитывает цены на топливо и

электроэнергию на балансирующем рынке. Ниже приведена такая оценка по сравнению с работой ПГУ в режиме полублока с нагрузкой 220 МВт.

На сайте Системного оператора представлена информация по цене на электроэнергию в течение суток, которая меняется от 0,8 до 1,2 руб/кВт·ч; на сайте Федеральной службы по тарифам опубликована цена на природный газ для промышленных потребителей, которая на 2015 год в пересчете на условное топливо составляет 3,322 руб/кг у.т.

Итоговая расчетная формула для определения экономического эффекта имеет вид:

$$\text{ЭЭ} = ((N_{\text{эз}} - N_{220}) \cdot C_{\text{э}} - (N_{\text{эз}} \cdot b_{\text{эз}} - N_{220} \cdot b_{220}) \cdot C_{\text{г}}) \cdot \tau + P_{\text{от}} \cdot C_{\text{г}} \quad (5)$$

где $N_{\text{эз}}$ – возможная нагрузка ПГУ; N_{220} – нагрузка полублока, равная 220 МВт; $C_{\text{э}}$ – цена электроэнергии; $b_{\text{эз}}$ – удельный расход условного топлива при нагрузке; b_{220} – удельный расход условного топлива при нагрузке полублока, равной 220 МВт; $C_{\text{г}}$ – цена на природный газ; τ – время работы на данной нагрузке; $P_{\text{от}}$ – потери условного топлива при пуске и останове газовой турбины.

Так, при времени включения в работу ДК на 2 часа была определена минимальная мощность при различных ценах на электроэнергию, при которой включение ДК целесообразно (см. рис.2).

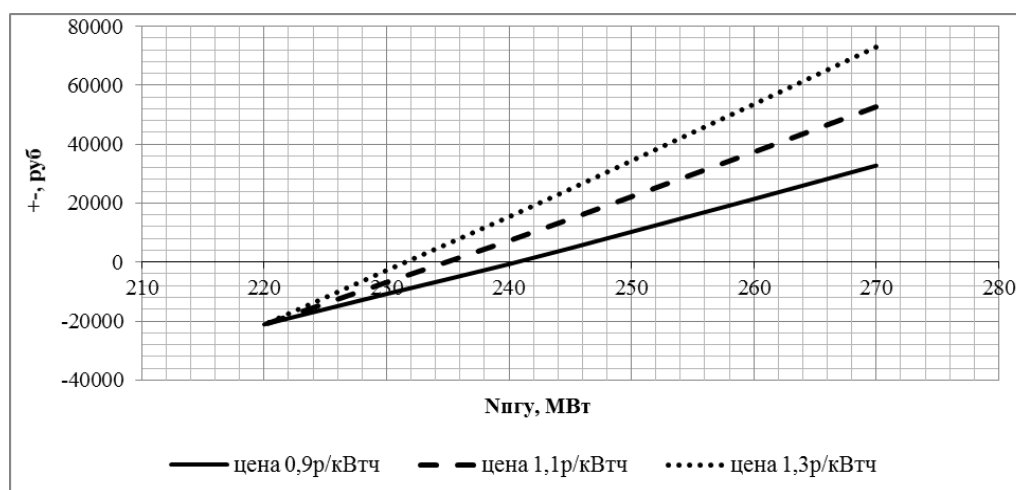


Рисунок 2. Экономический эффект от включения ДК при различных ценах за кВт·ч

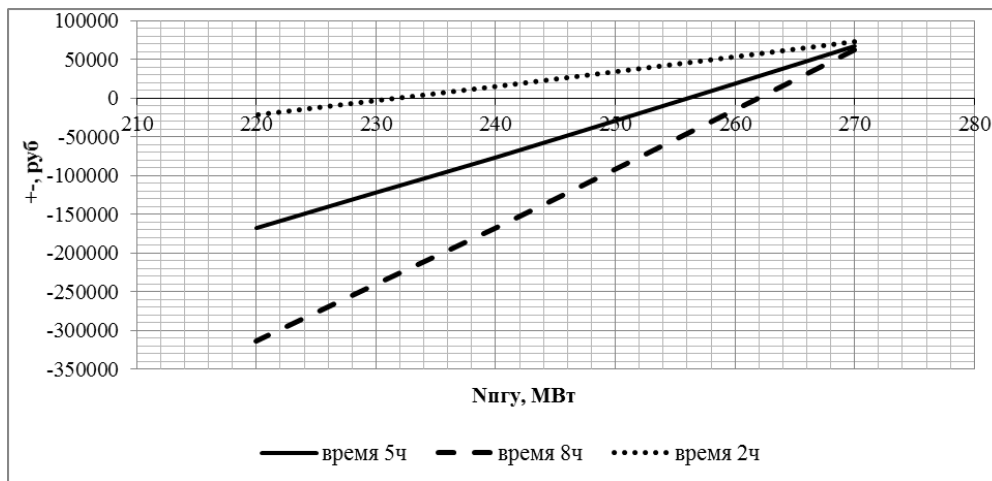


Рисунок 3. Экономический эффект от включения ДК при различных временных интервалах

Так, при цене 0,9 руб/кВт·ч в течение 2 часов можно нести нагрузку 240 МВт с полным составом оборудования без убытков.

При цене 1,3 руб/кВт·ч были проведены расчеты экономического эффекта при различном времени несения нагрузки и различной самой нагрузке.

Из приведенных графиков видно, что на время около 2 часов целесообразно включать ДК и нести нагрузку ПГУ около 230 МВт. Включение его в работу на более длительное время либо ведет к убыткам по сравнению с отключением одной ГТ, либо незначительно расширяет регулировочный диапазон. Так, при необходимости снижения нагрузки на 8 часов положительный эффект имеет разгружение ПГУ только до 260 МВт.

Неравномерность суточных графиков энергопотребления ужесточает режимные требования к оборудованию тепловых электростанций. Газотурбинные установки по своим маневренным характеристикам в большей степени приспособлены к таким условиям работы по сравнению с остальным оборудованием. При этом использование газовых турбин в маневренных режимах работы снижает их расчетный ресурс. Для оптимизации управления режимами работы газотурбинных электростанций необходимо учитывать темп выработки ресурса. Как правило, установленный заводом — изготовителем режим работы газотурбинных установок не выдерживается в реальных условиях эксплуатации, а, следовательно, особо актуально стоит задача адекватной оценки изменения ресурса и срока службы наиболее ответственных элементов при частых пусках и остановах, а также при работе в нерасчетных режимах. Удобным инструментом для расчета остаточного

ресурса является использование понятия эквивалентной наработки в базовом режиме, когда каждой пуско–остановочной операции ставится в соответствие число часов работы в базовом режиме [8].

Таким образом, задача сводится к нахождению числа циклов до разрушения соответствующего каждому типу пуска (пуск из холодного состояния, из горячего состояния и т.п.). Количество эквивалентных часов работы возрастает быстрее, чем количество действительных часов работы, что приводит к сокращению интервалов между инспекциями и ревизиями. Ниже приведены, рассчитанные ранее, значения эквивалентных часов работы для разных типов пуска.

- после простоя в 7 часов – 8,46 часов;
- после простоя в 17 часов – 19,42 часов;
- после простоя в 48 часов – 43,96 часов;

Снижение нагрузки от номинального до минимально возможного значения 0,57 ч.

Предположим, что рассматриваемый блок ПГУ-450 работает 300 дней в году и с учетом ночного провала потребления вынужден снижать нагрузку отключением одной из газовых турбин или включением в работу дополнительного котла на время около 7 часов.

Годовое число эквивалентных часов работы при отключении одной из газовых турбин ежесуточно составит:

$$T_{\text{эквГТ}} = 300 \cdot (8,46 + 0,57 + 24 - 7) = 7809 \text{ ч}; \quad (7)$$

А при включении в работу дополнительного котла и снижении мощности обеих газовых турбин число эквивалентных часов работы составит:

$$T_{\text{эквДК}} = 300 \cdot (0,57 + 24) = 7371 \text{ ч}. \quad (8)$$

Таким образом, при включении в работу дополнительного котла число эквивалентных часов работы для двух газовых турбин блока сократится на 438 часов в год. Это означает, что ГТ, ежесуточно останавливаемый на 7 часов, исчерпает свой расчетный ресурс эквивалентных часов на год раньше положенного срока (15 лет).

Помимо этого, при использовании режима работы ПГУ с ДК возможна можно минимизировать количество пусков и остановов оборудования, что приведет к сокращению числа ошибок при пусках и аварийных остановов, которые часто случаются при включении основного оборудования после ночного останова. Это позволит не отклоняться от диспетчерского графика, уменьшая вероятность получения станцией всевозможных штрафов.

Выводы

Проведена оценка технической и экономической эффективности включения в работу ДК с регулированием температуры пара высокого давления при работе ПГУ-450 на пониженных нагрузках. Показано, что ДК существенно повышает маневренность дубль-блока, расширяя регулировочный диапазон и снижая время набора номинальной нагрузки в 2–3 раза по сравнению с вариантом без дополнительного котла. Включение в работу ДК наиболее эффективно на непродолжительное время, до 2 часов. В случае необходимости работы на пониженной нагрузке на более длительное время можно оценить финансовые затраты по приведенным графикам с учетом цены на топливо и стоимости электроэнергии в разное время суток.

Одной из основных задач ДК, следующей из задачи расширения регулировочного диапазона, является повышение надежности работы энергоблока и минимизация числа пусков, остановов и простоя оборудования, которые заметно увеличивают эквивалентное число часов работы элементов блока, а применение ДК продлевает «жизненный цикл» газовой турбины примерно на год.

Список литературы

1. Аракелян Э.К., Болонов В.О., Сахаров К.В. Выбор оптимальных режимов работы бинарных ПГУ на пониженных нагрузках // Новое в российской электроэнергетике. 2011. №11.
2. Аракелян Э.К., Хуршудян С.Р. Выбор оптимальных режимов газовых турбин ПГУ-450Т при пониженных нагрузках // Новое в российской электроэнергетике. 2013. №7.
3. Аракелян Э.К., Хуршудян С.Р., Бурцев С.Ю. Способы расширения регулировочного диапазона ПГУ-450 и их сравнительная оценка по экономичности// Энергосбережение и водоподготовка. 2014. № 2 (88). – С. 45–50.
4. Аракелян Э.К., Коршикова А.А., Хуршудян С.Р. Эффективность применения дополнительной камеры сгорания низкого давления для совершенствования режимов энергоблока ПГУ-450 на пониженных нагрузках // Вестник МЭИ. 2013. №3.
5. Аракелян Э.К., Коршикова А.А. Выбор оптимальных параметров ПГУ-450 при регулировании температуры пара высокого давления в дополнительном котле // Энергосбережение и водоподготовка. – 2014. №5 (91). – С.42–48.

6. Коршикова А.А. Исследование метода расширения регулируемого диапазона энергоблока ПГУ-450Т // Энергосбережение. Теория и практика. Тез. докл.: в 3-х т. – М.: Изд. дом МЭИ, 2014, Т. 1, С. 240–241.

7. Аракелян Э.К., Коршикова А.А. Экономические характеристики ПГУ-450 в режиме поддержания температуры пара высокого давления за котлом–утилизатором на постоянном уровне на пониженных нагрузках // Конференция МЭИ. Тез. Докл.: в 3-х т. – М.: Изд. Дом МЭИ, 2011, Т.3 – С. 209–210.

8. Радин Ю.А. Использование принципа эквивалентной наработки для оценки надежности оборудования ПГУ// Ю.А. Радин, Т.С. Конторович // Электрические станции. 2012. № 1. – С. 16–18.

EVALUATION OF TECHNICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY OF THE OUTBUILDING ADDITIONAL BOILER FOR REGULATE THE TEMPERATURE HIGH PRESSURE STEAM ON CCP-450

E.K. ARAKELYAN, A.A. KORSHIKOVA

FSBEI HE «Moscow Power Engineering Institute», Moscow

Annotation. The report looks at ways to extend the adjustment range by regulating the temperature high pressure steam in additional boiler with assesses its technical and economic efficiency. Study the comparative figures maneuverability, economic efficiency and reliability CCP–450 with and without an additional boiler. The recommendations on the appropriate use of time method, with the participation of CCP power management on station and energy system.

Keywords: combined cycle plant, the adjustment range, limit temperature of the steam, the additional boiler, the control of temperature steam, maneuverability, economic efficiency, reliability.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ПГУ НА ЧАСТИЧНЫХ НАГРУЗКАХ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА

С.Ю. БУРЦЕВ, Э.К. АРАКЕЛЯН
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», г. Москва

Аннотация. В докладе рассматриваются влияние температуры наружного воздуха на режимы работы парогазовой установки с целью совершенствования системы регулирования мощности при ее участии в нормированном первичном регулировании частоты энергосистемы. Исследуются вопросы маневренности блока.

Ключевые слова: парогазовая установка, регулировочный диапазон, первичное регулирование частоты, температура наружного воздуха, регулирование мощности.

Несмотря на значительные объемы существующей информации по технологии работы парогазовой установки (ПГУ), возникают сложные задачи связанные с режимами работы парогазовой установки в условиях изменения температуры наружного воздуха. Температура наружного воздуха значительно влияет на работу ПГУ и требует комплекс вспомогательных мероприятий для ее эффективной и надежной работы в первичном регулировании частоты электросети при нерасчетных режимах. Эксплуатация блока ПГУ в течение года приводит к возникновению проблем набора и сброса нагрузки до технических ограничений [1].

Для проведения модельных исследований влияния температуры наружного воздуха на основные показатели ПГУ использовался тренажер ПГУ-450Т, разработанным ЗАО «Тренажеры для электростанций».

В диапазоне регулирования температуры выходных газов газовой турбины посредством входного направляющего аппарата (ВНА) компрессора ГТУ, при работе блока с полным составом оборудования в скользящем режиме на номинальной мощности, влияние температуры наружного воздуха на мощность ПГУ-450 сказывается несущественно из-за противоположного изменения мощностей газовых и паровой турбины. Среднее изменение мощности ПГУ в таком диапазоне температур окружающего воздуха составляет порядка 0,1 МВт/°С.

С уменьшением температуры окружающей среды срабатываемый теплоперепад в газовой турбине возрастет, что приводит к повышению ее мощности. Нагрузка паровой турбины претерпевает компенсирующее

влияние: с одной стороны, уменьшение температуры наружного воздуха приводит к снижению температуры выходящих газов из газовой турбины, и, как следствие, уменьшение температуры пара на входе в паровую турбину понизит ее мощность, с другой стороны, к увеличению расхода газов через котел-утилизатор, что увеличит расход пара через турбину и тем самым мощность паровой турбины возрастет.

Более существенное влияние на мощность энергоблока ПГУ оказывает температура наружного воздуха при полностью закрытом ВНА, без поддержания температуры уходящих газов ГТУ.

В этом случае изменение мощности ПГУ может достигать величины $1,0 \text{ МВт}/^{\circ}\text{C}$, при более низких температурах. Снижение температуры воздуха ниже $(-5)^{\circ}\text{C}$ приводит к недопустимо низким параметрам температуры выходных газов ГТУ (470°C) и, следовательно, температуре пара высокого давления (460°C), ухудшая надежность работы оборудования.

При работе блока на частичных нагрузках КПД газовой турбины (ГТ) сильно изменяется, что в первую очередь обусловлено работой компрессора, который на пониженных нагрузках потребляет больше мощности. КПД паровой турбины (ПТ) во всем диапазоне нагрузок меняется незначительно, что может позволить повысить экономичность работы энергоблока при его участии в нормированном первичном регулировании частоты сети.

Распределение нагрузки между турбоагрегатами парогазовой установки устанавливается согласно уравнениям теплового и материального баланса теплоносителя.

С учетом границ регулировочного диапазона [2] по результатам длительных экспериментов были получены зависимости доли мощности приходящейся на паровую турбину энергоблока ПГУ-450 при работе на скользящем давлении пара высокого давления (регулирующий клапан высокого давления паровой турбины полностью открыт) от нагрузки и температуры окружающего воздуха (см. рис. 1).

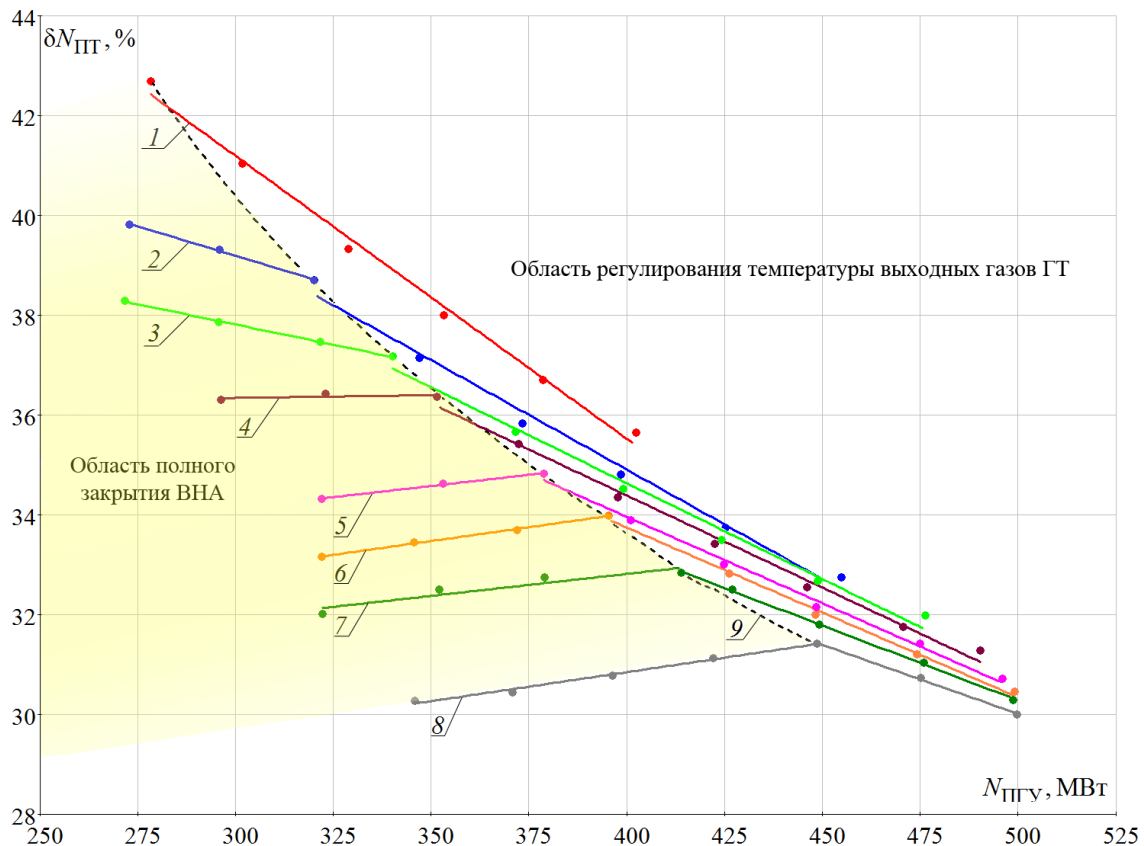


Рисунок 1. График отношения мощности паровой турбины к мощности блока в зависимости от нагрузки энергоблока и температуры наружного воздуха с линейной интерполяцией данных в области до и после закрытия ВНА: 1 – $+25^\circ\text{C}$; 2 – $+15^\circ\text{C}$; 3 – $+10^\circ\text{C}$; 4 – $+5^\circ\text{C}$; 5 – $(-5)^\circ\text{C}$; 6 – $(-10)^\circ\text{C}$; 7 – $(-15)^\circ\text{C}$; 8 – $(-25)^\circ\text{C}$; 9 – линия полного закрытия ВНА

Полученные результаты приводят к ряду важнейших закономерностей:

1. Со снижением нагрузки блока ПГУ-450 для температур наружного воздуха выше $+10^\circ\text{C}$ доля мощности паровой турбины от общей мощности энергоблока растет.

2. Снижение температуры окружающего воздуха приводит к уменьшению доли участия паровой турбины в выработке электроэнергии энергоблока.

3. С увеличением нагрузки энергоблока влияние температуры наружного воздуха на распределение нагрузки между турбоагрегатами уменьшается.

4. С уменьшением температуры наружного воздуха ниже $+10^\circ\text{C}$ зависимость доли паровой турбины от нагрузки парогазовой установки имеет максимум функции.

Вышеизложенные обоснования, в первую очередь, связаны с процессом поддержания температуры выходных газов газотурбинной установки. При работе паровой турбины на скользящих параметрах пара, регулирование нагрузки ПГУ происходит за счет изменения мощности газовых турбин. Регулятор мощности ГТУ меняет подачу топлива в камеру сгорания одновременно воздействуя на ВНА для поддержания баланса топливо-воздух. При снижении нагрузки газовых турбин ВНА полностью закрывается и удержание температуры выходных газов ГТУ становится невозможным, тогда температура уходящих газов ГТ начинает падать, что и приводит к уменьшению мощности паровой турбины и энергоблока.

На основании опытов было составлено регрессионное уравнение для определения мощности ПГУ-450 при полном закрытии ВНА в зависимости от температуры наружного воздуха в диапазоне $-25^{\circ}\text{C} < t_{\text{нв}} < +25^{\circ}\text{C}$:

$$N_{\text{ПГУ } z_{\text{ВНА}}=0}(t_{\text{нв}}) = 1,49 \cdot 10^{-4} \cdot t_{\text{нв}}^2 - 0,197 \cdot t_{\text{нв}} + 92,278. \quad (1)$$

Сильное влияние на мощность турбоагрегата оказывают две переменные: расход теплоносителя и срабатываемый теплоперепад. Используемый теплоперепад значительно зависит от начальных параметров пара: давления (p_0) и температуры (t_0). Паровая часть рассматриваемой ПГУ является чисто утилизационной, т.е. выработка пара, направляемого в турбину, осуществляется только за счет теплоты уходящих газов ГТУ. Утилизационный котел, воспринимающий тепло выходных газов для подогрева питательной воды, в самом простейшем случае можно рассматривать как теплообменник. Следовательно, работая на скользящих параметрах пара, снижение расхода газов через котел-утилизатор (КУ) приводит к уменьшению тепловосприятия экранами котла, снижению начальных параметров острого пара и падению мощности паровой турбины.

Специфика работы ПГУ преимущественно в нерасчетном режиме указывает на значительные отличия ПГУ, как объекта управления, от традиционных энергоблоков. Это чрезвычайно сказывается на особенностях участия ПГУ в общем первичном и нормированном первичном регулировании частоты энергосистемы.

Упрощенная тепловая схема ПГУ-450 представлена на рис. 2.

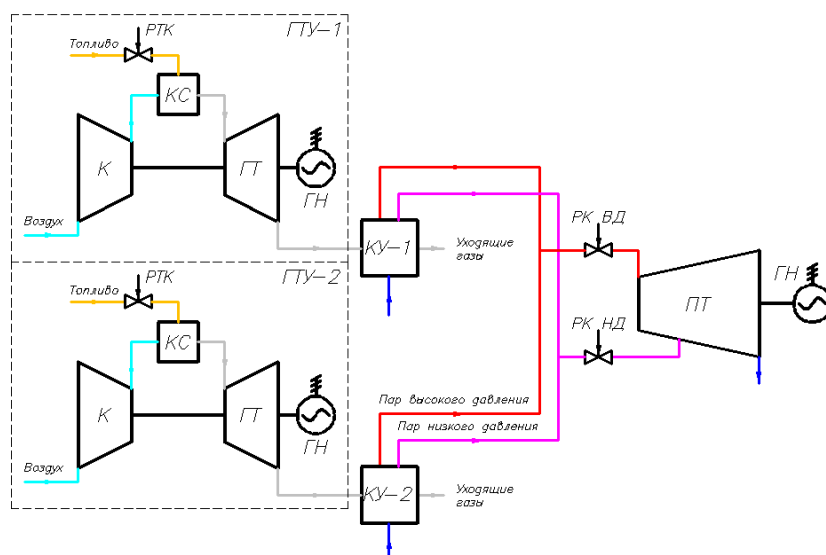


Рисунок 2. Упрощенная тепловая схема ПГУ-450 с указанием регулирующих органов управления мощностью: ГН – генератор; ГТ – газовая турбина; ГТУ – газотурбинная установка; К – компрессор; КС – камера сгорания; КУ – котел-утилизатор; ПТ – паровая турбина; РК ВД – регулирующий клапан высокого давления; РК НД – регулирующий клапан низкого давления; РТК – регулирующий топливный клапан

Основные управляющие воздействия при регулировании мощности ПГУ могут быть оказаны на:

- регулирующий топливный клапан (РТК) газовой турбины;
- регулирующий клапан паровой турбины высокого давления (РК ВД);
- регулирующий клапан паровой турбины низкого давления (РК НД).

Воздействие одним из перечисленных регулирующих органов оказывает особое влияние на мощность энергоблока.

Для изучения технологических режимов и глубокого понимания режимных возможностей оборудования станции в участии регулирование частоты и мощности энергосистемы необходимо произвести исследование переходных процессов.

Получение кривых разгона на тренажере возможно в явном виде при подаче скачкообразного возмущения на объект управления, что является решением системы уравнений заложенной в тренажере [3].

По результатам проведенных экспериментов на тренажере в зависимости от характера возмущения были получены аппроксимирующие выражения, представленные на рис. 3.

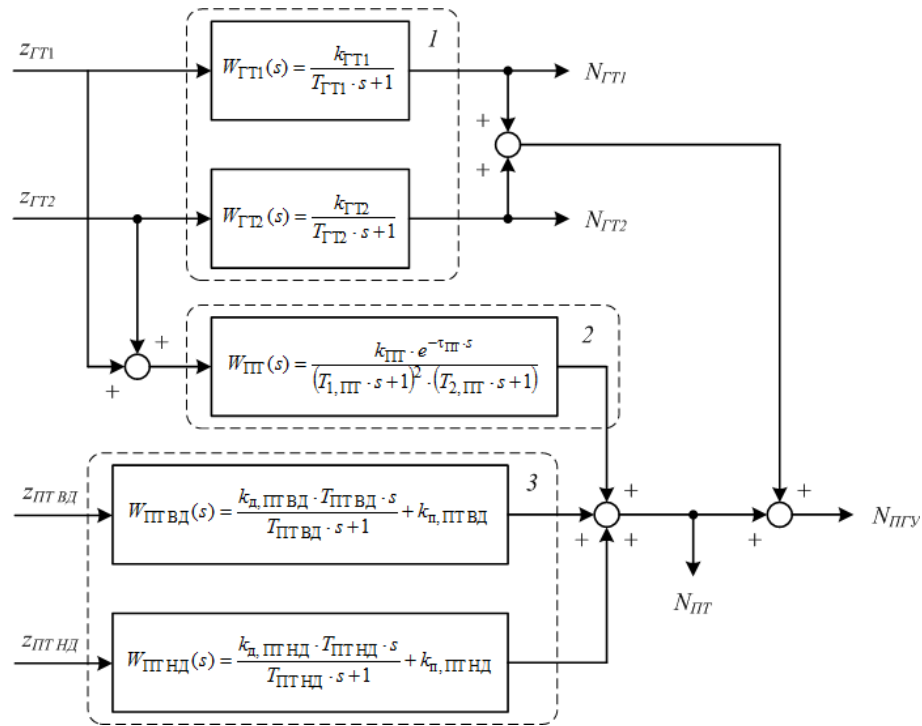


Рисунок 3. Структурная схема изменения мощности турбоагрегатов ПГУ.

$z_{ГТ}$ – положение регулирующего топливного клапана газотурбинной установки, $z_{ПТВД}$, $z_{ПТНД}$ – положение регулирующего клапана паровой турбины контура высокого и низкого давления соответственно; $N_{ГТ}$, $N_{ПТ}$, $N_{ПГУ}$ – активная мощность ГТ, ПТ и ПГУ соответственно

Изображенная структурная схема по сути является имитационной моделью мощности ПГУ. Данную модель можно разбить на три части:

1. Описывает реакцию активной мощности ГТУ на изменение положения РТК, которое практически прямопропорционально изменению расхода топлива в камеру сгорания, за исключением области нелинейности расходной характеристики регулирующего органа.

2. Отражает изменение выходной мощности ПТ при воздействии на РТК ГТУ с учетом инерционности котла–утилизатора.

3. Представляет эффект аккумулирующей способности барабанов высокого и низкого давления котла–утилизатора при открытии регулирующих клапанов ПТ.

Мощность ПГУ-450 определяется выражением:

$$N_{ПГУ} = N_{ГТ1} + N_{ГТ2} + N_{ПТ}, \quad (2)$$

где $N_{ГТ}$, $N_{ПТ}$ – мощности газовой и паровой турбины соответственно.

Ниже описаны представленные способы регулирования мощности энергоблока ПГУ-450.

Изменение мощности блока ПГУ-450 за счет регулирующих топливных клапанов ГТУ

Возмущение РТК ГТ приводит к одновременному изменению мощности газовой и паровой турбины.

На рис. 4 и 5 представлены переходные характеристики газовой и паровой турбины соответственно при одновременной подаче ступенчатого возмущения РТК ГТУ-1 и ГТУ-2 величиной 2,5 % УП при базовой нагрузке энергоблока ПГУ-450 405 МВт и температуре наружного воздуха 15°C.

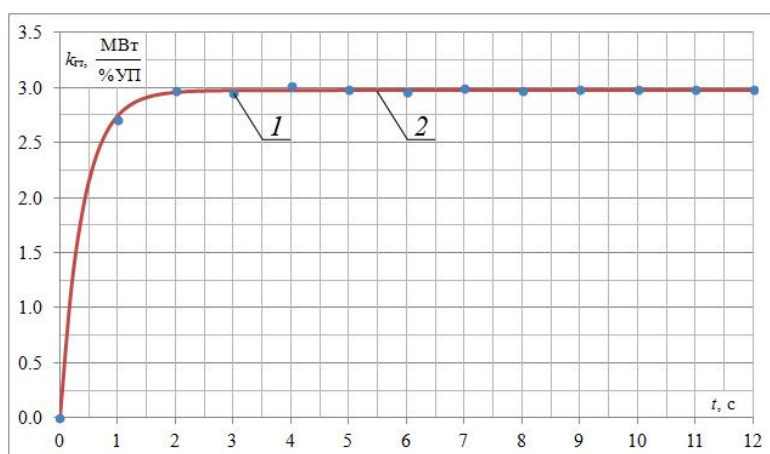


Рисунок 4. Переходная характеристика газовой турбины-1 при ступенчатом возмущении РТК: 1 – экспериментальные данные; 2 – аппроксимирующая кривая

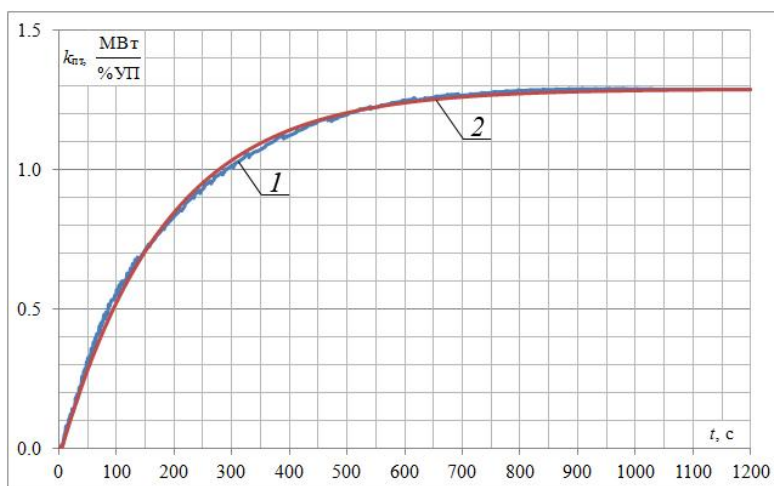


Рисунок 5. Переходная характеристика паровой турбины при одновременном ступенчатом возмущении РТК ГТУ-1 и ГТУ-2: 1 – экспериментальные данные; 2 – аппроксимирующая кривая

При работе блока на скользящем давлении, воздействие РТК приводит к изменению расхода топлива и вместе с ним расхода воздуха посредством ВНА. Увеличение расхода и температуры выходных газов ГТУ вызывает постепенный рост выработки пара котлом–утилизатором, что повышает давление пара перед ПТ и вырабатываемую мощность. Изменение мощности ГТУ происходит практически мгновенно, а паровой турбины носит явно апериодический характер с запаздыванием.

По результатам экспериментов в диапазоне исследуемых нагрузок 360–405 МВт и температур наружного воздуха $-25^{\circ}\text{C} < t_{\text{нв}} < +25^{\circ}\text{C}$, сформулируем следующие основные тезисы:

1. Возмущение топливным клапаном газовой турбины при работе энергоблока ПГУ-450 по дубль–блочной схеме (2ГТ+2КУ+ПТ) увеличивает коэффициент усиления паровой турбины в 2 раза, чем при работе на одной ножке (1ГТ+1КУ+ПТ). Это означает, что при работе ПГУ с полным составом оборудования стоит более внимательно относиться к изменению мощности ПТ. Касательно инерционности паровой турбины, то она не изменяется.

2. Огромную роль на параметры модели объекта влияет знак изменения мощности ПГУ. Общую тенденцию изменения коэффициента передачи ГТ и ПТ можно проследить из рис. 1. Для каждой из температур наружного воздуха можно определить две части графика: до полного закрытия ВНА и после. В двух этих областях для каждой температуры наружного воздуха зависимость $N_{\text{ГТ}}(N_{\text{ПГУ}})$ и $N_{\text{ПТ}}(N_{\text{ПГУ}})$ имеет линейный характер и коэффициент усиления будет постоянен.

3. С уменьшением температуры наружного воздуха коэффициент усиления ГТ и ПТ уменьшается. При отрицательных температурах коэффициент усиления ГТ при разгрузке становится меньше, чем при нагружении.

Изменение мощности блока ПГУ-450 за счет регулирующих клапанов паровой турбины

Возмущение РК ПТ приводит к изменению мощности только паровой турбины. Паровая турбина Т-150-7,7 в составе блока ПГУ-450 имеет два регулирующих органа на паропроводах высокого и низкого давления. Регулирование мощности ПТ происходит за счет дросселирования.

При участии блока в регулировании частоты сети положение регулирующего клапана должно обеспечивать резерв мощности. Для снятия переходных процессов начальное положение регулирующего клапана выбрано 80% как на большинстве энергоблоках ПГУ с

дрессельным парораспределением при их участии в НПРЧ. На рис. 6 показана переходная характеристика по каналу возмущение РК ВД (10 % УП) – мощность ПТ при базовой нагрузке 405 МВт и температуре наружного воздуха 15°C.

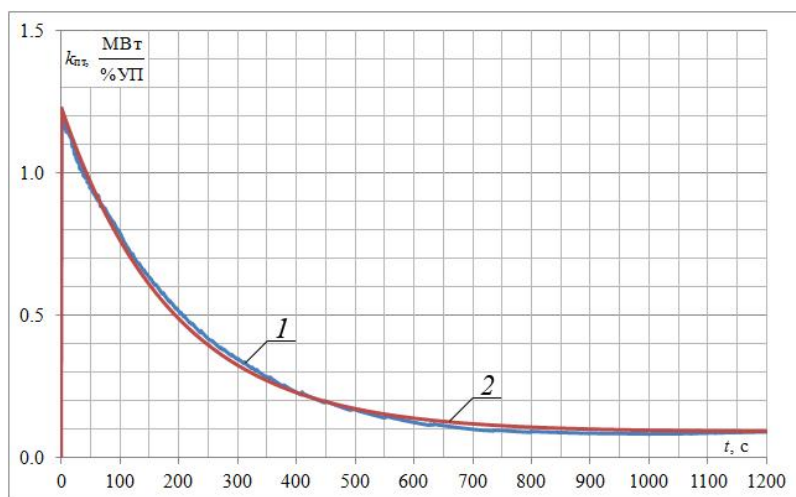


Рисунок 6. Переходная характеристика паровой турбины при ступенчатом возмущении РК ВД ПТ: 1 – экспериментальные данные; 2 – аппроксимирующая кривая

Представленный вид переходной характеристики является типовым и для возмущения РК НД.

По результатам исследований переходных характеристик ПТ при возмущении РК ВД в диапазоне исследуемых нагрузок 360–405 МВт и температур наружного воздуха $-25^{\circ}\text{C} < t_{\text{нв}} < +25^{\circ}\text{C}$, сформулируем следующие основные закономерности:

1. Существенную роль играет выбор режима – сброс или набор нагрузки. При разгрузке паровой турбины коэффициенты усиления $k_{\text{п}}^{\text{ПТ}}$ и $k_{\text{д}}^{\text{ПТ}}$ меньше, а процессы носят более затяжной характер.

2. Коэффициент передачи $k_{\text{п}}^{\text{ПТ}}$ и $k_{\text{д}}^{\text{ПТ}}$ не меняются в зависимости от исходной нагрузки паровой турбины, но испытывают небольшое влияние температуры наружного воздуха – немного уменьшаются при отрицательных температурах.

3. Постоянная времени $T_{\text{д}}^{\text{ПТ}}$ не зависит от температуры наружного воздуха. Также она не зависит от базовой нагрузки при нагружении, а при разгрузке с увеличением начальной мощности уменьшается приблизительно 0,2 с/МВт.

Возмущение РК НД вносит примерно тот же характер, что и РК ВД, но с очень минимальным эффектом. В добавок ко всему контур низкого

давления нестабилен из-за малого тепловосприятия выходных газов ГТУ, прошедших зону пароперегревателя и испарителя ВД, и небольших расходов пара. РК НД чаще всего работает как регулятор давления до себя и уже при нагрузке 390 МВт имеет положение около 50 % УП, а при 375 МВт – 12% УП. Следовательно, РК НД тяжело использовать в целях регулирования мощности ПГУ-450.

Список литературы

1. Будаков И.В., Ермолаев В.В., Рабенко В.С. О повышении эффективности работы двухконтурной бинарной ПГУ. // Труды Всероссийской научно-практической конференции «Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем». Том 1. М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – С. 50–53.
2. Аракелян Э.К., Хуршудян С.Р., Бурцев С.Ю. Способы расширения регулировочного диапазона ПГУ-450 и их сравнительная оценка по экономичности // Энергосбережение и водоподготовка. 2014. № 2. – С. 45–50.
3. Аракелян Э.К., Андрушин А.В., Бурцев С.Ю. Использование компьютерных тренажеров для проведения модельных исследований в энергетике // Вестник МЭИ. 2015. № 2. – С. 50–55.

RESEARCH OPERATING MODES A UNDERLOADING CCP WITH DEPENDING OF THE OUTSIDE TEMPERATURE

S.Y. BURTSEV, E.K. ARAKELYAN

FSBEI HE «Moscow Power Engineering Institute», Moscow

Annotation. The report looks the impact of the outside temperature on operating modes combined-cycle power plant with objective of improving the power regulation system with its participation in normalized primary control of frequency in the energy system. Research the problems of maneuvering power unit.

Keywords: combined-cycle power plant, adjustment range, primary control of frequency, outside temperature, power control.

РАЗРАБОТКА ДЕАЭРАТОРА ДЛЯ ЭНЕРГБЛОКА МОЩНОСТЬЮ 300 МВт ТЭС «УОНГ БИ» ВО ВЬЕТНАМЕ

П.В. ЕГОРОВ*, А.С. ГИММЕЛЬБЕРГ*, В.Г. МИХАЙЛОВ*,
М.В. ЧУПРАКОВ*, Г.В. ГРИГОРЬЕВ*, Н.Е. ШАРАПОВА*

*ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию
и проектированию энергетического оборудования им. И.И.Ползунова»
(ОАО «НПО ЦКТИ»), г. Санкт-Петербург

Аннотация. Разработаны и внедрены термические деаэраторы повышенного давления производительностью 1000 т/ч для Костромской ГРЭС и ТЭС «Уонг Би» во Вьетнаме. Конструктивно деаэраторы могут быть выполнены с вертикальной или горизонтальной деаэрационной колонкой, установленной на деаэраторном баке необходимой вместимости. На основании полученных положительных результатов эксплуатации целесообразно разработать предложения по составу и конструктивному исполнению серийного деаэратора питательной воды производительностью 1000 т/ч для применения в составе энергоблоков мощностью 200÷300 МВт.

Ключевые слова: деаэратор повышенного давления производительностью 1000 т/ч, ОАО «НПО ЦКТИ», малогабаритная деаэрационная колонка, деаэратор питательной воды для энергоблоков 200÷300 МВт.

Важным направлением в совершенствовании оборудования систем регенерации энергоблоков на отечественных тепловых электростанциях является повышение надежности и эффективности работы деаэрационно-питательных установок. Для повышения экономической эффективности энергоблоков целесообразно перевести деаэраторы питательной воды на работу при скользящем давлении в рабочих режимах турбоустановки с соответствующим увеличением значений рабочего давления и тепловых нагрузок. Однако разработанные в 70÷80-х годах прошлого века серийные деаэраторы энергоблоков были рассчитаны на работу при постоянном регулируемом рабочем давлении в деаэраторе 0,6÷0,7 МПа и не могут удовлетворять указанным условиям.

В связи с изложенным, НПО ЦКТИ были начаты работы по созданию и освоению новых деаэраторов повышенного давления для турбоустановок современных тепловых электростанций. При этом, в

качестве основных направлений разработки было принято решение применить в колонках деаэраторов низконапорную гидравлическую форсунку и струйно-капельные ступени, а в баках – «затопленное» барботажное устройство.

В 1991 г. НПО ЦКТИ был разработан деаэратор повышенного давления ДП-1000/100-2 с вертикальной малогабаритной колонкой производительностью 1000 т/ч для использования в схеме приготовления питательной воды паровых котлов энергоблоков 300 МВт Костромской ГРЭС (далее по тексту – КГРЭС) для замены существующих деаэраторов. На КГРЭС в составе турбоустановок находились в эксплуатации деаэраторы с колонками ДСП-500 «насадочного типа» (два деаэратора на энергоблок) и деаэраторы с колонками ДСП-1000 струйно-барботажного типа [1], которые не в полной мере удовлетворяли эксплуатационным требованиям.

Новый деаэратор ДП-1000/100-2 разрабатывался для работы на скользящем давлении с повышением рабочего абсолютного давления в деаэраторе до 1,03 МПа (в соответствии с величиной давления в отборе турбины), а также с учетом существующих увеличенных тепловых нагрузок в пусковых режимах. Деаэратор должен был обеспечивать устойчивую работу в диапазоне изменения производительности от 100% до 40 % при изменении текущего значения давления в нем соответственно от 1,03 до 0,39 МПа (абс.).

Головной образец деаэратора ДП-1000/100-2 был изготовлен АО «Сибэнергомаш» в 1992 году и установлен в схеме энергоблока 300 МВт КГРЭС взамен деаэратора ДСП-1000/100. По результатам успешного проведенных гидравлических и теплотехнических испытаний головного деаэратора было принято решение о включении в эксплуатацию в 1994 году на КГРЭС в схеме еще одного блока деаэратора ДП-1000/100-2. Были проведены испытания указанных деаэраторов в схеме двух блоков, которые также подтвердили правильность примененных технических решений.

Учитывая полученные положительные результаты, на остальных шести блоках 300 МВт КГРЭС также были установлены новые деаэраторы ДП-1000/100-2 с вертикальной малогабаритной колонкой [2].

В 2014 г. специалистами ОАО «НПО ЦКТИ» в период плановых остановов был проведен внутренний осмотр корпусов и устройств деаэраторов, а также рассмотрены эксплуатационные данные КГРЭС за истекший период. Анализ полученных данных по деаэраторам ДП-1000/100-2 показал, что они находятся в хорошем техническом состоянии, обеспечивают надежную и устойчивую работу в необходимом

диапазоне изменения производительности и рабочего давления. По данным эксплуатации показатели работы деаэраторов удовлетворяет требованиям ГОСТ 16860-88 [3] и ПТЭ [4].

Технические решения, использованные в указанных деаэраторах, были также применены при создании новых термических деаэраторов для ТЭС, АЭС и крупных систем теплоснабжения [5, 6, 7].

При предварительной проработке конструкции деаэратора повышенного давления для энергоблока мощностью 300 МВт ТЭС «Уонг Би» во Вьетнаме рассматривались два варианта его исполнения:

- деаэратор с деаэрационной колонкой горизонтального типа;
- деаэратор с малогабаритной деаэрационной колонкой вертикального типа.

Заказчиком для дальнейшей разработки был принят вариант конструкции с деаэрационной колонкой горизонтального типа и увеличенной вместимостью деаэраторного бака.

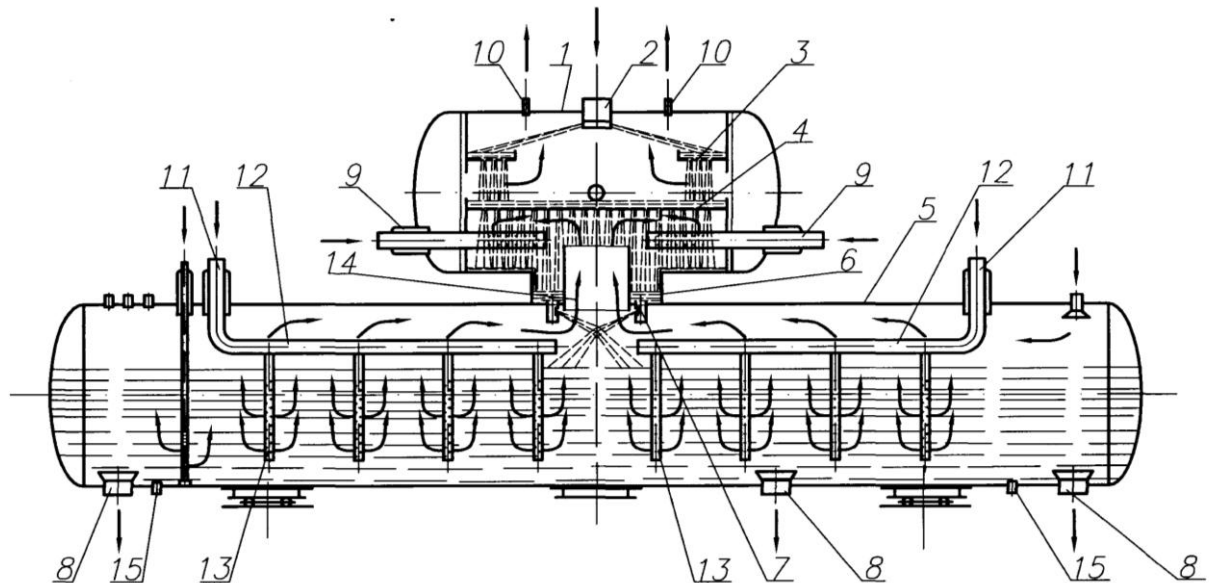
С учетом изложенного, в 2004 г. ОАО «НПО ЦКТИ» был разработан деаэратор повышенного давления ДП-1000/120 производительностью 1000 т/ч для применения в схеме энергоблока мощностью 300 МВт ТЭС «Уонг Би» во Вьетнаме. Деаэратор состоит из горизонтальной колонки, установленной на деаэраторном баке геометрической вместимостью 186 м³.

Основные технические характеристики деаэратора:

- производительность деаэратора номинальная (расчетная) – 100 т/ч;
- давление рабочее номинальное абсолютное – 1,08 (11,0) МПа (кгс/см²);
- давление расчетное избыточное – 1,02 (10,35) МПа (кгс/см²);
- температура расчетная – 200°С
- нагрев воды в деаэраторе при номинальной производительности ~ 33°С;
- диапазон изменения производительности деаэратора – (30÷100) % номинальной;
- удельный расход выпара из деаэратора при номинальной производительности – 1,5 кг/т д. в.;
- содержание растворенного кислорода в деаэрированной воде на выходе из деаэратора, не более – 7 мкг/кг;
- содержание растворенного кислорода в исходной воде на входе в деаэратор, не более – 20 мкг/кг;
- геометрическая вместимость деаэраторного бака – 186 м³;
- полезная вместимость деаэраторного бака – 120 м³;

– необходимый перепад давления на водораспределительном устройстве, не более – $1,5 \text{ кгс/см}^2$.

Принципиальная схема деаэратора представлена на рисунке 1.



1–деаэрационная колонка; 2–низконапорное водораспределительное устройство; 3–тарелка верхняя перфорированная; 4–тарелка нижняя перфорированная; 5–бак деаэраторный; 6–патрубок соединительный; 7–трубы сливные; 8–штуцеры расходные; 9–штуцеры греющего пара; 10–штуцеры выпара; 11–штуцеры подвода пара на барботажное устройство; 12–раздающие коллекторы; 13–трубы вертикальные перфорированные; 14–труба паровая; 15–штуцеры отвода воды на пусковую рециркуляцию.

Рисунок 1. Принципиальная схема деаэратора ДП-1000/120

Деаэратор работает следующим образом. Основной конденсат подается в деаэрационную колонку 1, через напорное водораспределительное устройство 2, представляющее собой струйную форсунку. Вода, вытекая из отверстий форсунки, дробится на струи и капли и сливается на верхнюю перфорированную тарелку 3. Через отверстия верхней тарелки вода струями стекает на нижнюю перфорированную тарелку 4, откуда также струями стекает в нижнюю часть колонки. Затем вода сливается в деаэраторный бак 5 через соединительный патрубок 6 и сливные трубы 7.

Из бака деаэрированная вода после выдержки и обработки в барботажном устройстве отводится трубами 8.

Основной поток греющего пара подается в деаэратор через штуцеры 9 в днищах колонки и с помощью перфорированных коллекторов поступает под нижнюю струйную тарелку 4. Затем пар последовательно проходит каскады струй, стекающих с нижней и верхней тарелок и выходящих из форсунки. В струйных ступенях и в зоне распыла форсунки пар практически полностью конденсируется, нагревая и обрабатывая исходную воду (основной конденсат). Оставшаяся парогазовая смесь

(выпар) отводится через штуцеры 10, расположенные в верхней части колонки.

Часть греющего пара, для обеспечения надежной деаэрации при всех режимах работы, направляется через штуцеры 11 в барботажное устройство, расположенное в водяном объеме бака деаэратора.

Барботажное устройство состоит из раздающих коллекторов 12 и вертикальных перфорированных труб 13. Пар, выходя из отверстий барботажных труб, проходит через слой воды в баке, обрабатывая и догревая воду до температуры насыщения. Затем этот пар, а также пар, образующийся при поступлении в бак вскипающих потоков (конденсат греющего пара ПВД, рециркуляция впрысков котла и др.), вентилирует паровое пространство бака и направляется в колонку через паровую трубу 14 под нижнюю тарелку, где смешивается с основным потоком греющего пара. Кроме этого, в деаэрационную колонку поступает пар от штоков клапанов турбины, паровоздушная смесь от ПВД–5, 6, пар от сепаратора непрерывной продувки. Также предусмотрен отвод воды из деаэрационного бака через штуцеры 15 для обеспечения предпусковой деаэрации.

Конструкция деаэратора базируется в основном на известных и проверенных в эксплуатации решениях. Использование в качестве низконапорного водораспределительного устройства в верхней части колонки струйной форсунки позволяет создать дополнительную поверхность контакта водяной и паровой фаз для улучшения тепломассообмена и, тем самым, повысить эффективность работы деаэрационной колонки. Применение двух струйных ступеней в колонке и затопленного барботажного устройства в баке позволяют надежно гарантировать необходимые нагрев и деаэрацию воды.

В 2005 г. деаэратор ДП-1000/120 был изготовлен ПК «Сибэнергомаш» и позднее установлен в схеме энергоблока 300 МВт ТЭС «Уонг Би» во Вьетнаме.

Энергоблок мощностью 300 МВт ТЭС «Уонг Би» во Вьетнаме успешно эксплуатируется с 2009 г. Деаэратор ДП-1000/120 работает надежно и эффективно в проектном диапазоне гидравлических и тепловых нагрузок, обеспечивает необходимые нагрев и качество питательной воды.

Выводы

1. Разработан и внедрен в эксплуатацию деаэратор повышенного давления ДП-1000/120 производительностью 1000 т/ч с горизонтальной деаэрационной колонкой для ТЭС «Уонг Би» во Вьетнаме. При его создании были использованы многолетний опыт разработки и

эксплуатации термических деаэраторов для ТЭС и АЭС, а также проверенные технические решения, обеспечивающие необходимые показатели и надежность работы аппарата.

2. Энергоблок мощностью 300 МВт ТЭС «Уонг Би» во Вьетнаме успешно эксплуатируется с 2009 г. Деаэратор ДП-1000/120 работает надежно и эффективно в проектном диапазоне гидравлических и тепловых нагрузок, обеспечивает необходимые нагрев и качество питательной воды.

3. Опыт разработки и освоения деаэраторов питательной воды производительностью 1000 т/ч современной конструкции широко используется ОАО «НПО ЦКТИ» при проектировании новых деаэраторов для перспективных энергоблоков АЭС и ТЭС в России и за рубежом.

4. На основании полученных результатов и последних наработок ОАО «НПО ЦКТИ» представляется целесообразным разработать новый типовой деаэратор повышенного давления для применения в схемах новых и модернизации существующих энергоблоков мощностью 200÷300 МВт.

Список литературы

1. Деаэраторы атмосферного и повышенного давления // Каталог–справочник 18-7-71. – М., НИИИНФОРМтяжмаш, 1972. – С. 46.
2. Гиммельберг А.С., Михайлов В.Г., Григорьев Г.В., Хоменок Л.А., Егоров П.В., Шилова Н.Е., Соколов Б.М. Деаэратор с малогабаритной деаэрационной колонкой для энергоблоков мощностью 300 МВт // Электрические станции. 2006. № 4. – С. 17–21.
3. ГОСТ 16860-88. Деаэраторы термические. М.: Стандартинформ, 2007. – 7 с.
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Омега-Л, 2003. – 155 с.
5. Г.В. Григорьев, А.С. Гиммельберг, П.В. Егоров, Н.Е. Шилова, В.Г. Михайлов, А.Н. Баева. Укрупненные термические деаэраторы с горизонтальной колонкой для мощных энергоблоков АЭС // Теплоэнергетика. – 2008. № 2 – С. 62.
6. Гиммельберг А.С., Михайлов В.Г., Баева А.Н., Дондер Д.М. Деаэраторы атмосферного давления новой конструкции для крупных систем теплоснабжения. // Тяжелое машиностроение. 2002 г. № 10. – С. 40–41.
7. Гиммельберг А.С., Михайлов В.Е., Михайлов В.Г., Баева А.Н., Егоров П.В., Чупраков М.В., Костюк Р.И., Чугин А.В., Цветков М.С. Деаэраторы атмосферного давления для системы теплоснабжения Юго–Западной ТЭЦ (г. Санкт-Петербург). // Электрические станции. 2013 г. № 12. – С. 36–40.

DEVELOPMENT DEAERATOR FOR THE POWER OF 300 MW THERMAL
POWER PLANT «UONG BI» IN VIETNAM

P.V. EGOROV*, A.S. GIMMELBERG*, V.G. MIHAYLOV*,
M.V. CHUPRAKOV*, G.V. GRIGORIEV*, N.E. SHARAPOVA*

*Joint-Stock Company I.I. Polzunov Scientific & Development Association on
Research and Design of Power Equipment, Saint-Petersburg

Annotation. Developed and implemented thermal bleeders high pressure capacity of 1000 t/h for the Kostroma TPP and TPP «Uong Bi» in Vietnam. Structurally deaerators can be formed with a vertical or horizontal deaeration column, set at the required deaerating tank capacity. Based on the positive results of operation appropriate to develop proposals on the composition and the design of the serial deaerator feedwater capacity of 1000 t/h for use in the power output of 200÷300 MW.

Key letters: deaerator high pressure capacity of 1000 t/h, JSC «NPO CKTI», compact deaeration column, deaerator feedwater to power 200÷300 MW.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ ВВЕДЕНИЕМ СЕРНИСТЫХ ПРИСАДОК

Л.Р. ГАЙНУЛЛИНА, В.П. ТУТУБАЛИНА

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

Аннотация: Изучено влияния индивидуальных сернистых соединений на примере дигептилсульфида на эксплуатационные свойства трансформаторного масла. Определена оптимальная концентрация дигептилсульфида для использования его в качестве присадки.

Ключевые слова: трансформаторное масло, сернистые соединения, дигептилсульфид, присадки.

В связи с увеличением добычи и переработки сернистых нефтей доля сернистых соединений, содержащихся в нефтепродуктах возросла в значительной степени. Количество сернистых соединений в масляной фракции также увеличилось. Поэтому исследование эксплуатационных характеристик трансформаторных фракций с повышенным содержанием сернистых соединений является одной из наиболее важных технических проблем в энергетике. Сернистые соединения, находящиеся в масляных фракциях, представлены в основном сульфидами, дисульфидами, теофенами, их производными, теофанами и производными теофанов. Сернистые соединения масляных фракций относятся к химически активным соединениям, которые способствуют коррозионному износу трансформаторного оборудования, образованию различного типа кислых соединений, смолистых веществ и твердого осадка. Таким образом, перечисленные соединения, попавшие при производстве в трансформаторное масло, ухудшают эксплуатационные свойства масел. Наличие смолистых веществ, осадков и воды ухудшают свойства масла как диэлектрика. При этом повышаются диэлектрические потери в масле и снижается пробивное напряжение.

Нефтяные трансформаторные масла, обладающие высокой теплоемкостью, широко используются на энергетических объектах в качестве теплоотводящей и изолирующей среды в силовых трансформаторах. Учитывая, что трансформаторы работают в условиях высокой напряженности электрического поля и повышенных рабочих

температурах, трансформаторные масла кроме хороших диэлектрических свойств должны обладать высокой термической стабильностью.

Существует два основных метода применения фракции трансформаторного масла с повышенным содержанием серы: первый метод – это создание новых способов очистки от сернистых соединений, второй способ – это использование трансформаторных масел с повышенным содержанием серы в качестве теплоотводящей и изолирующей среды в трансформаторах.

Разработка новых методов очистки от сернистых соединений требует значительных экономических вложений, связанных с разработкой нового оборудования, экстрагентов, адсорбентов и т. д. В этой связи наиболее эффективным является возможность использования трансформаторных масел с повышенным содержанием сернистых соединений в электрооборудовании.

В данной работе проведено исследование нефтяных масляных фракций в условиях близких к работе силовых трансформаторов на энергетических объектах [1, 2]. С этой целью был разработан прибор для исследования окисления углеводородов трансформаторного масла в электрическом поле напряженностью 30 кВ/см. Для приближений условий работы прибора к условиям работы масла в трансформаторах в приборе перемещение масла как и в трансформаторе осуществлялось за счет естественной конвекции. Учитывая, что при работе трансформаторов масло постоянно контактирует с его металлическими поверхностями в прибор помещали твердые изоляционные материалы и металлические пластинки из меди и железа, которые являются конструкционными материалами трансформатора. Количество меди в процессе исследования скорости окисления углеводородов масла в приборе составляло 0,2 см² на 1 г масла, а железа 0,3 см² на 1 г масла. Термостабильность трансформаторного масла изучали при температуре 130 °С в течение 44 часов по ГОСТ-982-80. Общий вид прибора приведен на рис. 1.

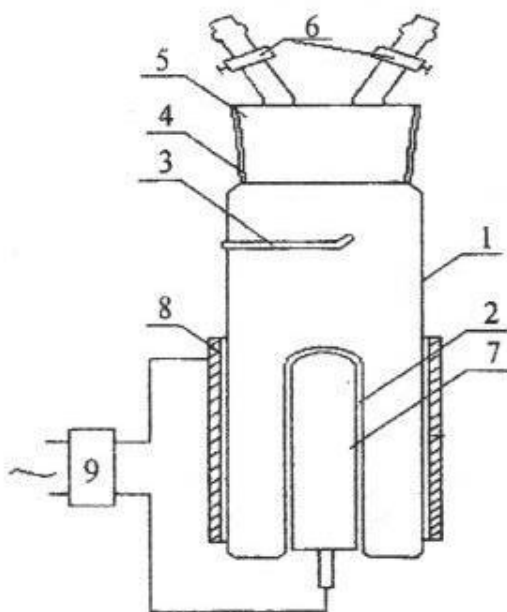


Рисунок 1. Прибор для окисления масла: 1 – корпус прибора; 2 – отверстие для электрода; 3 – крючок стеклянный; 4 – шлиф-муфта; 5 – шлиф-кern; 6 – краны; 7 – внутренний электрод; 8 – заземленный электрод; 9 – трансформатор

Исследование влияния сернистых соединений на эксплуатационные свойства масляной фракции проводили с использованием индивидуального соединения – дигептилсульфида. В качестве объекта исследования была использована трансформаторная фракция с температурой кипения 300–400 °С Нижнекамского нефтехимкомбината, именуемая в последующем ТМ. Фракция ТМ представлена парафиновыми (84,59 %), ароматическими (14,50 %) углеводородами и сернистыми соединениями (0,91 %). Для устранения влияния сернистых соединений, находящихся во фракции ТМ последняя была адсорбирована силикагелем марки АСК. В результате адсорбции данной фракции произошло изменение ее углеводородного состава. Содержание серы во фракции составило 0,01 %, содержание парафиновых углеводородов составило 90,6 %, содержание ароматических углеводородов снизилось до 9,39 %.

Термостабильность масла в электрическом поле при повышенных рабочих температурах определяли по количеству поглощенного кислорода, количеству образовавшегося осадка и значению кислотного числа. С целью исследования влияния сернистых соединений на эксплуатационные свойства использовали дигептилсульфид, взятый в количестве от 0,3 до 0,6 % с шагом 0,1 %. С использованием дигептилсульфида были составлены модельные смеси. Экспериментальные данные приведены на рис.2.

Анализ эксплуатационных данных рисунка 2 показывает, что наибольшее количество кислорода поглощается фракцией с содержанием

0,6 % дигептилсульфида (кривая 5). Уменьшение концентрации дигептилсульфида в модельной смеси до 0,5 % (кривая 1) оказывает ингибирующее действие, т.к. фракция в течение 44 часов поглощает наименьшее количество кислорода. Фракции с содержанием 0,3, 0,4 % дигептилсульфида и фракция ТМ занимают промежуточные положения (кривые 4,5,3 соответственно).

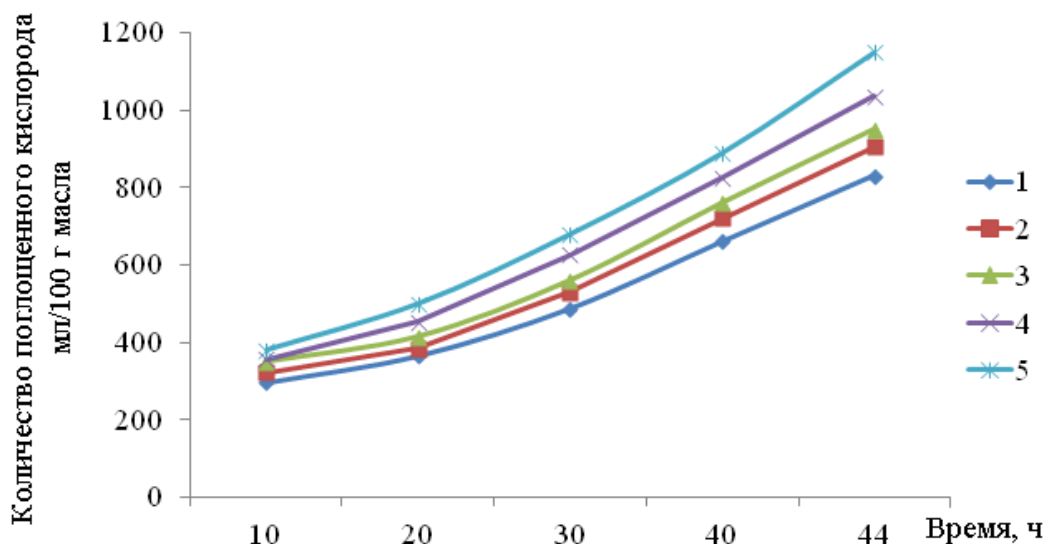


Рисунок 2. Зависимость поглощенного кислорода от продолжительности пребывания модельных смесей: 1 – ТМ + 0,5 % дигептилсульфида, 2 – ТМ + 0,4 % дигептилсульфида, 3 – ТМ, 4 – ТМ + 0,3 % дигептилсульфида, 5 – ТМ + 0,6 % дигептилсульфида

В результате исследования в течение 44 часов количество образовавшегося осадка в модельной смеси с содержанием 0,5 % дигептилсульфида составило 0,70 %, с содержанием 0,4 % дигептилсульфида – 0,075 %, фракции ТМ – 0,78 %, в модельной смеси с содержанием 0,3 % дигептилсульфида – 0,082 %, с содержанием 0,6 % – 0,097 %. Кислотное число модельной смеси с содержанием 0,5 % дигептилсульфида составило 0,107 мг КОН/г, с содержанием 0,4 % дигептилсульфида – 0,120 мг КОН/г, фракции ТМ – 0,130 %, кислотное число модельной смеси с содержанием 0,3 % дигептилсульфида – 0,140 мг КОН/г, с содержанием 0,6 % – 0,158 мг КОН/г. Введение дигептилсульфида в количестве 0,5 % позволило улучшить эксплуатационные свойства фракции трансформаторного масла, поскольку количества поглощенного кислорода, образовавшегося осадка и кислотного числа при этом значении ингибирующей присадки характеризуются минимальными значениями.

1) Исследовано влияние индивидуального сульфида (дигептилсульфида) на термостабильность трансформаторной фракции Нижнекамского нефтехимкомбината.

2) Показано, что в условиях, приближенных к работе силовых трансформаторов наибольшим ингибирующим эффектом обладает присадка дигептилсульфида, взятая в количестве 0,5 %, т.к. в этом случае уменьшается количество поглощенного кислорода, образовавшегося осадка и кислотного числа, а следовательно, улучшаются эксплуатационные свойства трансформаторного масла.

Список литературы

1. Тутубалина В.П., Гайнуллина Л.Р. Повышение термической стабильности трансформаторного масла путем регенерации его на ТЭС – Казань: КГЭУ, 2003. – 100 с.

2. Хабибуллина Л.Р., Ибрагимов Р.Г., Коваль А.В., Тутубалина В.П. К вопросу стабильности трансформаторного масла//Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. – 2003. – № 9–10. – С. 130–134.

THE INCREASED EFFECIENCY OF TRANSFORMER OIL USING ON THERMAL ELECTRICAL STATION BY INTRODUCTION OF SULFUR ADDITIVES

L.R. GAINULLINA, V.P. TUTUBALINA

FSBEI HPE «Kazan power–engineering university», Kazan

Annotation. The influence of individual sulfur compounds (on the example of digeptilsulfide) on the performance properties of transformer oil has been considered. The optimal concentration of digeptilsulfide for use as an additive has been determined.

Key letters: transformer oil, sulphurous connections, digeptilsulfide, additives.

НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ (НДТ) СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА НА НАБЕРЕЖНОЧЕЛНИНСКОЙ ТЭЦ

А.М. ГРИБКОВ*, А.М. ХАЗЕЕВ**

*ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет»,
г. Казань

**«Набережночелнинская ТЭЦ», г. Набережные Челны

Аннотация. Приведен перечень работ, выполненных на НЧ ТЭЦ в целях реализации наилучших доступных технологий сжигания топлива.

Ключевые слова: наилучшие доступные технологии, котел, дымовая труба, выброс вредных веществ, пограничный слой атмосферы, приземные концентрации, система мониторинга.

21 июля 2014 г. президентом РФ был подписан федеральный закон № 219-ФЗ О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации, который вносит существенные коррективы в понимание экологической ситуации и направление дальнейшего экологического развития РФ.

Так например, если до сих пор считалось главным обеспечение непревышения допустимых уровней загрязнения воздуха вредными газообразными веществами, а способы обеспечения такой установки оставались на втором месте (например за счет распределения источников выброса на большие территории или выбросы через высокие дымовые трубы), то теперь приоритетным является применение последних достижений промышленности, обеспечивающих не только высокую экономичность производства, но и минимально возможные выбросы для данного вида техники, пусть даже при этом приземные концентрации остаются ниже предельно допустимых.

Законом теперь не запрещается и превышать предельно допустимые концентрации (ПДК), если на станции применены все НДТ. Так например ст. 21. п.2 нового закона гласит: «Соблюдение нормативов допустимого воздействия на окружающую среду, за исключением технологических нормативов и технических нормативов, должно обеспечивать соблюдение нормативов качества окружающей среды».

Под технологическими нормативами понимаются допустимые концентрации вредных веществ в выбросах, а под техническими

нормативами – допустимые выбросы. Основным нормативом качества окружающей среды остаются предельно допустимые концентрации вредных веществ.

Нормативы допустимых выбросов определяются расчетным путем на основе нормативов качества окружающей среды (но обеспечивать их не обязаны), в том числе нормативов предельно допустимых концентраций, с учетом фоновое состояние компонентов природной среды. Расчет нормативов допустимых выбросов производится самими владельцами предприятий и только для объектов I и II категорий. Но при этом должны использоваться методики, утвержденные уполномоченным органом исполнительной власти.

Смена приоритетов обусловлена также тем, что существовавший до последнего времени подход к решению экологических проблем недостаточно стимулировал развитие способов уменьшения газообразных вредных выбросов в РФ, в результате чего в этом вопросе наметилось определенное отставание от других промышленно развитых стран.

В новом законе понятие наилучшая существующая технология заменено на наилучшая доступная технология – технология определяемая на основе современных достижений науки и техники при условии наличия технической возможности ее применения. Наилучшей доступной технологией является технология, обеспечивающая наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду в расчете на единицу производимой продукции, экономическую эффективность внедрения и эксплуатации, приемлемый период внедрения и имеющая опыт применения на двух и более объектах.

Все объекты, оказывающие негативное воздействие на окружающую среду подразделяются на четыре категории, при этом объекты, оказывающие значительное негативное воздействие на окружающую среду и относящиеся к областям применения наилучших доступных технологий обозначены как объекты I категории.

На объектах I категории стационарные источники должны быть оснащены автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи информации об объеме и (или) о массе выбросов загрязняющих веществ в государственный фонд данных государственного экологического мониторинга. Перечень стационарных источников устанавливается Правительством Российской Федерации.

Изменено понятие допустимого выброса – если раньше этот выброс должен был обеспечить экологические нормативы качества атмосферного

воздуха с учетом фонового загрязнения, то теперь он должен обеспечить выполнение требований в области охраны атмосферного воздуха.

Присвоение объекту, оказывающему негативное воздействие на окружающую среду, соответствующей категории осуществляется при его постановке на государственный учет. Установление критериев, на основании которых осуществляется отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам той или иной категории входит в полномочия органов государственной власти Российской Федерации.

Установлено, что платежной базой для исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду является объем или масса выбросов загрязняющих веществ, которая определяется лицами, обязанными вносить плату самостоятельно на основе данных производственного экологического контроля.

В целях стимулирования юридических лиц и индивидуальных предпринимателей к мерам по снижению негативного воздействия на окружающую среду и внедрению наилучших доступных технологий при исчислении платы применяются следующие коэффициенты:

- коэффициент 0 – за выбросы в пределах технологических нормативов после внедрения наилучших доступных технологий;
- коэффициент 1 – за выбросы загрязняющих веществ в пределах нормативов допустимых выбросов;
- коэффициент 25 – за выбросы загрязняющих веществ в пределах временно разрешенных выбросов;
- коэффициент 100 – за выбросы загрязняющих веществ, превышающих установленные для объектов I категории, а также за превышающие указанные в декларации выбросы о воздействии на окружающую среду для объектов II категории.

Предусматривается государственная поддержка деятельности в целях охраны окружающей среды в виде:

- инвестиций на внедрение наилучших доступных технологий и реализацию иных мер по снижению негативного воздействия на окружающую среду;
- содействия в осуществлении образовательной деятельности в области охраны окружающей среды, в разработке новых методов контроля за загрязнением окружающей среды;
- информационной поддержки мероприятий по снижению негативного воздействия на окружающую среду.

Государственная поддержка осуществляется:

- предоставлением налоговых льгот;

- предоставлением льгот в отношении платы за негативное воздействие на окружающую среду;

- выделением бюджетных средств.

Государственная поддержка осуществляется при:

- внедрении наилучших доступных технологий;

- создании автоматизированных систем и лабораторий по контролю за составом загрязняющих веществ и объемом или массой их выбросов в атмосферный воздух;

- автоматизированных систем и лабораторий по наблюдению за состоянием окружающей среды, в том числе компонентов природной среды.

Наибольшее соответствие перечисленным условия из всех ТЭС на территории Татарстана имеет место на НЧ ТЭЦ.

НЧ ТЭЦ – одна из крупнейших ТЭЦ России, имеет установленную электрическую мощность более 1100 МВт, установленная тепловая мощность – более 4000 Гкал/час. На станции значительное внимание уделяется методам сжигания топлива. Станция неоднократно входила в число трех наиболее экономичных ТЭЦ России.

С 2005 г. на НЧ ТЭЦ КГЭУ ведет работы по контролю и снижению выбросов котлами, внедрению режимов сжигания топлива с предельно низкими избытками воздуха и нестехиометрических режимов сжигания топлива, учитывая опыт, полученный на других ТЭС [1].

На всех котлах НЧ ТЭЦ были проведены натурные исследования, построены двухпараметрические экологические характеристики, по которым выбросы оксидов азота определялись не только в зависимости от нагрузки котла на данном виде топлива, но и учитывались избытки воздуха в топке [2].

Определено влияние способа забора воздуха на КПД котла. Получено, что при переводе забора воздуха с улицы на котельную в зимнее время КПД котла увеличивается на величину от 0,2 до 0,35 %. Было также показано, что часть котлов в зимнее время может работать с забором воздуха из котельной без ущерба здоровью персонала [3].

Разработаны также экологические характеристики для нестехиометрических режимов сжигания топлива с работающими и отключенными ДРГ. Показано, что перевод котлов ТГМЕ-464 на нестехиометрическое сжигание газа более эффективен, чем работа ДРГ, и это позволяет снизить расход э/э на собственные нужды и повысить КПД котла.

Экологические характеристики утверждались в Управлении по технологическому и экологическому надзору по РТ, а затем в Ростехнадзоре РФ по РТ.

В 2007 г. было начато оснащение котлов стационарными автоматическими газоанализаторами, на основании чего были разработаны и внедрены режимы сжигания топлива при предельно низких избытках воздуха, что позволило повысить кпд котлов на 0,3–0,4 %. Разработаны и внедрены инструкции по ведению таких режимов машинистами котлов, основными положениями которой являются:

- машинист на постоянной нагрузке котла (колебание нагрузки ≤ 20 т/ч) должен обеспечить показания регистрирующего прибора на СО в пределах от 20 до 150 ppm;

- необходимая концентрация СО обеспечивается путем постепенного прикрытия (открытия) направляющего аппарата перед дутьевым вентилятором. При этом следует иметь в виду, что реакция прибора на изменение подачи воздуха (запаздывание) составляет 6–8 минут.

Затем были внедрены инструкции по снижению выбросов NO, основными положениями которых являются:

- уменьшить концентрация NO в дымовых газах при сохранении необходимой нагрузки котла и практически без снижения его кпд можно путем перераспределения газообразного топлива с верхнего на нижний ярус горелок (на котлах ТГМ-84 – в 2 раза, на котлах ТГМЕ-464 – в 3 раза). Подача воздуха при этом не изменяется, воздух поступает равномерно во все горелки независимо от перераспределения топлива.

Были внедрены инструкции по контролю концентраций SO₂ в дымовых газах для машинистов котлов, основными положениями которой являются:

- изменить содержание SO₂ путем изменения режима работы котла невозможно;

- уменьшить содержание SO₂ можно только уменьшением доли мазута при его совместном сжигании с газом.

- показания прибора при работе на газе в обычном режиме при отсутствии мазутных отложений составляют обычно 0 ppm. Показания прибора при работе котла полностью на мазуте составляют примерно 2000 ppm.

- после длительной работы на мазуте при работе котла на газе показания SO₂ могут отличаться от нулевых и составлять порядка 20–50 ppm. Это свидетельствует о наличии в газовом тракте мазутных

отложений, которые при работе котла на газе постепенно выгорают и при этом «газят».

Разработаны методы поддержания необходимой температуры перегретого пара на малых нагрузках путем перемещения ядра факела по высоте топки.

Было также показано, что нестехиометрический режим сжигания позволяет снизить максимальные температуры топочных экранов, что повышает надежность работы котлов.

С 2010 г. на НЧ ТЭЦ действует первая в России система контроля атмосферы и газов (СКАГ) [4], позволяющая в автоматическом режиме рассчитывать среднечасовые поля приземных концентраций от выбросов через дымовые трубы ТЭЦ. Оригинальной частью этой системы является автоматическая метеостанция, расположенная на наружных площадках дымовой трубы, позволяющая определить характеристики пограничного слоя атмосферы [5]. Для работы СКАГ в КГЭУ был разработан пакет прикладных программ для расчета траектории дымового факела, эффективной высоты дымовой трубы и приземных концентраций для метеоусловий, имеющих в данный момент времени [6].

Таким образом, при некоторой доработке, (внедрении СКАГ еще на одной станции) НЧ ТЭЦ может претендовать на государственную поддержку, предусмотренную при применении НДТ.

Список литературы

1. Грибков А.М., Щелоков Ю.В., Чадаев А.В. Снижение выбросов окислов азота котлами ПЭО Татэнерго. Электрические станции, №4, 2001, – с. 13–18.
2. Грибков А.М., Игонин Е.И. Двухпараметрические экологические характеристики котлов по выбросам NOx. – Казань, сб. докладов VII Междунар. симп. Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан., 2006, – с. 513–518.
3. Галицкий Ю.Я., Грибков А.М., Тюклин Д.С. К выбору способа забора холодного воздуха на котлах ТЭС. – Казань, сб. докладов IX Междунар. симп. Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан., 2008, – с. 131–135.
4. Грибков А.М., Хазеев А.М. Автоматическая система контроля атмосферы выбросами Набережночелнинской ТЭЦ. – Сборник материалов докладов Национального конгресса по энергетике, Казань, 2014, т. II, – с. 143–150.

5. Грибков А.М. Тюклин Д.С. Автоматизированная метеосистема на площадках дымовой трубы. Журнал экологии и промышленной безопасности, №3–4, 2012, – с. 59–62.

6. Грибков А.М., Тюклин Д.С. Загрязнение приземного слоя воздуха тепловой электростанцией в процессе ее эксплуатации: учеб. пособие / А.М. Грибков , Д.С. Тюклин. – Казань: Казан. гос. энерг. ун–т, 2011. – 120 с.

BEST AVAILABLE TECHNIQUES OF COMBUSTION OF FUEL NABEREZHNYE CHELNY CHP

A.M. GRIBKOV*, A.M. HAZEEV**

* FSBEI HPE «Kazan power-engineering university», Kazan

**Heat and power plant, Naberezhnye Chelny

Annotation. Brought list of work, run for Naberezhnye Chelny CHP in purposes of realization of best available techniques of combustion of fuel.

Key letters: best available techniques, boiler, stack, emissions, boundary layer of the atmosphere, ground-level concentration, monitoring system.

ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИТУМОВ И ГУДРОНОВ В КАЧЕСТВЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

А.А. ЧИЧИРОВ*, Н.Д. ЧИЧИРОВА*, Т.И. ХАМИДУЛЛИН*

*ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет»,
г. Казань

Аннотация. Приведен обзор использования битумов и гудронов в качестве топлива для сжигания на тепловых электростанциях в различных странах мира. Рассмотрены возможности использования тяжелых нефтяных остатков в энергетике России.

Ключевые слова: битум, гудрон, отходы нефтепереработки, тепловые электрические станции, оримувльсия.

Битумы и гудроны – твёрдые или смолоподобные продукты, представляющие собой смесь углеводородов и их азотистых, кислородистых, сернистых и металлосодержащих производных [1].

Если гудроны – это остаточные продукты, образующиеся в результате отгонки из нефти при атмосферном давлении и под вакуумом фракций, выкипающих до 450–600 °С, то битумы классифицируются на природные и технические (искусственные) [1]. Природные и технические битумы практически идентичны по своему составу. Природные битумы – полезные ископаемые органического происхождения с первичной углеводородной основой. Технические битумы являются остатком после переработки нефти, сланцев, угля.

Малая глубина переработки нефти привела, как следствие, к увеличению образования нефтяных остатков, которые требовали утилизации. К 30-м годам XX века их стали свозить и накапливать в естественных углублениях: карьерах, оврагах, прудах–накопителях. Известны зарегистрированные сернокислые гудроновые озера в Великобритании, Германии, Бельгии, Голландии, США, России, Китае и других странах [2].

В настоящее время предпринимаются усилия по обезвреживанию прудов–накопителей отходов нефтепереработки, т.к. они представляют собой серьезную экологическую угрозу. Одним из способов санации прудов–накопителей является использование накопленных гудронов в качестве топлива в энергетике. Причем данный способ разделяется на два направления [2]:

1) Нейтрализация гудрона и его сжигание либо в жидком, либо в твердом виде на электростанциях, котельных;

2) Гудрон, битум сжигаются в топках котлов как компонент жидкого топлива.

Первый способ реализован в Германии, России, Словакии, Латвии. В Словакии и Германии нейтрализованный гудрон подвергают отверждению, после чего используют как замещающий вид топлива на электростанции *Schwarze Pumpe* (г. Нойкирхен, Германия) [2]. В России этот способ реализован на нефтеперерабатывающем заводе ОАО «Славнефть – ЯНПЗ им. Менделеева», где в составе существующей котельной № 6 с котлами ДКВР-10-13 была смонтирована установка по приготовлению водомазутного топлива (ВМТ) в двухроторных эмульгаторах ЭР-3 производительностью 5 т/ч каждый [3].

Второй способ также реализован в Латвии. Представляет интерес разработка венгерской фирмы *CEVA Hungary KFT* (дочернее предприятие американской компании *CEVA*), которая предложила технологию, когда кислые гудроны используют в качестве компонентов топлива. По этой технологии кислые гудроны смешиваются с отработанными маслами в соотношении 1:1. При сжигании на цементном заводе анализ выходящих газов показал, что выбросы вредных веществ, в том числе NO_x , не возрастали по сравнению с выбросами при горении котельных топлив [2].

В связи с увеличением глубины переработки нефти снижается выход остаточных продуктов. При этом вопрос их утилизации остается актуальным. Одним из способов утилизации является сжигание нефтяных остатков в жидком виде на электростанциях. Этот способ реализован на промышленно-отопительной ТЭЦ в г. Шведт (Германия). Здесь расположен нефтеперерабатывающий завод, который утилизирует отходы своего производства путем сжигания в топках энергетических котлов. На электростанции г. Шведт реализованы следующие мероприятия для сжигания отходов нефтепереработки: тяжелые нефтяные остатки разогреваются паром высокого давления до температуры 260–290 °С, применены роторные насосы (3000 об/мин) для дробления частиц кокса, установлена система фильтрации для удаления частиц кокса, все горелки энергетических котлов замещены горелками с низким выделением NO_x . Параметры перегретого пара на данной электростанции – начальные температура и давление 520 °С и 90 бар, соответственно.

Кроме использования гудронов и технического битума в качестве топлива для электростанций и котельных в мире используется топливо из природного битума – оримульсия, которая состоит из 70 % природного битума, 30 % воды и 1 % эмульгаторов. Данное топливо было впервые

произведено из природного битума, добытого в бассейне реки Ориноко в Венесуэле и по своим характеристикам схоже с тяжелым мазутом. Оримульсия в настоящее время используется в качестве котельного топлива коммерческих электростанций по всему миру (например, Канада, Япония, Литва, Италия и Китай) [4].

Существует достаточное число оригинальных исследований, в которых проводилось изучение горения оримульсии, были изучены ее характеристики, воспламеняемость [6, 7, 8, 9].

В Японии на электростанции Кашима–Кита оримульсия сжигается с 1992 года, для чего в то время была проведена реконструкция одного из энергетических котлов. С 1999 года все котлы данной станции были переведены на сжигание оримульсии. На данной станции проводилось изучение свойств оримульсии. Отмечено, что повышенное содержание в оримульсии азота и серы приводит к большим концентрациям NO_x и SO_x в дымовых газах, кроме того применение оримульсии в качестве топлива требует решения вопроса, связанного с коррозией оборудования, вызванной повышенным содержанием ванадия в оримульсии. При сжигании оримульсии должен быть учтен вопрос, связанный с налипанием золы на пароперегревательные поверхности котла [10].

Учитывая повышенную коррозию при сжигании оримульсии по сравнению с сжиганием тяжелого мазута, при строительстве нового котла на электростанции Кашима-Кита его теплопередающие поверхности были расположены таким образом, чтобы котел и его вспомогательное оборудование могли работать в номинальном режиме независимо от колебаний пламени. Паропроизводительность нового котла составляет 500 т/час, начальные давление и температура пара 14,4 МПа и 569 °С, соответственно, КПД 92,5 %, температура питательной воды 241 °С; параметры пара в голову турбины – начальные давление и температура пара 13,7 МПа и 566 °С, соответственно [10].

Для снижения выбросов NO_x были применены горелки с низким выходом оксидов азота; для снижения выброса SO_x был установлен десульфуризатор для очистки дымовых газов, а для снижения выбросов золы электрический золоуловитель [10].

Электростанция *New Brunswick Power*, Канада, имеет мощность 315 МВт. На этой станции сжигалось до 800000 тонн оримульсии в год. Для снижения неблагоприятного воздействия на окружающую среду на станции была установлена установка десульфуризации дымовых газов. На станции оримульсия сжигалась в двух энергетических котлах, дымовые газы выбрасывались через две дымовые трубы высотой 168 м [11].

В Великобритании экспериментальное сжигание оримульсии проводилось с 1989 года на электростанции *Richborough* мощностью 360 МВт. В 1996 году данная электростанция была закрыта по причине повышенных выбросов оксидов серы (очистка дымовых газов не была предусмотрена) [12].

Исходя из приведенной выше информации, можно говорить о том, что использование гудронов, битумов в качестве топлива является перспективным направлением в области энергосбережения и экономии традиционных видов топлива (угля, природного газа).

Основываясь на мировом опыте применения гудронов и битумов в электроэнергетике следует рассматривать возможность использования нефтяных остатков (остаточных продуктов нефтепереработки) для сжигания на тепловых электростанциях России. Данное направление будет особенно перспективным для ТЭЦ, расположенных вблизи нефтеперерабатывающих заводов. Например, Тобольская ТЭЦ (г. Тобольск, Тюменская область), Нижнекамская ТЭЦ-1 (г. Нижнекамск, Республика Татарстан) и т.д.

Оримульсия отличается только повышенным влагосодержанием. В остальном данные виды топлива почти схожи. Именно то, что тяжелые нефтяные остатки и тяжелый мазут имеют схожие характеристики, и делает привлекательным использование остатков нефтепереработки на тепловых электростанциях. При этом можно использовать уже установленные котлоагрегаты, рассчитанные на сжигание тяжелого мазута марки М-100 (после проведения соответствующей реконструкции). Однако, необходимо учитывать возрастающую нагрузку на окружающую среду со стороны ТЭЦ, связанную с повышенным содержанием серы в остатках. Данная проблема может быть успешно решена за счет внедрения комплексной системы, включающей в себя, например, установку низкоэмиссионных горелок, систему очистки дымовых газов от оксидов серы.

Реализация в России проекта по сжиганию нефтяных остатков приведет к практически безотходному процессу нефтепереработки, что приведет к снижению негативного воздействия на окружающую среду со стороны нефтеперерабатывающих заводов, экономии потребления природного газа, мазута.

Работа выполнена в рамках реализации базовой части государственного задания Минобрнауки РФ Высшим учебным заведениям (соглашение 2014/448 от 13.03.2014 код проекта № 3029)

Список литературы

1. Р.Б. Гун Нефтяные битумы. – М.: Химия, 1973. – 432 с.
2. http://www.corvus.lv/files/pdf/3_Sulfuric_tar_lakes.pdf.
3. <http://vpnews.ru/index14.html>.
4. Orimulsion and Power Stations // P.O.S.T. note. Vol. 84. October 1996.
5. <http://www.boddunan.com/component/content/article/65-retailing/6522-production-and-reserves-of-orimulsion-fuel.html>
6. Miller, C.A. and Srivastava, R.K. The combustion of Orimulsion and its generation of air pollution. Prog. Energy Combustion Science Vol. 26, Issue 2, April 2000, – pp. 131–160.
7. Hey-Suk Kima, Mi-Soo Shina, Dong-Soon Janga, Young-Chan Choib, Jae-Goo Lee. Numerical study for the combustion characteristics of Orimulsion fuel in a small-scale combustor. – Applied Thermal Engineering, Volume 25, Issues 17–18, December 2005, – Pages 2998–3012.
8. N. Stanley Harding. Chapter 3 – Characteristics of Alternative Fuels. – Combustion Engineering Issues for Solid Fuel Systems, January 2008, – Pages 83–131.
9. Christian N. Buchardt, Jan Erik Johnsson, Soren Kiil. Experimental investigation of the degradation rate of adipic acid in wet flue gas desulphurisation plants. – Fuel, Volume 85, Issues 5–6, March-April 2006, – Pages 725–735.
10. http://www.mhi.co.jp/en/power/news/sec1/2001_nov_01.html.
11. http://en.wikipedia.org/wiki/Dalhousie_Generating_Station.
12. <http://www.abandoned-britain.com/PP/richborough/1.htm>.
13. http://www.sica.int/busqueda/busqueda_archivo.aspx?Archivo=pres_4012_1_10112005.pdf.

PROBLEMS OF USE OF BITUMENS AND TARS AS POWER FUEL

A.A. CHICHIROV *, N. D. CHICHIROVA *, T.I. HAMIDULLIN *

* FSBEI HPE "Kazan power-engineering university", Kazan

Annotation. The review of use of bitumens and tars as fuel for burning is given in thermal power plants worldwide. Possibilities of use of heavy oil residues in power industry of Russia are considered.

Key letters: bitumen, tar, oil processing waste, thermal power plants, orimulsion.

ПРЕИМУЩЕСТВО ТРИГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК ПО СРАВНЕНИЮ С ЦЕНТРАЛЬНЫМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕМ

Е.В. ФИРСОВА*, А.А. ЧИЧИРОВ, Н.Д. ЧИЧИРОВА

*ФГБОУ ВПО «Оренбургский государственный университет», г. Оренбург

**ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический
университет», г. Казань

Аннотация. Рассмотрена ситуация централизованного энергоснабжения в России. Произведено сравнение тригенерационных источников энергии с централизованными.

Ключевые слова: децентрализованные источники, тригенерация, централизованные источники энергии.

Энергоресурсы, энергоносители и энергия есть продукт мощного народнохозяйственного комплекса – энергетики. По-другому энергетику можно определить как систему процессов воспроизводства, первичной доставки, преобразования, распределения и потребления энергоресурсов. Указанные процессы представляют собой стадии единого процесса энергообеспечения экономики и общества.

Кроме понятия энергетики для обозначения сферы производства энергии употребляются и другие термины. Так, в научной литературе применяется термин топливно-энергетический комплекс (ТЭК). Под этим термином понимают совокупность энергетических производств – нефтяной, газовой, угольной, торфяной, сланцевой промышленности и электроэнергетику.

В понятие ТЭК, таким образом, не входит существенная часть объектов и процессов, которые относятся к энергетике, – часть теплового хозяйства, принадлежащего не энергетическим ведомствам, многие установки непосредственного использования топлива, энергетическое хозяйство потребителей топлива и энергии.

Различные экономические аспекты деятельности топливно-энергетического комплекса получили отражение в научных трудах ученых В. Баранника, Е. Быковой, Н. Воропая, В. Гееца, И. Дияка, Р. Подолец, О. Кострубицкой, А. Решетняка, И. Франчука и др., однако их подходы значительно разнятся в определении составляющих комплекса.

Системный характер топливно-энергетического комплекса проявляется посредством взаимодействия систем электроснабжения, теплоснабжения, топливоснабжения (снабжения нефтью, газом, твердым топливом и продуктами переработки), включающих предприятия и объекты инфраструктуры, обеспечивающие получение, переработку, преобразование, транспортировку, хранение и распределение энергетических ресурсов и энергоносителей всех видов. Вместе с этим, в научных трудах [1, 2, 3, 4] ученые выделяют топливную промышленность и электроэнергетику как подсистемы топливно-энергетического комплекса, функционирование которых предполагает использование транспортной инфраструктуры, включающей трубопроводный транспорт и линии электропередач. Так, в качестве элементов топливной подсистемы рассматривают отрасли нефтяной, газовой, угольной, торфяной и сланцевой промышленности, занятые добычей и переработкой различных видов топлива, ресурсной базой для которых является углеводородное сырье. Элементами подсистемы электроэнергетики являются предприятия, осуществляющие получение, передачу, преобразование и использование различных видов энергии энергоресурсов, обеспечивая потребителей электроэнергией [3].

Основные производственные фонды электроэнергетики сосредоточены в Холдинге РАО «ЕЭС России», ГК «Росэнергоатоме», ОАО ЭиЭ «Иркутскэнерго», ГП «Татэнерго» и ГП ЛАЭС. РАО «ЕЭС России» – название, применяемое к трем различным экономическим объектам. Во-первых, это головная компания РАО «ЕЭС России», имеющая несколько филиалов и представительств (далее Общество). Во-вторых, это Холдинг, в который, кроме Общества, входят дочерние и зависимые от Общества АО-энерго и АО-электростанции. В-третьих, это Группа, в которую, кроме Холдинга, входят дочерние и зависимые компании, в функции которых не входит производство и передача электроэнергии и тепла. Общество, Холдинг и Группа были образованы в 1992 году на основании Указов Президента РФ N 922 от 14 августа 1992 г., N 923 от 15 августа 1992 г., N 1334 от 5 ноября 1992 г., N 1392 от 16 ноября 1992 г. и Распоряжения Госкомимущества РФ N 1013-р от 3 декабря 1992 г.

Бизнес Холдинга диверсифицирован. Кроме основной деятельности – снабжения потребителей электроэнергией и теплом, некоторые компании, входящие в него, заняты строительством новых энергетических установок, техническим обслуживанием своих фондов, включая ремонты оборудования и изготовлением продукции, необходимой для ремонта и эксплуатации оборудования. Кроме того, и Группа и Холдинг (через АО-энерго) проводят исследования и разработки, включая проектирование

энергетических объектов, а также ведут деятельность, связанную с функционированием производственной и социальной инфраструктуры. Территория обслуживания Холдинга охватывает всю европейскую часть и большую часть обжитой территории азиатской части страны.

Указанными выше нормативными документами к собственности Общества были отнесены все энергетические объекты федерального значения: крупные ТЭС (> 1000 МВт) и ГЭС (> 300 МВт), магистральные высоковольтные сети, ЦДУ и ОДУ. Они должны были стать либо филиалами Общества, либо его дочерними компаниями. Кроме того, в собственность Общества были переданы пакеты акций всех АО-энерго (не менее 49 %), которые вместе с Обществом составили холдинговую компанию. Холдинг должен был стать временным образованием, чтобы в дальнейшем (примерно через 2–3 года) уступить место независимым АО-энерго.

Неполная согласованность федеральных и региональных интересов вынудила менеджеров Холдинга искать компромисс с некоторыми региональными администрациями. В результате некоторые из региональных энергосистем, преобразованные в АО-энерго, не передали в собственность Обществу 49 % своего уставного капитала. Только 32 из 51 крупной электростанции, подлежащей передаче Обществу, стали филиалами или дочерними компаниями Общества. Среди электростанций, которые не были включены в состав Общества, есть такие крупные станции, как Иркутская ТЭЦ, московские ТЭЦ-21, ТЭЦ-22, ТЭЦ-23, ТЭЦ-25, ТЭЦ-26. Некоторые электростанции были отданы в региональные АО-энерго, а затем выкуплены АО-энерго у Общества (например, Каширская и Шатурская ГРЭС). Акции ОАОЭиЭ «Иркутскэнерго» и ГП «Татэнерго» не были переданы Обществу, а размеры переданных Обществу пакетов других 10 АО-энерго оказались меньше 49 % их уставного капитала.

Состав собственности РАО «ЕЭС России» приведен в таблице 1.

Таблица 1

Состав собственности холдинга РАО «ЕЭС России»

Число и тип зависимых компаний	Доля Общества в собственности компании
1	2
73 АО-энерго:	
10	100 %
53	> 49 %

1	2
9	20–49 %
1	< 20 %
32 АО-электростанции	
10	100 %
16	> 51 %
6	< 51 %
7 электростанций сдано в аренду	100 %
3 электростанции-филиалы	100 %
43 тыс. км системных сетей	100 %
АО ЦДУ	100 %

Современный электроэнергетический комплекс России включает около 600 электростанций единичной мощностью свыше 5 МВт. Общая установленная мощность электростанций России составляет 218145,8 МВт. Установленная мощность парка действующих электростанций по типам генерации имеет следующую структуру: тепловые электростанции 68,4 %, гидравлические – 20,3 %, атомные – около 11,1 %.

Выработка электроэнергии в последние года растет, в 2011 г. Она составила 1053000 млн. Квт/час, в 2012 г. 1064900 млн. Кват/час, что составило 100,7 % и 101,1 % от уровня предыдущего года соответственно.

В 2011 г. производство теплоэнергии снизилось на 0,7 % относительно производства 2010 г. и составило 518900 тыс. Гкал, в 2012 г. Также наблюдалось снижение еще на 1,8 % относительно 2011 г. и составило 509600 тыс. Гкал

В настоящий момент основной задачей развития тепловой генерации является обеспечение технического перевооружения и реконструкции действующих электростанций, а также ввод новых генерирующих мощностей с использованием передовых технологий в производстве электроэнергии [5, 6].

Основной причиной ухудшения показателей ТЭК России является высокая степень износа основных средств энергетики, созданных в советский период. Следствием этого является низкая эффективность и растущая аварийность, и высокие риски, что отрицательно сказывается на конкурентоспособности экономики, негативно влияет на качество жизни населения и техногенные угрозы.

Негативными факторами инновационного развития ТЭК также являются:

- утрата значительной части научно–технологического потенциала в ряде отраслей ТЭК;
- недостаточная степень развития инновационной сферы в ТЭК;
- снижение качества подготовки научно–технических кадров, недостаточный уровень взаимодействия компаний ТЭК с высшими учебными заведениями;
- малая эффективность управления объектами интеллектуальной собственности;
- несовершенство систем инновационной деятельности компаний.

Кроме того, государственные органы, осуществляющие государственные функции в сфере ТЭК и смежных отраслях экономики, не в полной мере обладают информацией по отраслям ТЭК, которая необходима для осуществления возложенных на них государственных функций, в том числе для предотвращения чрезвычайных ситуаций в ТЭК.

В настоящее время существует ряд проблем в отраслях ТЭК России.

Проблемы будущего развития российской электроэнергетики связаны, в том числе: со снижением надежности электроснабжения (обусловленным высоким износом основных производственных фондов и отсутствием необходимых инвестиций для их масштабного и своевременного обновления); длительным технологическим отставанием в создании и освоении современных парогазовых, экологически чистых угольных и электросетевых технологий; наличием перекрестного субсидирования между группами потребителей электроэнергии и между электрической и тепловой энергией на внутреннем рынке; неготовностью субъектов Российской Федерации к формированию 5-летних региональных схем и программ перспективного развития электроэнергетики; нерешенностью вопросов технологического присоединения потребителей к электрическим и тепловым сетям [7, 8].

Одним из решений возникших проблем является на переход к децентрализованным источникам, которые вырабатывают помимо тепла еще и электроэнергия, холод. К таким источникам относятся тригенерационные установки.

Тригенерация – это комбинированное производство электричества, тепла и холода. Холод вырабатывается абсорбционной холодильной машиной, потребляющей не электрическую, а тепловую энергию [9].

Тригенерация является выгодным с точки зрения эксплуатации когенерационной установки, так как дает возможность утилизации тепла и летом, вне отопительного сезона, и этим продлить время работы установки в течение всего года. Благодаря тригенерации можно заметно снизить

потребление электроэнергии, просто пустив ее на другие смежные нужды на производстве.

Произведенный холод при тригенерации может использоваться в системе кондиционирования. В этом плане можно сказать, что тригенерация достаточно универсальна и дает возможность для практически повсеместного внедрения данного эффекта. Процесс тригенерации выполняется легко и не требует огромных капитальных вложений. Установка окупается за один – два года, что позволяет считать его одним из наиболее простым способом сэкономить, внося улучшение в уже налаженные производственные процессы. Выше перечисленное говорит о высокой эффективности, простоте применения.

Сравнивая тригенерационные установки и централизованное энергоснабжение можно увидеть следующие преимущества и недостатки:

Принимаемые на практике традиционные режимы работы централизованного теплоснабжения имеют следующие недостатки:

1. практическое отсутствие регулирования отпуска теплоты на отопление зданий в переходные периоды, когда особенно большое влияние на тепловой режим отапливаемых помещений оказывают ветер, солнечная радиация, бытовые тепловыделения;
2. перерасход топлива и перетоп зданий в теплые периоды отопительного сезона;
3. большие потери теплоты при его транспортировке (около 10 %), а во многих случаях – намного больше;
4. нерациональный расход электроэнергии на перекачку теплоносителя, обусловленный самим принципом центрального качественного регулирования;
5. длительная эксплуатация подающих трубопроводов теплосети в неблагоприятном режиме температур, характеризующимся нарастанием коррозионных процессов и др.

Объективными предпосылками внедрения автономных (децентрализованных) систем теплоснабжения является:

1. отсутствие в ряде случаев свободных мощностей на централизованных источниках;
2. уплотнение застройки городских районов объектами жилья;
3. кроме того, значительная часть застройки приходится на местности с неразвитой инженерной инфраструктурой;
4. более низкие капиталовложения и возможность поэтапного покрытия тепловых нагрузок;
5. возможность поддержания комфортных условий в квартире по своему собственному желанию, что в свою очередь является более

привлекательным по сравнению с квартирами при централизованном теплоснабжении, температура в которых зависит от директивного решения о начале и окончании отопительного периода;

6. появление на рынке большого количества различных модификаций отечественных и импортных (зарубежных) теплогенераторов малой мощности.

Теплогенераторы могут размещаться на кухне, в отдельном помещении на любом этаже (в том числе чердачном или подвальном) или в пристройке.

Достоинствами децентрализованного теплоснабжения являются:

1. отсутствие необходимости отводов земли под тепловые сети и котельные;

2. снижение потерь теплоты из-за отсутствия внешних тепловых сетей, снижение потерь сетевой воды, уменьшение затрат на водоподготовку;

3. значительное снижение затрат на ремонт и обслуживание оборудование;

4. полная автоматизация режимов потребления.

При всех этих достоинствах децентрализованного теплоснабжения имеются и негативные стороны. У мелких котельных, в том числе и «крышных», высота дымовых труб, как правило, значительно ниже, чем у крупных. При суммарном равенстве тепловой мощности величины выбросов не изменяются, однако резко ухудшаются условия рассеивания. Кроме того, небольшие котельные располагаются, как правило, вблизи жилой зоны.

Из выше сказанного можно сделать вывод, что в настоящее время использование децентрализованных источников энергии выгоднее централизованных. Это обусловлено, главным образом, тем, что централизованные источники энергии требуют, на данный момент, капитальный ремонт, включая теплопроводы и каналы тепловых сетей. В то время как, осуществлять текущий и капитальный ремонт децентрализованных источников энергий намного проще и менее затратно.

Из рассмотренных децентрализованных источников энергий тригенерационные установки имеют большее значение КПД и КПИ по сравнению с когенерационными. Так же, тригенерационные установки работают не только на одновременную выработку трех видов энергий, но и имеют возможность вырабатывать в разное время года разные комбинации из двух видов энергий. [10] Данная характеристика установки выгодна в резконтинентальном климате, где зимой температура достигает до минус 40 °С, летом приближается к плюс 40 °С, а в межсезонье

среднесуточная температура находится от плюс пяти до плюс десяти градусов, причем днем стрелка термометра может показать плюс 20 °С.

Работа выполнена в рамках реализации базовой части государственного задания Минобрнауки РФ Высшим учебным заведениям (соглашение 2014/448 от 13.03.2014 код проекта № 3029)

Список литературы

1. Зеркалов Д.В. Энергетическая безопасность / Д.В. Зеркалов. – Киев: «Основа», 2009. – 161 с.
2. Размещение производительных сил: учебн. // В.Ф. Семенов, В.В. Ковалевский, О.Л. Михайлюк; под ред. В.Ф. Семенова. – 5-е изд. – К.: Общество «Знание», КОО, 2003. – 351 с.
3. Лапаева О.Ф. Основные этапы формирования и развития топливно-энергетического комплекса в России / О.Ф. Лапаева, М.Г. Лапаева // Вестник ОГУ. – 2004. – № 8. – С. 4–12.
4. Гетманов В.В. Топливо-энергетический комплекс как основа энергетической безопасности России / В.В. Гетманов // Сборник статей II Всероссийской научно-практической конференции «Социально-Экономическое развитие России в XXI веке». – Мурманск. – МГТУ, 2004. – С. 45–48.
5. Федеральный справочник «Анализ, проблемы, перспективы. Топливо-энергетический комплекс России» – М.: Родина-Про, 2006. – 390 с.
6. Соснина Е.Н. Вопросы эффективного использования возобновляемых источников энергии в локальной системе электроснабжения / Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо. // Электрические станции, 2012. – № 9. – С. 13–16
7. Черных И.А. Проблемы инновационного прорыва России: энергетический сектор и его перспективы. – Региональная экономика: теория и практика. – 2010. – № 35. – С. 29–31.
8. Накоряков В.Е. Воспроизводство минерально-сырьевой базы и инвестиции – основные проблемы топливно-энергетического комплекса. – М: Наука, 2006.– 198 с.
9. «Тригенерационная установка на базе микротурбинного двигателя» Заявка № 2012101168 от 11 января 2012 года, авторы: Фирсова Е.В., Соколов В.Ю., Горячев С.В., Наумов С.А., Садчиков А.В.
10. Особенности выбора микротурбинного двигателя для тригенерационных циклов / Е.В. Фирсова, В.Ю. Соколов, Н.Д. Чичирова /

ТРУДЫ АКАДЕМЭНЕРГО № 1 2013 / Научный журнал. – Казань: «Исследовательский центр проблем энергетики Казанского научного центра РАН», 2013. – с. 85–94

ADVANTAGE SYSTEMS TRIGENERATION COMPARED TO THE CENTRAL POWER SUPPLY

E.V. FIRSOVA*, A.A. CHICHIROV*, N.D. CHICHIROVA*

*Orenburg State University, OSU

*FSBEI HPE «Kazan power-engineering university», Kazan

Annotation. We consider the situation of centralized power in Russia. Comparison trigeneration energy sources with centralized.

Key words: decentralized power, trigeneration, centralized power sources.

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ
ХРАНЕНИЯ ЖИДКОГО ТОПЛИВА В ФИЛИАЛЕ ОАО
«ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ» КАЗАНСКАЯ ТЭЦ-2**

Э.М. ХУСНУТДИНОВА, М.Ф. ШАГЕЕВ, А.Н. ХУСНУТДИНОВ
ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет»,
г. Казань

Аннотация: рассмотрены режимы хранения жидкого топлива. Предложен вариант ресурсосберегающего хранения жидкого топлива на тепловых электрических станциях. Показаны зависимости годовой температуры окружающей среды на продолжительность хранения топлива.

Ключевые слова: жидкое топливо, хранение жидкого топлива, ресурсосбережение на тепловых электрических станциях

Сложившаяся в настоящее время ситуация в энергетике выдвигает проблемы совершенствования бесперебойной работы топливно-энергетического комплекса, повышение экологической безопасности и снижение затрат на собственные нужды тепловых электростанций. Отношения по энергосбережению регулируются Федеральным законом № 261-ФЗ от 23.11.2009 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» (в ред. Фед. законов от 08.05.2010 N 83-ФЗ от 28.12.2013 N 401-ФЗ; далее – ФЗ-261). Ряд положений ФЗ-261 затрагивают работу деятельности генерирующих предприятий.

Повышение энергетической эффективности хранения жидкого топлива на тепловых электрических станциях (ТЭС) связано со значительными затратами тепловой и электрической энергии. Внедрение энергосберегающих мероприятий позволяет эффективно и рационально использовать энергетические ресурсы. Согласно Федеральному закону № 261-ФЗ предприятия, бюджетные учреждения обязаны обеспечить снижение в сопоставимых условиях объема потребленных им воды, дизельного и иного топлива, мазута, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, угля в течение пяти лет не менее чем на пятнадцать процентов от объема фактически потребленного им. Снижение собственных нужд на тепловых электрических станциях позволит снизить стоимость отпускаемых видов энергии для потребителей и как следствие, осуществить мероприятия в области энергосбережения.

Существующие на данный момент методики [1–6] и методы циркуляционного подогрева мазута в резервуарных парках мазутных хозяйств [7, 8] не соответствует современным условиям энергосбережения и не позволяют с достаточной точностью определить затраты энергии и времени на нагрев больших объемов вязких жидкостей в резервуарах хранения. Используемые методы расчета основаны на уравнении теплового баланса и не учитывают влияния многих режимных факторов. Следовательно, становится актуальной задача разработки методики оптимального режима хранения жидкого топлива на мазутном хозяйстве ТЭС.

Рассмотрим мазутное хозяйство на примере филиала ОАО «Генерирующая компания» Казанской ТЭЦ-2.

Мазутное хозяйство Казанской ТЭЦ-2 предназначено для аварийного и резервного использования. Резервуарный парк Казанской ТЭЦ-2 состоит из 2 металлических вертикальных цилиндрических наземных резервуаров хранения емкостью 3000 м^3 и железобетонного подземного прямоугольного приемного резервуара емкостью 250 м^3 . Мазут на Казанской ТЭЦ-2 применяется для растопки и подсвечивания факела в топках паровых котлов, а так же как основное топливо в пиковых котлах. Согласно проектным данным в качестве жидкого топлива на Казанской ТЭЦ-2 используется мазут марки М-100 с низшей теплотой сгорания 9300 ккал/кг и содержанием серы до 2 %. Доставка мазута осуществляется железнодорожными цистернами. Для предварительного подогрева мазута в резервуарах и в приемном резервуаре во время слива железнодорожных цистерн, для поддержания температуры в мазутных резервуарах не ниже 40°C , очистки его от взвешенных частиц в резервуарах хранения мазута и выпаривания подающей влаги используется система циркуляции мазута [2]. Важной характеристикой системы циркуляционного подогрева мазута является время разогрева до заданной температуры.

Однако постоянное поддержание в резервуаре максимальной температуры привело бы к перерасходу греющего пара и необоснованным потерям теплоты в окружающую среду. Поэтому при длительном хранении мазутов следует использовать метод режима "холодного хранения" в резервуарах, при котором из резервуара мазут, не подается на сжигание, не подогревается и не перемешивается, а находится в режиме естественного охлаждения [1, 4, 5].

На сегодняшний день диапазон рассматриваемых температур не является фиксированным. С целью увеличения эффективности режимов хранения жидкого топлива, можно рассмотреть варианты изменения этого диапазона.

В случае перевода мазутного хозяйства Казанской ТЭЦ-2 на модернизированную систему при использовании водомазутной эмульсии с присадкой СНПХ-9777 возможна существенная экономия электрической и тепловой энергии. Введение присадок позволяет значительно снизить температуру застывания (до 15–21⁰С) и повысить текучесть мазута [9].

В данной работе подогрев мазута в резервуаре осуществляется от минимальной температуры 20 °С до максимальной температуры 70°С, с учетом потерь в окружающую среду. Расчет производился при среднемесячной температуре за год. Рассматривались 2011, 2012, 2013 и 2014 года при трех температурных режимах хранения жидкого топлива: 20–70, 40–70, 60–70.

Определение потери тепла в окружающую среду за счет изменения среднемесячной температуры за 2011 год изображены на рисунке 1.

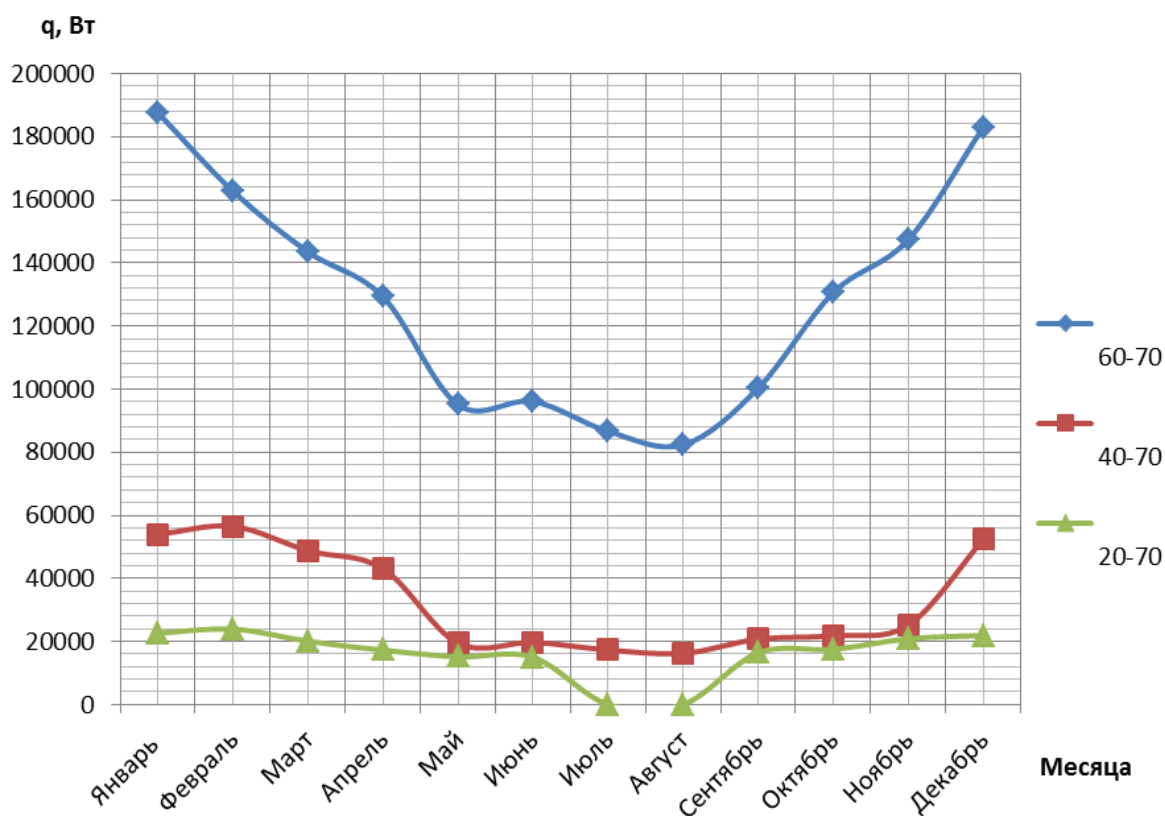


Рисунок 1. Потери тепла в окружающую среду.

Аналогичный расчет проводился и для 2012, 2013 и 2014 г.

Результаты расчетов представлены на рисунке 2.

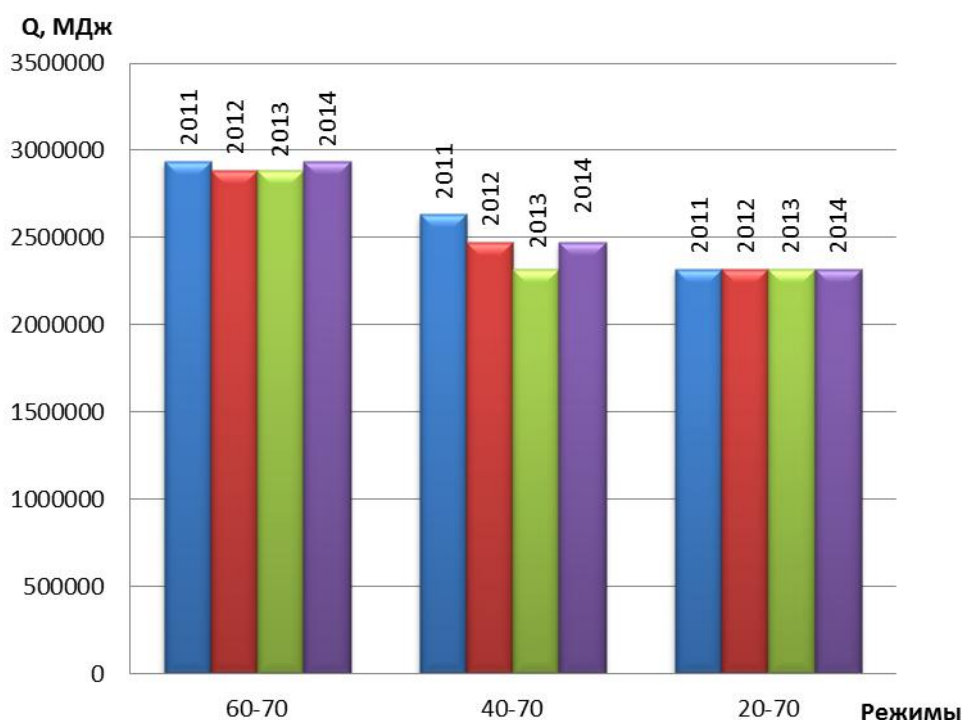


Рисунок 2. Количество теплоты необходимое для подогрева жидкого топлива

Проведенные исследования показали, что предусмотренные типовой методикой затраты теплоты и электроэнергии на содержание мазутного хозяйства имеют значительные резервы. Количество теплоты необходимое для подогрева жидкого топлива в режиме 20–70 за 4 года суммарно составляет 9284400 МДж (315,67 т.у.т.), 40–70 – 9907200 МДж (316,84 т.у.т.), 60–70 – 11659340 МДж (396,42 т.у.т.) соответственно. Следовательно, режим 20–70 экономически целесообразен.

Список литературы

1. Геллер З.И., Филановский З.Г., Пименов А.К., Попов А.Н., Луговой М.А. Исследование возможности длительного хранения мазута без подогрева в резервуарах большой мощности // Электрические станции. 1972. № 5.
2. Иванов Н.В. Моделирование и исследование циркуляционного подогрева мазута в одноступенчатых совмещенных теплотехнологических схемах растопочных мазутных хозяйств ТЭС: дис. канд. техн. наук. М. – 2003. – 119 с.
3. Назмеев Ю.Г., Маргулис С.М., Лопухов В.В., Будилкин В.В. Тепловой и термодинамический анализ эффективности теплотехнологической схемы растопочного мазутного хозяйства ТЭС с сезонной

пиковой нагрузкой // Известия ВУЗов, Проблемы энергетики. 2000. №11–12. – С. 111–115.

4. Карпов В.В., Вязовой С.К., Емелин Ж.А. Опыт холодного хранения мазута // Энергетик. 1975. № 4. – С. 25–28

5. Емелин Ж.А. Хранение мазута в резервуарах без подогрева // Энергетик. 1985. № 10. – С. 15–18.

6. Шагеев А.Ф., Шагеев М.Ф., Юсупова Т.Н., Романов Г.В., Охотникова Е.С., Маргулис Б.Я., Ахметов Э.А., Хайриева Э.М. Сжигание в энергетических котлах и промышленных печах водомазутной эмульсии с присадкой СНПХ-9777 // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. 2009. №3–4. – С.21–26.

7. Лопухов В.В. Разработка комплексной методики расчета процессов подогрева мазута в резервуарах мазутных хозяйств ТЭС: дис. канд. техн. наук. М., 2002, – 171 с.

8. Шагеев М.Ф. Моделирование и исследование циркуляционного подогрева мазута в отдельных 4-х резервуарных схемах мазутных хозяйств ТЭС: дис. канд. техн. наук. М., 2002, – 135 с.

9. Охотникова Е.С., Ганеева Ю.М., Юсупова Т.Н., Романов Г.В., Шагеев М.Ф., Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я. Разработка составов устойчивых водо-топливных эмульсий на основе природных битумов // Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «ФЭН», 2008. –С. 323–326.

THE STUDY OF MODES OF OPERATION OF STORAGE TANKS FOR LIQUID FUEL IN THE BRANCH OF JSC "GENERATION COMPANY" KAZAN PLANT-2

E.M. HUSNUTDINOVA, M.F. SHAGEEV, A.N. HUSNUTDINOV
FSBEI HPE «Kazan power-engineering university», Kazan

Annotation: the modes of storage of liquid fuels. A variant of the resource-saving storage of liquid fuel in thermal power plants. Shows how the annual ambient temperature on the duration of storage of fuel.

Key letters: liquid fuel, the storage of liquid fuel, the saving in thermal power plants.

НОВЫЕ ПОДОГРЕВАТЕЛИ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ТУРБОУСТАНОВОК 300 МВт

П.Э. КАПУСТА*, П.К. СЕНАЧИН*, В.М. МАРУШКИН**, К.А. ШИТОВ

* ФГБОУ ВПО «Алтайский государственный технический университет

им. И.И. Ползунова», г. Барнаул

**ЗАО «СУЗМК ЭНЕРГО», г. Среднеуральск

Аннотация. Приведен результат разработки новых подогревателей системы регенерации высокого давления модернизированной турбоустановки энергоблока 300 МВт. Описана конструкция подогревателей с применением оригинальной компоновки спиральных змеевиков из труб малого диаметра. Рассказано о достижении отрицательного значения конечного недогрева системы регенерации турбоустановки.

Ключевые слова: подогреватель высокого давления, система регенерации высокого давления, турбоустановка, электростанция.

С момента начала эксплуатации энергоблока (ЭБ) станционный № 6 Электростанции АО «ЕЭК» (Казахстан, г. Аксу) система регенерации высокого давления (СРВД) турбоустановки (ТУ) типа К-300-240-2 этого блока была укомплектована однопоточными подогревателями высокого давления (ПВД) типов ПВ-900-380 и ПВ-1200-380, изготовленными Таганрогским котлостроительным заводом (ТКЗ) в 1973 году. Указанные ПВД рассчитывались исходя из расхода питательной воды (ПВ) 950 т/ч при номинальной нагрузке ТУ.

В 2013 году произведена их замена, в связи с выработкой ресурса и реконструкцией ЭБ. При выборе варианта для замены сформулированы требования экономичной и надежной работы новых ПВД в схеме ТУ типа К-325-23,5 с расходом ПВ через СРВД 1065 т/ч при нагрузке 338 МВт. Кроме того, в схеме СРВД предусмотрено более экономичное включение зоны охлаждения пара (ОП) первого по ходу ПВ ПВД (рисунок 1). ПВ последовательно проходит через подогреватели (П1, П2, П3); «концевой» ОП П1 включен по схеме Виолена. Пар в П1, П2, П3 поступает из 3-его, 2-ого и 1-ого отборов ТУ соответственно. Конденсат греющего пара (КГП) сливается по каскадной схеме.

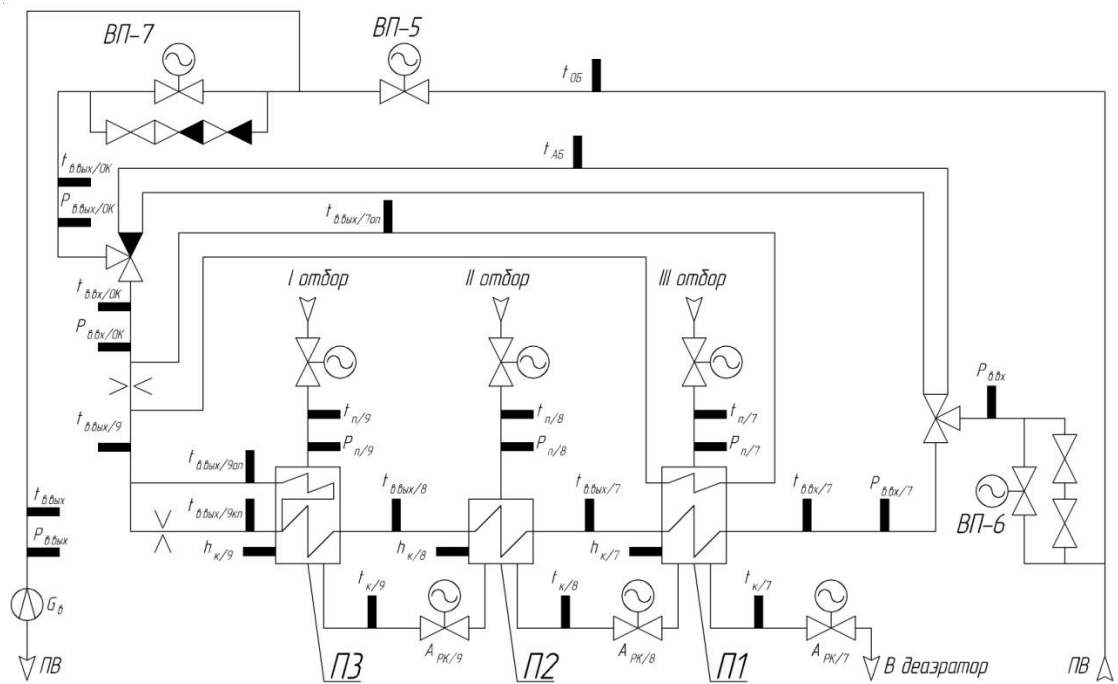


Рисунок 1. Тепловая схема и система измерений

Накопленный к настоящему времени опыт эксплуатации такой схемы включения зоны ОП в СРВД ЭБ 800 и 1200 МВт подтверждает её эффективность (повышение экономичности ЭБ в целом примерно на 0,2 % по сравнению с включением зоны ОП первого водогревателя по традиционной «последовательной» схеме).

Учитывая конструктивные недостатки аппаратов типов ПВ-900-380 и ПВ-1200-380, ТКЗ, начиная с 1980-х гг., приступил к выпуску аппаратов: ПВ-1250-380-21 (П1); ПВ-1700-380-51 (П2); ПВ-1550-380-70 (П3) (П1, П2, П3 – первый, второй, третий аппарат по ходу движения ПВ). Элементы поверхности теплообмена в этих аппаратах, как и в ранее установленных, изготовлены из углеродистых труб $\varnothing 32 \times 5$, но в виде одноплоскостных бифилярных спиральных змеевиков.

Выполненные в УралВТИ тепловые расчёты таких ПВД в условиях работы СРВД К-325-23,5 указывают на вполне удовлетворительное соответствие их характеристик требованиям турбинного завода. Первые образцы таких аппаратов установлены на Азербайджанской ГРЭС.

Важно отметить, что указанные ПВД имеют следующие габариты: внутренний диаметр корпуса – 2600 мм, 3000 мм, 2800 мм; высота – 10330 мм, 9855 мм, 10445 мм для П 1, 2, 3 соответственно.

Сухая масса этих аппаратов на 20, 50, 70 т, а заполненных водой на 35, 70, 95 т превышает массу ранее установленных. Поэтому установка таких аппаратов в ячейках СРВД старых ЭС проблематична.

При выборе приемлемого варианта замены ПВД, исходили из возможности реализации в их конструкции накопленных к этому времени новых технических решений, позволяющих снизить массогабаритные характеристики аппаратов при обеспечении необходимых тепловых характеристик.

Одним из весьма эффективных решений, освоенных к настоящему времени в СРВД ТУ с докритическими параметрами свежего пара и двухпоточных СРВД ЭБ 300 МВт, является изготовление элементов поверхности теплообмена в виде спиральных змеевиков из труб $\varnothing 22 \times 3,5$ или $\varnothing 22 \times 4$. Как показано в работах УралВТИ, такое решение, при прочих равных условиях, позволяет увеличить коэффициент теплопередачи в зоне конденсации пара (КП) примерно на 15 % и заметно улучшить компактность и массогабаритные характеристики аппаратов.

Основные проблемы при реализации такого решения в однопоточных аппаратах крупных ЭБ (200 МВт и более) связаны с обеспечением пропускания необходимого расхода питательной воды при средней скорости воды в змеевиках из углеродистой стали не более 2 м/с, а максимальной скорости в раздающих коллекторах не более 5 м/с (обусловлено надёжностью входных участков змеевиков).

Разработчику и изготовителю ПВД ЗАО «СУЗМК ЭНЕРГО» удалось решить эти проблемы путём использования новой компоновки спиральных змеевиков (рисунок 2) в соответствии с [1].

Примененные после реконструкции ЭБ подогреватели типа ПВД-1100-37-СЭ представляют собой вертикальные сварные аппараты с поверхностью теплообмена набранной из свитых в двухплоскостные спирали гладких труб $\varnothing 22 \times 3,5$ мм.

Основными узлами подогревателя являются корпус и трубная система.

Корпус подогревателя состоит из верхней съёмной части и нижней несъёмной части.

Фланцевое соединение корпуса крепится шпильками с колпачковыми гайками. Плотность фланцевого соединения обеспечивается сваркой приварного мембранного уплотнения.

Трубная система состоит из патрубков входа и выхода питательной воды, приваренных к ним через отводы раздающих и собирающих коллекторов и, расположенных между коллекторами, колонн спиральных змеевиков.

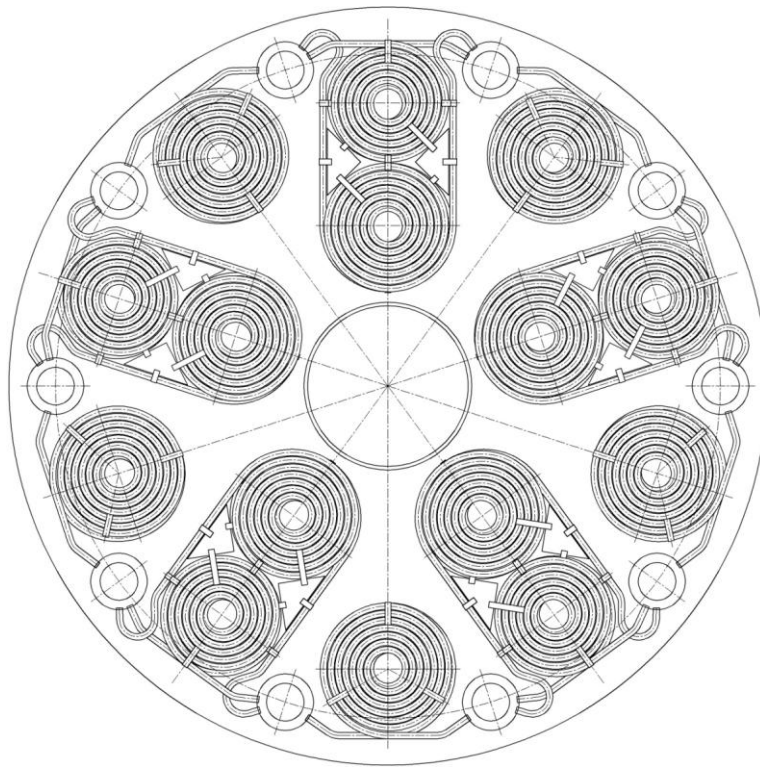


Рисунок 2. Компоновка спиральных змеевиков по поперечному сечению

При новой компоновке, поверхность теплообмена собирается из чередующихся между собой одинарных и сдвоенных змеевиков (сдвоенный змеевик предварительно собирается из двух одинарных [2]). Концы змеевиков присоединяются к входному и выходному коллекторам. Одна из спиралей сдвоенного змеевика ориентирована к периферии корпуса, а другая – к его центру. При такой компоновке к каждому коллектору подключены не две колонны спиралей, а три, что, при прочих равных условиях, позволяет увеличить пропускную способность аппарата в 1,5 раза.

В этом случае при 10-ти коллекторной трубной системе и фиксированной высоте подогревателя удастся обеспечить скорость питательной воды в змеевиках менее 2 м/с, то есть ниже опасного предела с точки зрения износа входных участков труб спиралей. Кроме того, такая компоновка позволяет обеспечить более компактное заполнение корпуса и выполнить спирали бесшовными при развернутой длине змеевика не более 14 м.

По принципу использования тепла греющей среды вся поверхность теплообмена ПВД делится на следующие зоны: зона ОП – зона конвективного теплообмена при охлаждении перегретого пара; зона КП – основная зона конденсации; зона ОК – зона конвективного теплообмена при охлаждении КГП.

Зона ОП располагается в верхней части трубной системы, пар в ОП совершает трёхходовое последовательно–параллельное обтекание отдельных колонн змеевиков, заключённых в специальные кожухи. В каждой колонне осуществляется поперечное обтекание труб спиралей, многоходовое движение пара осуществляется с помощью перепускных коробов.

Аналогичное движение КГП организовано в зоне ОК, расположенной в нижней части трубной системы.

В зоне КП между змеевиками расположены горизонтальные перегородки, отводящие конденсат к периферии трубной системы и направляющие конденсирующийся пар на спиральные змеевики.

Как и в [3,4], расчётные тепловые и гидравлические характеристики отдельных зон аппаратов определялись по имеющейся в распоряжении ЗАО «СУЗМК ЭНЕРГО» вычислительной программе, разработанной на основе методических положений УралВТИ.

Основные результаты расчётов для исходных условий, заданных турбинным заводом, свидетельствуют о соответствии основных показателей аппаратов требованиям.

Анализ результатов выполненных расчётов позволил получить для рассматриваемой СРВД с аппаратами типа ПВД-1100-37-СЭ упрощённые обобщённые зависимости, характеризующие качество работы отдельных аппаратов и СРВД в целом. Эти зависимости будут весьма полезны для мониторинга СРВД в процессе эксплуатации.

Так, при нормальном состоянии трубных систем аппаратов и отсутствии протечек ПВ по основному и аварийному байпасам, температура ПВ (во всех режимах работы ТУ) должна превышать температуру насыщения пара на входе в ПЗ на $\sim 1^\circ\text{C}$; удельная приведённая тепловая нагрузка ОК и КП (q , кВт/ $^\circ\text{C}$ – суммарная тепловая нагрузка ОК и КП, отнесённая к разнице температуры насыщения пара и температуры воды на входе в аппарат, $^\circ\text{C}$) для П1 и ПЗ должна соответствовать значениям, определённым по уравнению:

$$q_{1,3} = 0,9735G + 60. \quad (1)$$

Аналогичная зависимость для П2 имеет вид:

$$q_2 = 1,05G + 89. \quad (2)$$

В приведённых уравнениях G – расход питательной воды через аппарат, т/ч.

При изменении нагрузки ЭБ от 330 МВт до 220 МВт, с сохранением давления в деаэраторе постоянным, суммарный нагрев всего потока питательной воды в ОП П1 и ОП П3 изменяется от 5°С до 3°С, при этом вклад каждого ОП в общий нагрев можно считать примерно одинаковым.

В реальных условиях эксплуатации при снижении нагрузки ЭБ температура ПВ на входе в П1 снижается (следовательно, расход пара на П1 увеличивается) из-за некоторого снижения давления в деаэраторе, поэтому эффективность ОП П1 повышается. Таким образом, при исправных ОП П1 и ОП П3, следует ожидать во всех режимах суммарный нагрев в них не менее 5°С.

Тепловые испытания СРВД ЭБ станционный № 6 ЭС АО «ЕЭК» с новыми ПВД производились в апреле 2014 г. эксплуатационным персоналом ЭС и сотрудниками ЗАО «СУЗМК ЭНЕРГО» по программе, составленной в соответствии с [5]. Также была использована информация из архива базы данных параметров работы оборудования ЭБ за период с начала ввода ЭБ в эксплуатацию после реконструкции. Измерения параметров, указанных на рисунке 1 проводились по штатным приборам. При этом измерение температуры ПВ в выходном патрубке П3 (выход из КП) и температуры ПВ за ОП П1 и ОП П3 не производилось.

Необходимо отметить, что по ряду причин во время проведения испытаний настройка уровней КГП в корпусах не соответствовала проектной. Во всех опытах фактический уровень находился в районе нижней перегородки зоны ОК.

Всего проведено 5 опытов. Первая серия опытов проводилась при нагрузках ЭБ 322, 214, 168 МВт соответственно. Вторая серия опытов проводилась при нагрузке около 320 МВт с поочерёдным прикрытием паровых задвижек П1 и П2. Опыты с прикрытием паровых задвижек позволили расширить диапазон параметров для оценки справедливости зависимостей $q_{1,3}$ и q_2 , полученных в результате расчётов, а также для косвенной оценки основных параметров, характеризующих работу ОП П1 и ОП П3, при отсутствии замеров температуры воды на входе и выходе из них.

В результате анализа результатов испытаний было выявлено следующее:

1. Фактические тепловые и гидравлические характеристики ПВД соответствуют требованиям, заданным тепловыми схемами турбинного завода, с учетом отклонения фактических параметров пара и ПВ на входе в аппараты от проектных.

2. Сопоставление расчетных и фактических показателей работы СРВД позволяет сделать вывод о достоверности применяемой методики

расчета. Превышение опытных значений удельных приведённых тепловых нагрузок ОК и КП $q_{1,3}$ и q_2 над фактическими, свидетельствует о более высоких фактических коэффициентах теплопередачи в зоне КП.

3. Фактический «конечный» недогрев ПВ имеет отрицательное значение и достигает « $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$ » при номинальном режиме, что в отечественной практике встречается впервые. Таким образом, аппараты типа ПВД-1100-37-СЭ по эффективности сопоставимы с лучшими зарубежными аппаратами при сохранении преимуществ коллекторно-спиральной конструкции.

4. Анализ результатов расчетов и опытов позволил получить упрощённые обобщённые зависимости $q_{1,3}$ и q_2 характеризующие качество работы отдельных аппаратов и СРВД в целом, что позволит в ходе дальнейшей эксплуатации при проведении экспресс-испытаний судить о состоянии трубных систем ПВД.

Таким образом, подтверждена эффективность применения теплообменной поверхности из труб малого диаметра, схемы Виолена и оригинальной компоновки спиральных змеевиков в коллекторно-спиральных подогревателях типа ПВД-1100-37-СЭ. При сохранении оптимальных значений металлоемкости и компактности тепловые характеристики этих аппаратов лучше отечественных аналогов, а по отрицательному конечный недогреву сопоставимы с лучшими зарубежными образцами.

Список литературы

1. Теплообменная поверхность подогревателя высокого давления / П.Э. Капуста и др.: пат. 105418, Рос. Федерация. № 2011107787/06; заявл. 28.02.2011; опубл. 10.06.2011. Бюл. № 16. – 2 с.

2. Спиральный змеевик теплообменного аппарата / П.Э. Капуста и др.: пат. 105730, Рос. Федерация. № 2011107789/06; заявл. 28.02.2011; опубл. 20.06.2011. Бюл. № 17. – 2 с.

3. РТМ 108.271.23-84. Расчет и проектирование поверхностных подогревателей высокого и низкого давления

4. Марушкин В.М., Стрелкова К.С., Васильев В.Н., Школьник Г.Т. Расчетные зависимости теплообменных процессов в ПВД и ПНД современных паротурбинных установок // Теплоэнергетика. 1987. № 2. – С. 33–37.

5. СО 34.40.511. Методические указания по испытанию подогревателей высокого давления.

NEW HIGH PRESSURE PREHEATERS FOR TURBINE UNITS 300 MW

P.E. KAPUSTA*, P.K. SENACHIN*, V.M. MARUSHKIN**, K.A. SHITOV

*FSBEI HPE «Polzunov Altai state technical university», Barnaul

**CJSC «SUZMK ENERGO», Sredneuralsk

Annotation. Hereby given the result of engineering development of new preheaters for the regeneration system of high pressure of modernized turbine of the power-generating unit 300 MW. Also, construction of preheaters using new lay out spiral coils of small diameter is described. Beside, the negative value attainment of end under heating of the regeneration system of turbine is stater.

Key letters: high pressure preheater, high pressure regeneration system, turbine unit, power plant.

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ ПГУ-110 МЕТОДОМ СТРУКТУРНЫХ СХЕМ

Н.А. КОРОБИЦИН*, М.С. ЦВЕТКОВИЧ*, Д.М. ЦВЕТКОВИЧ**

* АНО «ПРЦПК «Энергетик», Казань,

** ОАО «Генерирующая компания», Казань

Аннотация. Рассматривается конкретная парогазовая установка ПГУ-110 Казанской ТЭЦ-2, для которой показатели надежности рассчитываются методом структурных схем, отражающих не физические, а логические связи между элементами. Структурные схемы могут быть любой сложности, состоять из суммы последовательных и параллельных звеньев, и степень их детализации определяется характером и содержанием решаемой задачи.

Ключевые слова: Парогазовая установка, надежность, интенсивность отказов, коэффициент готовности, вероятность безотказной работы.

Любая парогазовая установка (ПГУ) представляет собой совокупность тепловых изделий как газовая и паровая турбины, котел–утилизатор объединенные вспомогательными технологическими связями. Нарушение нормального функционирования любого изделия или элемента, а также узла установки приводит к тем или иным последствиям в работе всей ПГУ, и вопрос надежной ее работы становится весьма актуальным. Чтобы анализировать влияния различных факторов на надежность работы ПГУ и разрабатывать меры по ограничению излишних последствий необходимо располагать показателями надежности [1].

В теории надежности для разработки более удобной классификации методов расчета показателей и средств обеспечения и анализа уровня надежности все установки или изделия делятся как простые, так и сложные. *Простой установкой* называется такая, у которой все ее элементы и узлы функционально составляют единую последовательную цепь и отказ любого отдельного элемента или узла вызывает отказ установки в целом. *Сложной установкой* называется такая, у которой для выполнения заданных функций имеются дополнительные параллельные (дублирующие или резервирующие) функционирующие узлы, агрегаты и системы и, в случае отказа одних узлов, агрегатов и систем работоспособность установки в целом сохраняется за счет других. В связи с этим различают понятия физической надежности, которая связана с

надежностью отдельных элементов, как в простых, так и в сложных установках, и схемной надежности, которая применяется только для сложных установок. Следовательно, ПГУ – это сложная установка, состоящая из некоторого количества последовательных тепловых изделий и параллельных элементов, где предусмотрено их дублирование или резервирование. Это относится к большому числу гидравлических, электрических и механических агрегатов и узлов: насосов, задвижек, регуляторов, электромагнитных реле, переключателей и др. Например, насосы, каждый из которых может быть загружен наполовину: при отказе одного из них второй загружается до номинала и ограничения мощности не возникает. Ограничение будет иметь место при одновременном отказе двух насосов или при отказе одного в момент планового ремонта или отказе другого. Кроме того, для всех элементов необходимо знать свои показатели надежности (параметр потока отказов, интенсивность отказов, наработку на отказ, среднее время восстановления, среднее время плановых ремонтов и др.), а также необходимо предоставить отчетливые сведения о последствиях, к которым может привести отказ этого элемента.

В данной работе рассматривается конкретная парогазовая установка ПГУ-110 Казанской ТЭЦ-2 электрической мощностью 110 МВт и тепловой мощностью 71 Гкал/ч. Парогенератором в парогазовом блоке является горизонтальный двухконтурный *котел – утилизатор* (КУ) вырабатывающий пар высокого и низкого давлений ЭМА-026-КУ, ЭМА-027-КУ. Работы по проектированию данного КУ (тип Е-114/16-8,1/0,7-535/218-3,8вв) выполнялись специалистами ОАО «Инжиниринговый центр «ЭМАльянс-БСКБКУ» (Барнаул). Оборудование по проекту изготавливалось на Таганрогском котлотурбинном заводе «Красный котельщик». Выработка пара высокого и низкого давлений и подогрев конденсата в ГПК производится в КУ, а подогрев сетевой воды в водоводяном теплообменнике. Генерация пара и подогрев конденсата в КУ осуществляется за счет использования теплоты горячих выхлопных газов газовой турбины, т.е. газотурбинной установки (ГТУ), которая является базовой частью ПГУ. Казанской ТЭЦ-2, после проведения мониторинга ГТУ, была выбрана газовая турбина PG6111FA. Это одна из модификаций газовых турбин типа PG_6FA номинальной мощностью $77 \pm 10\%$ МВт производства фирмы «General Electric». Тепловая схема данной ПГУ-110 представлена на рис. 1 [2].

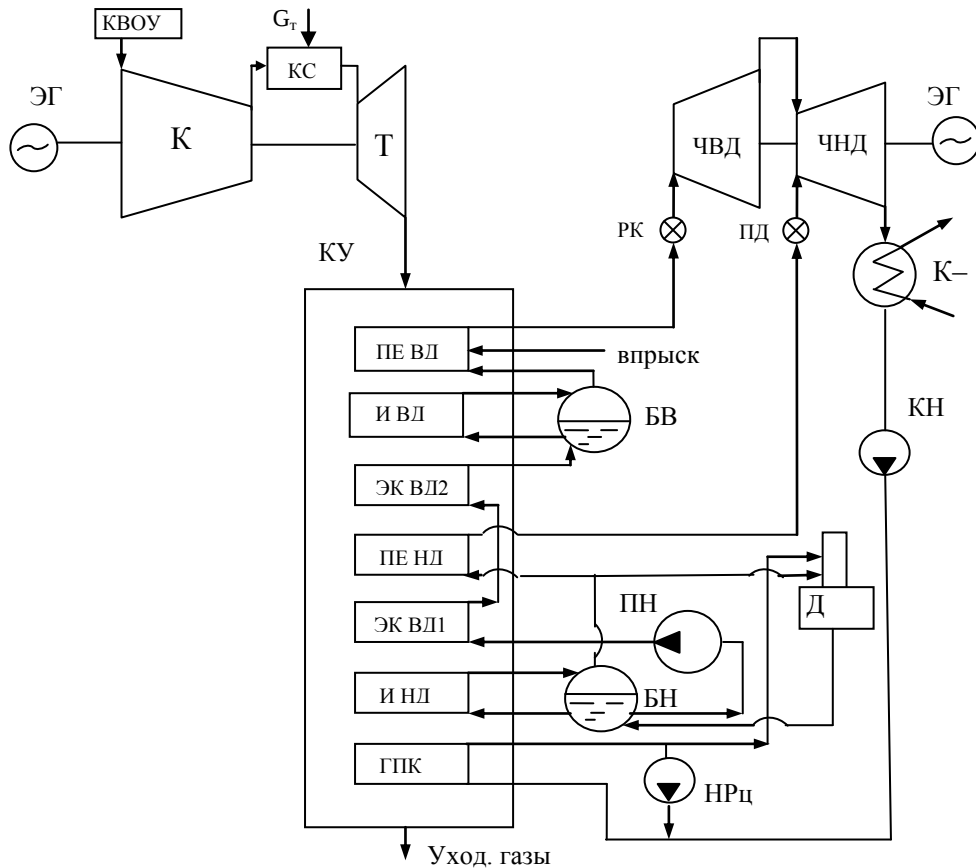


Рисунок 1. Принципиальная тепловая схема ПГУ-110 с двухконтурным КУ:

КВОУ – комплексное воздухоочистительное устройство; ЭГ – электрогенератор; К – компрессор; КС – камера сгорания; G_T – топливо; Т – турбина; ЧВД, ЧНД – части высокого давления и низкого давления паровой турбины; РК, ПД – регулирующий клапан ЧВД и поворотная диафрагма ЧНД; К-р – конденсатор; БВ, БН – барабаны высокого и низкого давления; ПН – питательный насос; КУ – котел утилизатор; ПЕ ВД, ПЕ НД – пароперегреватели высокого и низкого давления; ИВД, ИНД – испарительные поверхности высокого и низкого давления; ЭКВД1 и ЭКВД2 – экономайзер высокого давления; ГПК – газовый подогреватель конденсата; Д – деаэратор питательной воды; НРц – насос рециркуляции; КН – конденсатный насос.

На рис. 2 представлена структурная блок-схема расчета надежности ПГУ-110 для номинальных нагрузок насосов, включающая только основные элементы.

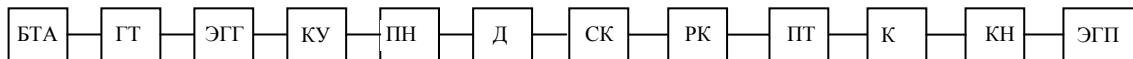


Рисунок 2. Структурная блок – схема расчета надежности ПГУ-110:

БТА – блок топливных агрегатов; ГТ – газовая турбина; ЭГГ – электрогенератор газовой турбины; КУ – котел-утилизатор; ПН – питательный насос с электродвигателем; Д – деаэратор; СК – стопорный клапан; РК – регулирующий клапан; ПТ – паровая турбина; К – конденсатор; КН – конденсатный насос с электродвигателем; ЭГП – электрогенератор паровой турбины.

Как видим, все элементы в схеме соединены последовательно. Отказ любого из элементов приводит к отказу установки в целом.

Дополнительно на рис. 3 представлена блок-схема насосного комплекса. Это может быть как питательный, так и конденсатный комплекс, в котором насосы включены параллельно и каждый насос может друг друга дублировать.

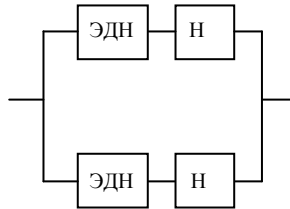


Рисунок 3. Структурная блок-схема насосного комплекса:

ЭДН – электродвигатель насоса; Н – насос.

Если установка состоит из n элементов, вероятность безотказной работы каждого из которых равна соответственно P_i , где $i = 1, \dots, n$; то вероятности безотказной работы установки из этих элементов определяется по формуле:

$$P_{\text{посл.}} = \prod_{i=1}^n P_i;$$

– для последовательного соединения;

$$P_{\text{пар.}} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_i).$$

– для параллельного соединения.

Кроме того, для установки принят экспоненциальный закон распределения времени безотказной работы $P_i = \exp(-\lambda_i t)$. Тогда $P(t) = 1 - \prod_{i=1}^n [1 - \exp(-\lambda_i t)]$, где t – время работы установки; λ_i – интенсивность отказов i -го элемента. Этот закон соответствует процессу, когда рассматривается уже освоенное или приработанное оборудование, для которого интенсивность отказов в пределах периода его нормальной работы можно считать постоянной. Более того, даже за период до предельного состояния интенсивность отказов λ можно считать постоянной, а функция распределения времени безотказной работы в этом случае – экспонента. Соответственно и интенсивность восстановления принимается постоянной величиной, т.к. реальный закон времени восстановления энергетических установок или изделий показывает, что он также близок экспоненциальному.

Исходные данные по наработке на отказ и времени восстановления входящих в структурную – блок схему элементов были взяты в результате

анализа значений содержащихся в работах [3–8], по которым рассчитаны интенсивности отказов λ_i и восстановлений μ_i .

Используя полученные значения λ_i и μ_i , рассчитываем показатели надежности ПГУ–110:

1. Определение предварительных значений:

а) $\Lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i$;

б) $k_i = \lambda_i / \mu_i$.

2. Среднее время безотказной работы:

$$T = \Lambda^{-1}.$$

3. Среднее время восстановления:

$$T_{\text{в}} = \Lambda^{-1} \sum_{i=1}^n k_i.$$

4. Вероятность безотказной работы за время t :

$$P(t) = \exp(-\Lambda t).$$

5. Коэффициент готовности установки:

$$K_{\text{г}} = (1 + \sum_{i=1}^n k_i)^{-1}.$$

6. Коэффициент оперативной готовности установки:

$$K_{\text{ог}} = K_{\text{г}} P(t).$$

В результате расчетов по вышеприведенным формулам получаем следующие значения *показателей надежности* ПГУ–110:

- интенсивность отказа отпуска электроэнергии – $9,29 \times 10^{-4}$ 1/час;
- среднее время безотказной работы – 1076 час;
- среднее время восстановления отпуска энергии – 124 час;
- коэффициент готовности – 0,9;
- коэффициент оперативной готовности $K_{\text{ог}} = 0,9 P(t)$

На рис. 4 представлены *две зависимости* вероятности безотказной работы ПГУ-110 в течение года:

Первая – в насосных комплексах задействовано по одному насосу (блок – схема на рис. 1), и вероятность безотказной работы ПГУ $P(t) \approx \exp(-0,0009t)$;

Вторая – в насосных комплексах задействовано по два насоса (рис. 3), и вероятность безотказной работы ПГУ $P(t) \approx 1,102 \exp(-0,0009t)$.

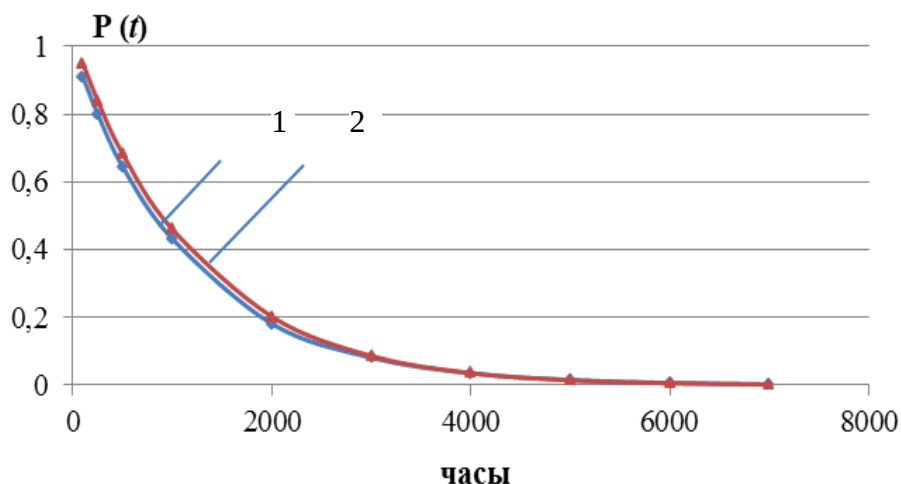


Рисунок 4. Зависимости $P(t)$ от времени работы ПГУ-110:

1 – в насосных комплексах задействован один насос; 2 – задействованы два насоса.

Выводы

В статье произведена основная оценка показателей надежности парогазовой установки ПГУ-110 Казанской ТЭЦ-2 (рис. 1). Расчеты проведены для структурной блок – схемы ПГУ-110 (рис. 2), т.е «простой установки» когда основные элементы установки располагаются последовательно и насосы в питательных и конденсационных насосных комплексах работают в номинальном режиме. Выход из строя любого элемента приведет к останову всей ПГУ-110. Вместе с тем была рассчитана вероятность безотказной работы $P(t)$ для различных времен, т.е. в течение года работы для усложненной ПГУ-110, когда в насосных комплексах задействованы оба насоса (рис. 3). Результаты расчетов показали, что при наличии в ПГУ дублирующих элементов (в нашем случае это насосные комплексы) вероятность безотказной работы ПГУ-110 увеличивается (рис. 4).

В заключение необходимо отметить, что материал для статьи использован из работ [1,2], а полученные в результате расчетов показатели надежности ПГУ-110 Казанской ТЭЦ-2 могут быть использованы специалистами обслуживающими другие ПГУ.

Список литературы

1. Коробицин Н.А., Цветкович М.С. Оценка показателей надежности парогазовой установки ПГУ–110 // Газотурбинные технологии. 2015. № 2. – С. 1–3.

2. Коробицин Н.А., Цветкович Д.М. Тепловая схема парогазового блока ПГУ-110 Казанской ТЭЦ-2 и характеристики основного оборудования // Газотурбинные технологии. 2015. № 1. – С. 12–14.

3. Мингазов Б.Г., Коробицин Н.А. Исследование вероятностных показателей для оценки надежности газотурбинной электростанции в условиях промышленной эксплуатации // Авиационная техника. 2010. № 2. – С. 71–73.

4. Рыбалко В.В. Оценка качества системы технического обслуживания энергетических объектов // Методы. Алгоритмы. Программы. 2003. № 3. – С. 58–61.

5. Ануров Ю.М., Рыбалко В.В. Нормирование и оценка надежности автономных когенерационных ГТЭС // Газотурбинные технологии. 2005. № 6. – С. 26–30.

6. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учеб. пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.

7. Шеметов А.Н. Надежность электроснабжения: Учебное пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение». Магнитогорск: ГОУ ВТО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2006. – 55 с.

8. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1988. – 224 с.

THE RELIABILITY CALCULATIONS OF COMBINED–CYCLE GAS TURBINE CCGT–110 BASED ON THE STRUCTURAL DIAGRAM METHOD

N.K. KOROBITSIN*, M.S. TSVETKOVICH*, D.M. TSVETKOVICH

* ANO “PRTSPK” Energetic”, Kazan,

** public limited company “Generating Company”, Kazan

Annotation. This article examines specific combined-cycle gas turbine CCGT-110 Kazan TPP-2, its reliability is calculated by block diagrams reflecting not physical, but logical connections between elements. Block diagrams of any complexity can consist of the sum of serial and parallel links and the detailing degree is determined by the nature and content of the problem being solved.

Keywords: combined–cycle plant, reliability, failure rate, availability, probability of no failure.

ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГООБЛОКОВ АЭС ПУТЕМ ПРОВЕДЕНИЯ БАЛАНСОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ТУРБОУСТАНОВОК

П.А. КРУГЛИКОВ, Ю.В. СМОЛКИН,
ОАО «НПО ЦКТИ» Санкт-Петербург

Повышение тепловой экономичности, электрической мощности и надежности работы при соблюдении требований по безопасности является основным требованием к эксплуатации АЭС. Сложный технологический процесс требует проведения дополнительных измерений для уточнения значений технологических параметров средствами экспериментального контроля. Использование математических моделей с использованием показаний средств измерений позволяет провести термодинамическую диагностику и выявить более достоверные значения технологических параметров, определить фактические характеристики оборудования и возможности для увеличения электрической мощности блока.

ОАО «НПО ЦКТИ» непрерывно выполняет работы на АЭС с проведением испытаний оборудования турбоустановок. Перечень выполненных в последние годы работ НПО ЦКТИ с проведением испытаний оборудования турбоустановок АЭС включает:

Проведение эксплуатационных испытаний турбоустановок ТГ-1, 3, 4, 5, 6, 7, 8 Курской АЭС 2008, 2009 и 2010 г.; ТГ-1, 2, 5, 6, 7, 8 Ленинградской АЭС 2009, 2010 г.

Проведение эксплуатационных испытаний теплофикационных установок на ТГ-7 Ленинградской АЭС в 2013 г.

Проведение балансовых испытаний турбоустановок ТГ-5,6,7,8 Ленинградской АЭС в 2013 г.; ТГ-3,4 Смоленской АЭС, 2014 г.

Проведение балансовых испытаний на энергоблоке №2 Ростовской АЭС, 2014 г.; № 4 Калининской АЭС, 2014 г.

В результате проведения балансовых испытаний энергоблоков выполняются следующие основные работы: определение фактических показателей работы оборудования турбоустановок и энергоблока в целом; нормирование показателей работы энергоблока с целью эксплуатационного контроля работы оборудования; выявление возможностей улучшения энергетических и экономических показателей работы энергетического оборудования и разработка технических решений (мероприятий) для повышения экономичности и надежности работы;

разработка индивидуальных расчетных моделей оборудования турбоустановок с целью их использования персоналом станции для расчета ТЭП и контроля состояния оборудования блока; анализ метрологических характеристик и существующего объема штатных КИП на предмет достоверности их показаний и достаточности для выполнения расчета ТЭП с выдачей конкретных рекомендаций по их замене или установки дополнительных КИП; анализ штатной системы технической отчетности и определение путей для ее совершенствования в том числе: методики расчета ТЭП, алгоритм первичной обработки исходных данных, методики их анализа и формирования результатов не только для отчетности по форме 3-ТЭК, но и для контроля реальной ситуации на каждом блоке и станции в целом.

Минимальный необходимый объем измерений параметров для контроля режима работы конденсационной установки включает: давление пара в объеме каждой секции конденсатора (правильная организация отбора пара и подключения к нему датчика); давление, температура охлаждающей воды на входе и выходе конденсатора; расход охлаждающей воды; температура конденсата на выходе из конденсатосборника каждой секции конденсатора; расход основного конденсата на напоре КН I ступени; контроль присосов воздуха в вакуумную систему.

Проведенные исследования на АЭС показали следующие результаты и позволили разработать следующие рекомендации и предложения.

Результаты анализа показателей конденсатора и системы контроля режима его работы на 2 блоке Ростовской АЭС

В настоящее время на блоке существует значительная недовыработка электроэнергии. Одной из возможных причин является нерациональная организация последовательности ходов охлаждающей воды. Даны рекомендации по осуществлению контроля режима работы конденсатора на основе оценки среднего коэффициента теплопередачи.

Целесообразно осуществлять эксплуатацию энергоблоков при регулировании расхода охлаждающей воды в зависимости от температуры по критерию максимума электрической мощности турбоустановки нетто (экономический вакуум).

Балансовые испытания 4 блока Калининской АЭС

В соответствии с требованиями нормативных документов для контроля технического состояния энергетического оборудования,

рациональных режимов его работы должны быть разработаны нормативные характеристики турбоустановки и ее отдельных систем.

Нормативные характеристики должны соответствовать современному уровню разработки оборудования и устанавливаться на основании специально выполненных испытаний с использованием экспериментального КИП или имеющегося опыта создания аналогичного оборудования.

Во время испытаний энергоблока показатели его работы соответствующие номинальным не были достигнуты, что обусловлено не только несоответствием условий эксплуатации, но и характеристик отдельного оборудования расчетным. Например, показатели работы СПП даже превышают расчетные, и нормативная температура перегрева пара может быть увеличена.

Основная проблема обеспечения эффективной работы турбоустановки энергоблока №4 заключается в повышении качества работы конденсатора.

Рекомендации и предложения по блоку №2 Ростовской АЭС

Рекомендуется установить на энергоблоке №2 ультразвуковые расходомеры для определения расхода охлаждающей воды и основного конденсата за КН-1 для обеспечения более точного и достоверного контроля качества работы конденсатора.

Для повышения эффективности работы турбоустановки энергоблока №2 необходимо провести оптимизацию расхода охлаждающей воды в зависимости от ее температуры по критерию максимума электрической мощности турбоустановки нетто. Для обоснованного выполнения этой работы необходимо экспериментально получить зависимость электрической мощности турбоустановки от давления пара в конденсаторе по данным штатных приборов, поскольку при $P_k < 0,045 \text{ кгс/см}^2$ эта зависимость носит нелинейный характер.

Признано целесообразным рассмотреть возможность совершенствования существующей системы отвода неконденсирующихся газов из парового объема конденсатора.

Рекомендации и предложения по блоку №4 Калининской АЭС

Необходимы разработка и обоснование технических решений для обеспечения постоянного и надежного контроля уровня присосов в конденсаторе, в том числе путем использования течеискателей.

Требуется разработка и обоснование технических решений для совершенствования системы контроля режима работы основных конденсаторов турбины: подключение импульсных линий существующих датчиков абсолютного давления к разным патрубкам на корпусе конденсатора с выбором соответствующих пределов измерения с учетом области применения конкретного сигнала с каждого датчика; установка датчиков давления и температуры для контроля концентрации воздуха в паровоздушной смеси (ПВС), отсасываемой основными эжекторами из конденсаторов; установка дополнительных точек контроля давления и температуры пара в объеме конденсатора и температуры основного конденсата из конденсатосборника в холодной секции конденсаторной группы.

Для повышения надежности и экономичности работы основных конденсаторов турбины необходимо: определить места присосов и устранить их путем внедрения конструктивных и схемных решений по вакуумной системе турбины; проанализировать режим работы и провести испытания водоструйных эжекторов с целью уточнения и построения их фактических характеристик; разработать технических предложений для повышения эффективности работы водоструйных эжекторов в диапазоне эксплуатационных режимов; проанализировать режим работы и провести испытания концевых вакуумных уплотнений турбины; провести испытания конденсаторов, построить их характеристики с использованием дополнительных средств экспериментального контроля и разработать технические предложения по совершенствованию показателей их работы.

Необходимо выполнить анализ режимов работы и провести испытания с использованием дополнительных средств экспериментального контроля и разработать технические предложения для повышения эффективности работы системы низко–потенциальной части энергоблока №4, с учетом эксплуатационных условий и фактических характеристик конденсаторов, циркуляционных насосов и градирен: проанализировать режим работы системы технического водоснабжения; провести испытания с целью построения фактических характеристик циркуляционных насосов; разработать режимные карты и выдать рекомендаций для обеспечения оптимальных режимов.

Должны быть разработаны технические решения по переводу деаэратора в режим работы на скользящем давлении, при этом уровень давления в деаэраторе на номинальной мощности будет повышен до 8 кгс/см^2 с учетом опыта работы Тяньваньской АЭС.

Необходимо: обоснование технических решений для повышения температуры питательной воды до 225°C путем повышения давления в первом отборе ЦВД.

Требуется сравнительный анализ, разработка рекомендаций и установка ультразвуковых расходомеров (УЗР) для повышения точности измерения расходов штатными средствами или для реализации дополнительных КИП на трубопроводах следующих рабочих сред: питательная вода перед парогенератором (ПГ); конденсат греющего пара СПП за конденсатным гидротурбонасосом (КГТН); основной конденсат за КН-2; конденсат на безнапорном сливе из конденсатосборников конденсаторов ТПН.

Рекомендовано провести обоснование технических решений для совершенствования существующей системы КИП и повышению эффективности работы КГТН: пересчет используемых в настоящий момент характеристик КГТН в других координатах для упрощения их использования ОЯБиН в расчете тепловой мощности реактора; анализ режимов работы и проведение испытаний КГТН с целью построения в рабочем диапазоне эксплуатационных режимов его фактических характеристик; проведение испытаний для обоснования работоспособности КГТН при изменении расхода на захлаживание и подтверждения эффективности данного мероприятия; разработка технических предложений по установке дополнительных КИП для контроля режима работы КГТН с учетом опыта эксплуатации Тяньваньской АЭС; разработка и обоснование технических предложений для организации оптимального режима работы КГТН для условий энергоблока № 4 Калининской АЭС с учетом опыта проектирования новых АЭС.

Испытания показали необходимость:

Анализа режимов работы теплофикационной установки, проведения эксплуатационных испытаний с использованием дополнительных средств экспериментального контроля и разработки технических предложений для обеспечения ее эффективной и надежной работы;

Анализа существующей методики расчета ТЭП на Калининской АЭС и разработки предложений по алгоритму первичной обработки исходных данных, методики их анализа и формирования результатов не только для отчетности по форме 3-ТЭК, но и для контроля реальной ситуации на каждом блоке и станции в целом;

Анализа работы регуляторов отдельных технологических систем энергоблока на предмет обеспечения работоспособности и качества регулирования с выдачей конкретных рекомендаций;

Проведения обследования метрологических характеристик и существующего объема штатных КИП на предмет достоверности их показаний и достаточности для выполнения расчета ТЭП с выдачей конкретных рекомендаций по их замене или установке дополнительных КИП;

Разработки программы расчета тепловой схемы энергоблока на базе индивидуальной расчетной модели турбоустановки с целью ее использования персоналом станции для расчета ТЭП и контроля состояния оборудования блока.

Заключение

Реализация мероприятий, полученных в результате балансовых испытаний турбоустановок, позволяет увеличить мощность энергоблока не только путем увеличения тепловой мощности реактора, но и увеличить выработку электроэнергии за счет повышения тепловой экономичности. Это особенно актуально при реализации программы повышения тепловой мощности реактора.

Признано целесообразным подготовить программу поэтапного внедрения мероприятий по повышению выработки на блоках АЭС с обоснованием конкретных мероприятий. В частности, на 3 и 4 блоках Калининской АЭС будут проведены испытания конденсаторов, системы концевых уплотнений турбины и системы отсоса ПВС (эжекторных установок) с целью выявления и устранения причин недовыработки мощности.

Рекомендовано подготовить программу реализации мероприятий по повышению выработки и совершенствованию системы КИП для вновь сооружаемых блоков АЭС.

POSSIBILITIES OF INCREASING THE THERMAL EFFICIENCY AND RELIABILITY OF THE NPP BY CONDUCTING HEAT LOSS TESTS OF TURBINES

P.A. KRUGLIKOV, Y.V. SMOLKIN
JSC "NPO CKTI" Saint-Petersburg

Abstract. It is analyzed the results of performance and heat loss tests of a number of NPP power units. It is examined the causes of underproduction of electric power due to unsatisfactory performance of condensing systems. It is given recommendations for improving the work quality of capacitors and equipping power units with additional instrumentation. Implementation of the proposed measures will increase the capacity and thermal efficiency of power units.

Keywords: technological process; heat loss tests; instrumentation; technical reports; condensing unit; regulatory characteristics; air suction; maps of modes.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ ПУТЕМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ДЕАЭРАЦИИ ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ ТЕПЛОСЕТИ

Е.В. КУДРЯВЦЕВА, В.И. ШАРАПОВ

**ФГБОУ ВПО «Ульяновский государственный технический университет»,
г. Ульяновск**

Аннотация. Разработана технология низкотемпературной деаэрации подпиточной воды систем теплоснабжения, позволяющая существенно повысить энергетическую эффективность тепловых электростанций. В качестве десорбирующего агента в деаэраторе предложено использовать не пар или перегретую воду, а газ, подаваемый в горелки котла. Природный газ после редуцирующих установок имеет весьма низкую, часто – отрицательную температуру. В то же время он практически не содержит коррозионно–агрессивных газов: кислорода и диоксида углерода, благодаря чему может успешно использоваться в качестве десорбирующего агента при деаэрации воды. Благодаря этим факторам деаэрацию производят при относительно низких температурах (10–30°С). Смешение холодной деаэрированной подпиточной воды с обратной сетевой водой приводит к существенному понижению температуры обратной сетевой воды перед нижним сетевым подогревателем, возрастанию выработки электроэнергии на тепловом потреблении и, как следствие, к повышению экономичности работы тепловой электрической станции. Рассчитана величина теоретически необходимого расхода газа для деаэрации. Выполнена оценка энергетической эффективности разработанной технологии для типового энергоблока ТЭЦ.

Ключевые слова: тепловые электростанции, энергетическая эффективность, деаэрация, подпиточная вода систем теплоснабжения.

Существенное влияние на экономичность тепловых электростанций оказывают технологии деаэрации. Для повышения энергетически эффективной выработки электроэнергии на тепловом потреблении за счет отборов пара на подогрев потоков деаэрируемой и деаэрированной воды деаэрацию воды следует проводить при минимально возможной температуре этих теплоносителей [1, 2].

Особенно актуально это положение для открытых систем теплоснабжения с большими расходами подпиточной воды: чем ниже

температура деаэрированной подпиточной воды, тем ниже температура обратной сетевой воды, с которой подпиточная вода смешивается, и тем ниже потенциал отопительных отборов пара теплофикационных турбин, которым подогревается сетевая вода. Величина же потенциала отборов пара непосредственно влияет на выработку электроэнергии на тепловом потреблении [1, 2].

В рамках этой тематики нами была предложена и запатентована технология, позволяющая существенно понизить температуру деаэрированной подпиточной воды, а, следовательно, – и температуру обратной сетевой воды. Это достигается путем исключения затрат пара на деаэрацию и использования в качестве десорбирующего агента природного газа [3].

На рис. 1 представлена принципиальная схема тепловой электрической станции, работающей по предложенной технологии.

Главная особенность изображенной схемы в том, что в качестве десорбирующего агента в деаэраторе используют не пар или перегретую воду, а газ, подаваемый в горелки котла. Природный газ после редуцирующих установок имеет весьма низкую, часто – отрицательную температуру. В то же время он практически не содержит коррозионно–агрессивных газов: кислорода и диоксида углерода, благодаря чему может успешно использоваться в качестве десорбирующего агента при деаэрации и декарбонизации воды. Благодаря этим факторам деаэрацию и декарбонизацию производят при относительно низких температурах (10–30°C).

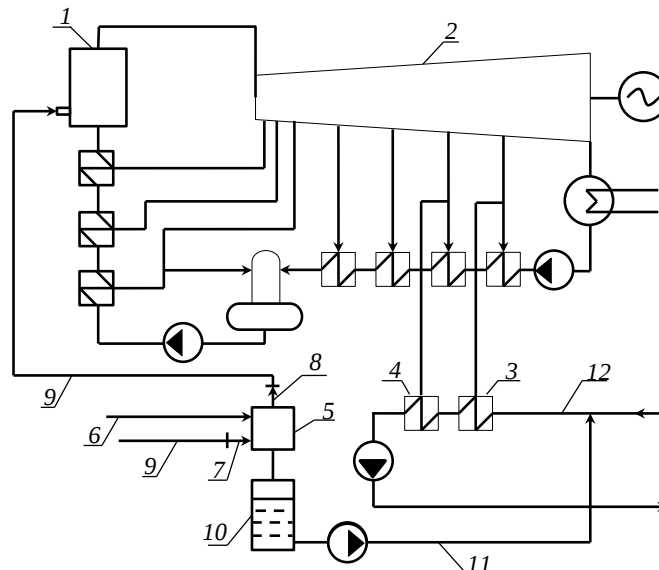


Рисунок 1. Схема дегазации подпиточной воды теплосети природным газом:

- 1 – паровой котел; 2 – теплофикационная турбина; 3, 4 – нижний и верхний сетевые подогреватели; 5 – деаэратор; 6 – трубопровод исходной воды; 7, 8 – патрубки подвода и отвода десорбирующего агента; 9 – газопровод; 10 – бак-аккумулятор; 11 – трубопровод подпиточной воды теплосети; 12 – обратный сетевой трубопровод

Смешение холодной деаэрированной подпиточной воды с обратной сетевой водой приводит к существенному понижению температуры обратной сетевой воды перед нижним сетевым подогревателем, возрастанию выработки электроэнергии на тепловом потреблении и, как следствие, к повышению экономичности работы тепловой электрической станции [4].

Расчет энергетической эффективности предложенной технологии работы тепловой электрической станции произведем по методике ВИШ, разработанной в Научно–исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» УлГТУ (НИЛ ТЭСУ) [2, 5]. Экономичность новой технологии оценим по величине годовой экономии условного топлива при переходе от традиционной схемы деаэрации подпиточной воды теплосети к схеме дегазации подпиточной воды теплосети природным газом.

В качестве традиционной рассмотрим схему деаэрации подпиточной воды теплосети с использованием в качестве греющего агента части деаэрированной подпиточной воды, нагретой паром производственного отбора турбины (рисунок 2).

Рассмотрим алгоритм расчета эффективности работы тепловой электрической станции в обычном режиме.

Составляем уравнение теплового баланса для вакуумного деаэратора в обычном режиме:

$$G_{и.в.} \cdot t_{и.в.} + G_{г.а.} \cdot t_{г.а.} = (G_{и.в.} + G_{г.а.}) t_{подп}, \quad (1)$$

где $G_{и.в.}$ – расход исходной воды, т/ч; $G_{г.а.}$ – расход греющего агента, м³/ч; $t_{и.в.}$ – температура исходной воды, °С; $t_{г.а.}$ – температура греющего агента, °С; $t_{подп}$ – температура подпиточной воды теплосети, °С.

Из уравнения (1) находим расход греющего агента:

$$G_{г.а.} = \frac{G_{и.в.} (t_{подп} - t_{и.в.})}{t_{г.а.} - t_{подп.}}. \quad (2)$$

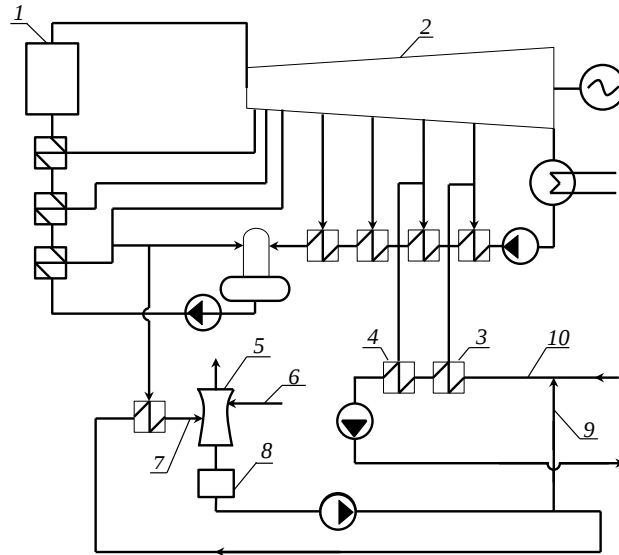


Рисунок 2. Традиционная схема деаэрации подпиточной воды теплосети:

1 – паровой котел; 2 – теплофикационная турбина; 3, 4 – нижний и верхний сетевые подогреватели; 5 – деаэратор; 6 – трубопровод исходной воды; 7 – трубопровод греющего агента; 8 – бак-аккумулятор; 9 – трубопровод подпиточной воды теплосети; 10 – обратный сетевой трубопровод

Расход пара, отпускаемый из производственного отбора на подогрев греющего агента, определяется из уравнения теплового баланса

$$D_{\text{г.а.}} = \frac{G_{\text{г.а.}}(t_{\text{г.а.}} - t_{\text{подп}}) \cdot c}{i_{\text{п.ср}} - i'_{\text{п.ср}}}, \quad (3)$$

где $i_{\text{п.ср}}$ – средняя энтальпия пара производственного отбора, кДж/кг; c – удельная теплоемкость воды, кДж/(кг·°C).

Мощность $N_{\text{тф}}^{\text{г.а.}}$, кВт, развиваемая турбиной на тепловом потреблении за счет теплофикационных отборов пара на подогрев потоков исходной воды, определяется по формуле:

$$N_{\text{тф}}^{\text{г.а.}} = D_{\text{г.а.}}(i_0 - i_{\text{п.ср}})\eta_{\text{э}}\eta_{\text{м}}, \quad (4)$$

где i_0 – энтальпия острого пара, кДж/кг; $\eta_{\text{э}}\eta_{\text{м}}$ – электрический и механический КПД турбогенератора.

Мощность, вырабатываемая паром отборов, расходуемым на регенеративный подогрев конденсата пара, используемого для подогрева потоков исходной воды, определяется по формуле:

$$N_{\text{рег}}^{\text{г.а.}} = D_{\text{рег}}^{\text{г.а.}} (i_0 - i_{\text{рег}}^{\text{г.а.}}) \eta_{\text{э}} \eta_{\text{м}}. \quad (5)$$

Расход пара условного эквивалентного отбора для подогрева дополнительного потока конденсата:

$$D_{\text{рег}}^{\text{г.а.}} = \frac{D_{\text{г.а.}} (i_{\text{п.в.}} - i'_{\text{п.ср}})}{i_{\text{рег}}^{\text{г.а.}} - i_{\text{п.в.}}}. \quad (6)$$

Энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора:

$$i_{\text{рег}}^{\text{г.а.}} = 0,5 (i_0 + i_{\text{п.ср}}). \quad (7)$$

Мощность, потребляемую насосом, обеспечивающим циркуляцию греющего агента через вакуумный деаэратор, можно представить как:

$$N_{\text{сн}} = \frac{G_{\text{г.а.}} \cdot \Delta p}{\eta_{\text{н}}}, \quad (8)$$

где Δp – давление, создаваемое насосом, кПа; $\eta_{\text{н}}$ – КПД насоса.

Аналогичным образом определяем $N_{\text{тф}}$ и $N_{\text{рег}}$ для нижнего и верхнего сетевых подогревателей при работе в обычном режиме. Распределение подогрева сетевой воды между нижним и верхним сетевым подогревателем принято равномерным.

Рассмотрим алгоритм расчета эффективности работы тепловой электрической станции в новом режиме. При расчете нужно учитывать снижение температуры обратной сетевой воды перед нижним сетевым подогревателем после смешения с холодной деаэрированной водой.

Расход пара, отпускаемого из нижнего отопительного отбора, определим из уравнения теплового баланса

$$D_{\text{нсп}} = \frac{G_{\text{с.в.}} (\tau_1 - \tau_2) c}{i_{\text{нсп}} - i_{\text{кнсп}}}, \quad (9)$$

где $i_{\text{нсп}}$ – энтальпия пара нижнего отбора, кДж/кг; $i_{\text{кнсп}}$ – энтальпия конденсата нижнего сетевого подогревателя, кДж/кг.

Мощность $N_{\text{тф}}^{\text{нсп}}$, кВт, развиваемая турбиной на тепловом потреблении за счет нижнего теплофикационного отбора пара на подогрев потоков сетевой воды, определяется по формуле:

$$N_{\text{тф}}^{\text{нсп}} = D_{\text{нсп}} (i_o - i_{\text{нсп}}) \eta_{\text{э}} \eta_{\text{м}}, \quad (10)$$

Мощность, вырабатываемая паром отборов, расходуемым на регенеративный подогрев конденсата пара, используемого для подогрева потоков сетевой воды, определяется по формуле:

$$N_{\text{рег}}^{\text{нсп}} = D_{\text{рег}}^{\text{нсп}} (i_o - i_{\text{рег}}^{\text{нсп}}) \eta_{\text{э}} \eta_{\text{м}}. \quad (11)$$

Расход пара условного эквивалентного регенеративного отбора для подогрева дополнительного потока конденсата:

$$D_{\text{рег}}^{\text{нсп}} = \frac{D_{\text{нсп}} (i_{\text{п.в.}} - i_{\text{кнсп}})}{i_{\text{рег}}^{\text{нсп}} - i_{\text{п.в.}}}. \quad (12)$$

Энтальпия условного эквивалентного регенеративного отбора:

$$i_{\text{рег}}^{\text{нсп}} = 0,5(i_o + i_{\text{нсп}}). \quad (13)$$

Расход пара, отпускаемого из верхнего отопительного отбора, определим из уравнения теплового баланса

$$D_{\text{всп}} = \frac{G_{\text{с.в.}} (\tau_1 - \tau_2) c}{i_{\text{всп}} - i_{\text{квсп}}}, \quad (14)$$

где $i_{\text{всп}}$ – энтальпия пара верхнего отбора, кДж/кг; $i_{\text{квсп}}$ – энтальпия конденсата верхнего сетевого подогревателя, кДж/кг.

Мощность $N_{\text{тф}}^{\text{всп}}$, кВт, развиваемую турбиной на тепловом потреблении за счет верхнего теплофикационного отбора пара на подогрев потоков сетевой воды, определим по формуле:

$$N_{\text{тф}}^{\text{всп}} = D_{\text{всп}} (i_o - i_{\text{всп}}) \eta_{\text{э}} \eta_{\text{м}}, \quad (15)$$

Мощность, вырабатываемая паром регенеративных отборов, расходуемым на регенеративный подогрев конденсата пара, используемого для подогрева потоков сетевой воды, определяется по формуле:

$$N_{\text{рег}}^{\text{всп}} = D_{\text{рег}}^{\text{всп}} (i_o - i_{\text{рег}}^{\text{всп}}) \eta_{\text{э}} \eta_{\text{м}}. \quad (16)$$

Расход пара условного эквивалентного регенеративного отбора для подогрева дополнительного потока конденсата:

$$D_{\text{рег}}^{\text{всп}} = \frac{D_{\text{всп}} (i_{\text{п.в.}} - i_{\text{квсп}})}{i_{\text{рег}}^{\text{всп}} - i_{\text{п.в.}}}. \quad (17)$$

Энтальпия условного эквивалентного отбора:

$$i_{\text{рег}}^{\text{всп}} = 0,5(i_o + i_{\text{всп}}). \quad (18)$$

Аналогично определяются $N_{\text{тф}}$ и $N_{\text{рег}}$ для нижнего и верхнего сетевых подогревателей при работе в новом режиме.

Следует учесть увеличение расхода топлива на дополнительную выработку пара в котле при увеличении расхода пара на НСП и ВСП и снижении энтальпии этого пара в новом режиме:

$$\Delta B_{\text{доп}} = \frac{\Delta D (i_o - i_{\text{п.в.}})}{Q_{\text{у.т.}} \cdot \eta_{\text{к}}}, \quad (19)$$

где ΔD – увеличение расхода пара при изменении температуры сетевой воды; $Q_{\text{у.т.}}$ – теплота сгорания условного топлива, кДж/кг; $\eta_{\text{к}}$ – КПД котла.

Годовая экономия условного топлива на ТЭЦ при использовании новой технологии составит:

$$\Delta B = ((\Delta N_{\text{тф}} + \Delta N_{\text{рег}}) (b_{\text{э}}^{\text{к}} - b_{\text{э}}^{\text{т}}) \cdot 10^{-3} - \Delta B_{\text{доп}}) \cdot n_{\text{час}}, \quad (20)$$

где $b_{\text{э}}^{\text{к}}$ – удельный расход условного топлива на конденсационную выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч); $b_{\text{э}}^{\text{т}}$ – удельный расход условного топлива на теплофикационную выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч); $n_{\text{час}}$ – число часов использования турбины.

Экономичность предложенной технологии деаэрации подпиточной воды теплосети на ТЭЦ в денежном выражении можно определить как

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta B \cdot \mathcal{C}_T, \quad (21)$$

где $\mathcal{C}_T$ – цена условного топлива.

По представленному алгоритму был произведен расчет для котла паропроизводительностью 500 т/ч и теплофикационной турбины Т-100-130. Расход сетевой воды через сетевые подогреватели турбины принят $G_{с.в.} = 3600$ т/ч; расход подпиточной воды $G_{подп} = 800$ т/ч. Удельный расход газа на деаэрацию принят 3–5 м³ на 1 тонну деаэрированной воды. Температура подпиточной воды в традиционном режиме принята $t_{подп} = 60^\circ\text{C}$, при деаэрации газом $t'_{подп} = 30^\circ\text{C}$. Расчетная температура сетевой воды, подаваемой потребителю после подогрева в сетевых подогревателях, $\tau_1 = 90^\circ\text{C}$. Температура обратной сетевой воды в обычном режиме $\tau_2 = 60^\circ\text{C}$, в новом после смешения с холодной деаэрированной подпиточной водой $\tau'_2 = 53,3^\circ\text{C}$.

При стоимости условного топлива в Ульяновске 3700 руб/т годовая экономия при использовании деаэрации природным газом для принятых в расчете условий составляет в денежном выражении 16 973 611 руб.

Выводы

1. Технологии подготовки подпиточной воды теплосети на тепловых электростанциях имеют существенные резервы повышения энергетической эффективности, прежде всего, – за счет снижения температуры теплоносителей, участвующих в деаэрации.

2. Предложена технология низкотемпературной деаэрации подпиточной воды теплосети с применением в качестве десорбирующего агента природного газа, поступающего в топку котлов.

3. Выполнен расчет энергетической эффективности новой технологии, показавший, что только на одной установке с турбиной Т-100–130 и котлом паропроизводительностью 500 т/ч достигается годовая экономия условного топлива 4587,46 т.

Список литературы

1. Шарапов В.И. Подготовка подпиточной воды систем теплоснабжения с применением вакуумных деаэраторов. М.: Энергоатомиздат. 1996. 176 с.

2. Шарапов В.И. Справочно-информационные материалы по применению вакуумных деаэраторов для обработки подпиточной воды систем централизованного теплоснабжения. М.: СПО ОРГРЭС. 1997. 20 с.

3. Патент № 2537656 (Россия). МПК F 01 K 17/00. Способ работы тепловой электрической станции/ В.И. Шарапов, О.В. Пазушкина, Е.В. Кудрявцева// Открытия. Изобретения. Заявл. 19.07.2013, № 2013134087.

4. Шарапов В.И., Пазушкина О.В., Кудрявцева Е.В. Массообменная и энергетическая эффективность низкотемпературной дегазации воды на тепловых электростанциях // Труды Академэнерго. 2014. № 3. С. 48–56.

5. Шарапов В.И., Пазушкин П.Б., Цюра Д.В., Макарова Е.В. Методика расчета энергетической эффективности технологий подготовки воды на тепловых электростанциях// Проблемы энергетики. Известия вузов. 2002. № 7–8. С. 22–35.

IMPROVE ENERGY EFFICIENCY THERMAL POWER PLANTS BY PERFECTION THE TECHNOLOGY DEAERATION MAKE-UP WATER OF HEATING SUPPLY SYSTEMS

E.V. KUDRYAVTSEVA, V.I. SHARAPOV

FSBEI HPE «Ulyanovsk state technical university», Ulyanovsk

Annotation. The article describes the technology low-temperature deaeration make-up water of heating supply systems. This technology can considerably increase the energy efficiency of thermal power station. The desorbing agent is a gas to be supplied to burners of the boiler and not steam or superheated water. Natural gas has very low or negative temperature after the reducing devices. It contains virtually no corrosive gases (oxygen and carbon dioxide), can therefore be successfully used as a desorbing agent in deaeration water. These factors make it possible to do deaeration at relatively low temperatures (10–30°C). Mixing cold deaerated make-up water with reverse heating-system water leads to a significant lowering of the temperature reverse heating-system water before heater lower network and increase the production of electric energy to the heat consumption. This technology can increase the economic operation of thermal power station. The article presents the calculation of the flow rate of gas theoretically required for deaeration and reveals the evaluation of the energy efficiency of the technology for a typical energy unit of thermal power station.

Key letters: thermal power plants, energy efficiency, deaeration, make-up water of heating supply systems.

ЭКОНОМИЯ ТОПЛИВА НА ТЭС ЗА СЧЕТ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕЕ РАБОТЫ

П.А. ЩИННИКОВ*, А.И. МИХАЙЛЕНКО*, А.В. САФРОНОВ*

*ФГБОУ ВПО «Новосибирский государственный технический
университет», г. Новосибирск

Аннотация. В статье предлагаются основные положения метода согласования энергобалансов применительно к энергоблокам ТЭС, который позволяет обеспечить повышение точности информационного обеспечения ее работы. Представлены результаты работы метода, обеспечивающие экономию топлива. Показано, что экономия топлива может быть обеспечена разными автоматическими системами регулирования.

Ключевые слова: экономия, ТЭС, топливо, согласование, метод, точность, информация, энергоблок, баланс, расход.

Определение технико-экономических показателей ТЭС ведется расчетным путем на основе работы информационно-измерительной системы (ИИС), которая отвечает за сбор и обработку сигналов, поступающих от измерительной аппаратуры. При расчетах ТЭП функционирующих ТЭС несходимость энергобалансов может составить 10...20% из-за погрешности (в основном методической) измерения расходно-термодинамических и технических параметров. Повышение точности информационного обеспечения может быть достигнуто путем применения специального метода получившего название «согласование энергобалансов» [1]. Применение такого метода является актуальным для ТЭС.

Суть предлагаемого подхода заключается в следующем. Несходимость балансовых уравнений (из-за неточности измерений и вычисления):

$$H_k(v_1, \dots, v_n, x_1, \dots, x_u) = -\omega_k, \quad (1)$$

где v_n – неизмеряемые (рассчитанные) величины; x_u – измеренные величины; ω_k – несходимость k -го балансового уравнения.

Введение в балансовое уравнение поправок к каждому члену позволяет получить согласованное балансовое уравнение:

$$H_k(v_1 + \delta_1, \dots, v_n + \delta_n, x_1 + \varepsilon_1, \dots, x_u + \varepsilon_u) = 0, \quad (2)$$

где δ и ε – соответствующие поправки к вычисленной и измеренной величинам.

Нахождение поправок основано на линеаризации уравнений (2) путем разложения в ряд Тейлора и использования дополнительных условий, вытекающих из представлений о наиболее вероятном распределении погрешностей как минимуме взаимной суммы квадратов поправок:

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial H_k}{\partial v_i} \right) \delta_i + \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial H_k}{\partial x_i} \right) \varepsilon_i = \omega_k, (k=1, \dots, r), \quad (3)$$

$$\left(\frac{\partial H}{\partial v} \right) \lambda = 0, (i=1, \dots, n), \quad (4)$$

$$\frac{\varepsilon_j}{m_j^2} = \sum_{k=1}^r \left(\frac{\partial H_k}{\partial x_i} \right) \lambda_k, (j=1, \dots, u), \quad (5)$$

где λ_k – неопределенные множители Лагранжа, выполняющие роль коэффициентов пропорциональности; m_j – абсолютное значение среднеквадратической погрешности (с учетом методической составляющей) измеренной величины; n, u – число не измеряемых и измеряемых параметров; r – размерность количества балансовых уравнений (например, в зависимости от типа исследуемого блока).

Следует отметить, что из всего массива параметров, характеризующих работу энергоблока выделяют лишь наиболее важные параметры с точки зрения термодинамической эффективности энергоблока, которые и подвергаются согласованию.

Для какого-либо такого режима ТЭС при отпуске потребителю электрической и тепловой мощности задаются: электрической мощностью и температурой окружающего воздуха [1,2]. Затем рассчитываются температурный и тепловой графики нагрузки при качественном регулировании отпуска тепла и заданном коэффициенте теплофикации. Определяются температуры прямой и обратной сетевой воды и давление пара в Т-отборе. Для известных (на данном шаге расчета) начальных и конечных параметров пара, параметров промперегрева, питательной воды, Т-отборов рассчитывается тепловая схема энергоблока. В качестве независимых параметров $x_i \in X$ рассматриваются измеряемые параметры (начальные и конечные параметры пара, параметры промперегрева, питательной воды, коэффициент теплофикации, параметры топлива). К

функционально зависимым параметрам ($y_i \in Y$) относятся расходы рабочих сред, передаваемые тепловые и энергетические потоки. В такой постановке множества независимых X и зависимых Y параметров определяет многомерное вещественное пространство R^n размерность которого n обусловлена количеством согласуемых переменных. Условия протекания процессов, системные и физико–технические ограничения представлены в виде неравенств – равенств:

$$F(X, Y) \diamond 0, \quad (6)$$

$$X^* \leq X \leq X^{**}, \quad (7)$$

где X^* , X^{**} – наименьшие и наибольшие значения (определяемые погрешностями измерения параметров с учетом методических погрешностей); F – нелинейные функции несходимости балансов. Для настоящей задачи авторы используют эксергетический подход (не противопоставляя его другим методам исследования), так как эксергетическая функция, в данном случае, позволяет избежать процедуры разнесения топливных издержек на разные виды отпускаемой продукции (что характерно для теплофикационных энергоблоков), снижает число балансовых уравнений и заметно упрощает моделирование.

Тогда несходимости балансов F (энергетического, расходного и эксергетического) будут иметь вид:

$$\sum_{k \in V(i)} (\eta \cdot M^X \cdot h)_{ki} - \sum_{j \in W(i)} (\eta \cdot M^Y \cdot h)_{ij} \diamond 0, \quad (8)$$

$$\sum_{k \in V(i)} M_{ki}^X - \sum_{j \in W(i)} M_{ij}^Y \diamond 0, \quad (9)$$

$$\sum_{k \in V(i)} E_{ki}^X - \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^Y \cdot \eta_i^{-1} \diamond 0, \quad (10)$$

Здесь M, h – расход и энтальпия энергоносителя; η – коэффициент, учитывающий соответствующие потери энергии (или эксергии).

Уравнение (8) отражает функцию энергетического баланса и необходимо для настройки модели на реальный энергоблок.

В целом разработанная расчетная схема представляет собой совокупность математических моделей элементов (групп элементов) реально функционирующего энергоблока со связями [3–6]. Все модели

функционирующих частей согласованы между собой по входным параметрам и параметрам связей.

Оптимизатор представлен как:

$$\left\{ \min_{x \in R^n} [\eta_e(x)]^{-1} \mid [\bar{\varphi}_u(\omega) = 0, u \in U] \right\}, \quad (11)$$

или:

$$\left\{ \max_{x \in R^n} \eta_e(x) \mid [\bar{\varphi}_u(\omega) = 0, u \in U] \right\}, \quad (12)$$

где η_e – эксергетический КПД энергоблока, $\bar{\varphi}_u(\omega)$ – вероятностный логико-числовой оператор функциональных отношений; U – множество логико-числовых операторов; $\omega = (x, G, R^n, L, H)$ – информационная структура; L – множество логических управляющих параметров; G – множество внешних связей и исходных данных; H – несходимость балансов энергоблока; x – измеряемые параметры.

Минимум функции (11) находится методом случайного направленного поиска с учетом ограничений (6,7). Модель реализована в программном комплексе «CSPS» [7].

Результатом оптимизации является нахождение согласованных параметров. При этом входными параметрами являются фактические показатели действующих ТЭС.

Согласование энергобалансов позволяет существенно уточнить расходно-термодинамические и технические параметры функционирующего энергоблока. С учетом разделения показателей несходимости на группы:

$$\sigma = \sigma_T + \sigma_K, \quad (13)$$

где σ_T – несходимость балансовых уравнений, характеризующихся работой турбины, а σ_K – несходимость, обусловленная работой котлоагрегата.

Можно видеть, что для разных энергоблоков одной из сибирских ТЭЦ σ_T и σ_K ведут себя по разному, (рисунок 1). Несходимость по котлу в обоих случаях заметно выше (в 5–10 раз) несходимости по турбине и составляет 4,5–5,5 %. Здесь показаны несходимости в зависимости от величины отклонений каждого из важных с термодинамической точки зрения параметров. Отклонение параметров на 5 % обусловлено нормативными документами, регулирующими работу энергоблока.

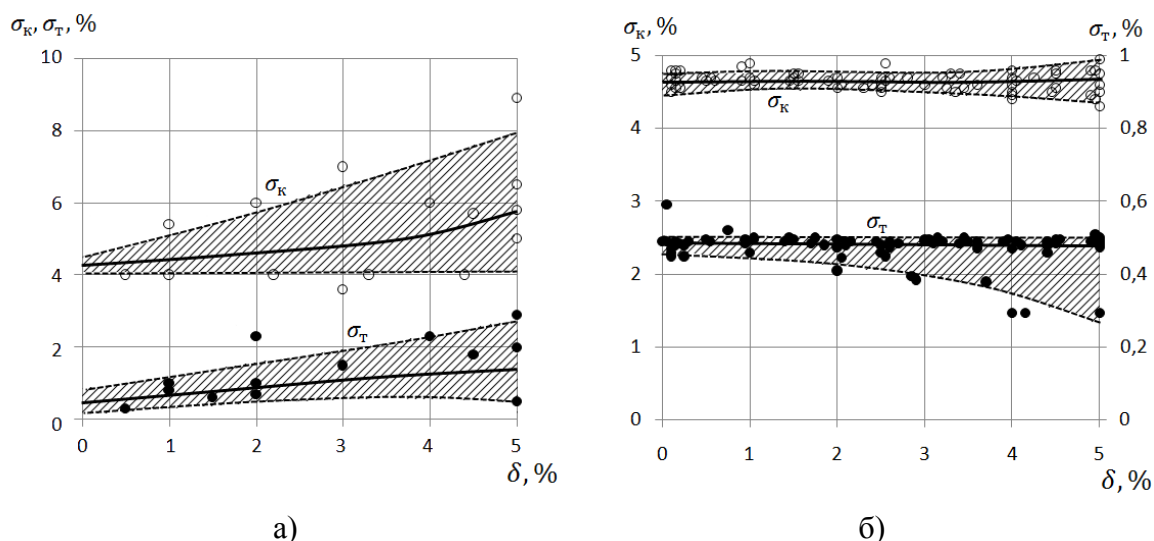


Рисунок 1. Расчетный показатели несходимости для энергоблоков Новосибирской ТЭЦ-5 ст. № 1 (а) и ст. № 6 (б): σ_K – несходимость, обусловленная работой котлоагрегата; σ_T – несходимость, обусловленная работой турбины.

Однако наиболее интересны следующие результаты: снижение σ_T на блоке ст. № 6 (≈ 2 раза) по сравнению с блоком ст. № 1; снижение дисперсии по σ_T от 150 % до 40 % (в ≈ 4 раза), а по σ_K от 30 % до 10 % (в ≈ 3 раза) у блока ст. № 6; отсутствие роста несходимости при увеличении отклонения параметров у блока ст. № 6. По всей видимости, такие показатели у блока ст. № 6 связаны с более современной системой АСУ ТП (микропроцессорная система MS-Торнадо), в рамках которой каждая АСР наилучшим образом, по сравнению с блоком ст. № 1 (аналоговая система АКЭСР), удерживает параметр в заданном уставками диапазоне.

Выражая целевую функцию (11, 12) через расход топлива:

$$\eta_e = \frac{N + E_N}{Q_H^P \cdot B}, \quad (14)$$

путем несложных преобразований получим экономию/перерасход топлива:

$$\Delta B = B' - B'' = \frac{(N + E_N)(\eta_e'' - \eta_e')}{Q_H^P \cdot \eta_e' \cdot \eta_e''}, \quad (15)$$

где B' , B'' – расход топлива до и после согласования; η_e' , η_e'' – КПД блока до и после согласования, N, E_T – отпускаемая электроэнергия и теплота в виде теплоэксергии (характеризует работоспособную теплоту).

На рисунке 2 показана экономия топлива по каждому из исследуемых энергоблоков за год. Резкие пики и провалы связаны с выводом оборудования в регламентные ремонтные работы.

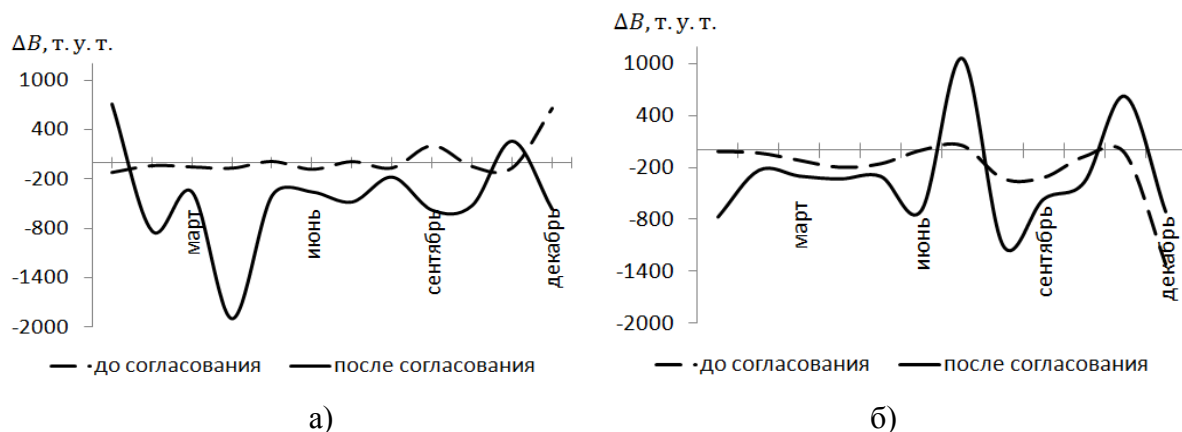


Рисунок 2. Экономия топлива до и после согласования балансов:
знак «—» означает экономию, а «+» — перерасход: а) ст. № 1; б) ст. № 6.

Несмотря на то, что график нагрузок для этих энергоблоков разный, можно видеть, (рисунок 2), что реальная согласованная экономия топлива заметно отличается от фактической и существенно выше последней в обоих случаях. То есть станция работает более эффективно в годовом разрезе, чем принято считать службами ПТО. Эффект после согласования балансов по блоку ст. № 1 составляет 5,1 тыс. т.у.т. в год, а по блоку ст. № 6 – 3,6 тыс. т.у.т. в год. При этом фактически на ТЭЦ зарегистрирована экономия на блоке № 6, в 2,5 тыс. т.у.т., а на блоке ст. № 1 перерасход в 0,3 тыс. т.у.т.

Выводы

1. Показано, что согласование энергобалансов позволяет существенно уточнить расходно-термодинамические и технические параметры.
2. Показано, что для энергоблоков оснащенных современными системами АСУ ТП несходимость по группе показателей «котел» снижается в ≈ 3 раза, а по группе показателей «турбина» в ≈ 4 раза по сравнению с обычными энергоблоками.
3. Показано, что повышение точности информационного обеспечения энергоблоков ТЭС за счет применения метода согласования энергобалансов позволяет обеспечить годовую экономию топлива до ≈ 5 тыс. т.у.т. для энергоблока на базе турбины Т-180.

Список литературы

1. Согласование материальных и энергетических балансов / П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, Ф.А. Серант, В.Г. Томилов, А.В. Сафронов // Доклады ТУСУРа. – 2012. – № 1 (25), ч. 1. – С. 212–216.

2. Щинников П.А., Сафронов А.В. Повышение точности расчета технико-экономических показателей энергоблоков путем корректировки основных измеряемых параметров на основе согласования балансов // Теплоэнергетика № 12, 2014. – С. 56–62.

3. Ноздренко Г.В., Щинников П.А., Использование вычислительного комплекса ОРТЭС для технико-экономических исследований ТЭС // Научный вестник НГТУ, 2005. – № 1 С. 51–62.

4. Зыкова Н.Г., Серант Ф.А., Ноздренко Г.В., Щинников П.А. Схемно-параметрическая оптимизация котлов ТЭС с кольцевой топкой. – Теплофизика и аэромеханика, 2003. – Т. 10. – № 3. – С. 477–483.

5. Nakoryakov V.E., Nozdrenko G.V., Shchinnikov P.A., Grigoryeva O.K. Basic provisions of exergy method and analysis of power plants with state-of-the-art heat pump combined cycle heating systems // Journal of Engineering Thermophysics, 2010. – Volume 19 (№ 2). – pp. 53–61.

6. Овчинников Ю.В., Ноздренко Г.В., Алтухов И.М. Применение метода согласования балансов для уточнения исходной информации применительно к ТЭС // Управление режимами и развитием электроэнергетических систем в условиях АСУ. / Межвузовский сб. трудов. – Новосибирск, НЭТИ, 1980. – С. 45–53.

7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013614948 "Computation System Power Station" / П.А. Щинников, А.И. Дворцовой, А.В. Сафронов;

8. Щинников П.А. Анализ влияния параметров регулирования теплофикационных энергоблоков на перерасход топлива / П.А. Щинников, А.И. Дворцовой // Теплоэнергетика. – 2011. № 10. – С. 41–44.

FUEL ECONOMY ON THE TPP BY INCREASING THE ACCURACY OF THE INFORMATION ENSURING ITS WORK

P. A SHCHINNIKOV*, A.I.MIHAYLENKO*, A.V.SAFRONOV*

* FSBEI HPE «Novosibirsk State Technical University», Novosibirsk

Annotation. The article proposes the basic provisions of matching energy balances method applied to thermal power, which allows to increase the information support accuracy of its work. Presents the method results of providing fuel savings. It is shown that fuel savings can be achieved by different automatic control systems.

Keywords: saving, thermal power plants, fuel, coordination, technique, precision, information, power block, balance, flow rate.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Л.А. НИЗАМОВ

ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет»,
г. Казань

Аннотация. Излагается постановка задачи оптимизации режимов работы электростанций в современных условиях оптового рынка электрической энергии и мощности. Приводятся целевая функция, граничные условия, исследование целевой функции, а также авторская методика оптимизации.

Ключевые слова: Оптимизация, режимы работы электростанций.

Введение

На сегодняшний день, в соответствии с принципами функционирования энергетической отрасли, сформировавшимися в результате её реформирования и появления оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭЭ и М), энергогенерирующие предприятия рассматриваются как источник получения экономической выгоды, т.е. собственник такого объекта заинтересован в получении максимальной финансовой прибыли от его эксплуатации.

Кроме этого, распоряжением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 2446–р была утверждена государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» [1]. Согласно подпрограмме «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электроэнергетике» [1], указанного выше документа, на конденсационных электростанциях на газе и твёрдом топливе, а также теплоэлектроцентралях планируется осуществление технических мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Практически все мероприятия, указанные в программе предполагают техническое перевооружение действующих электростанций. Техническое перевооружение действующих электростанций заключается в выводе из

эксплуатации неэкономичного, выработавшего моральный и физический ресурс оборудования электростанций и замещение его новыми установками. Подобные мероприятия требуют значительных капитальных вложений.

Однако, на сегодняшний день в сфере энергосбережения, наряду с техническим перевооружением, всё большую перспективность приобретает направление оптимизации технологических процессов промышленных предприятий. Перспективность данного направления аргументирована тем, что, во-первых, даже самое технически совершенное оборудование может не дать желаемого экономического эффекта при его нерациональной эксплуатации. Во-вторых, тем, что по сравнению с направлением технического перевооружения направление оптимизации является на порядки менее капиталоемким.

Принцип оптимизации в сфере энергосбережения заключается в нахождении такого режима работы предприятия, при котором количество ресурсов, потребляемых для производства единицы продукции, будет минимально возможным. Данное направление универсально и применимо во многих сферах бизнеса от транспортной логистики до предприятий металлургической промышленности.

В энергетике данное направление заключается в оптимизации режимов работы электростанций и энергосистем.

В данной статье описан авторский подход к решению задачи оптимизации режимов работы электростанций. В качестве объекта исследования будет рассматриваться тепловая схема одной из промышленно-отопительных теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) г. Казани.

Описание тепловой схемы ТЭЦ

Принципиальная тепловая схема рассматриваемой ТЭЦ приведённая на рисунке 1. Выбор конкретной станции был сделан исходя из высокой сложности математической модели её тепловой схемы.

Перечень основного оборудования тепловой схемы включает в себя:

- 6 турбоагрегатов следующих типов:
 - Турбогенератор № 1 типа Т-27/33-1,28;
 - Турбогенератор № 2 типа Р-50-130;
 - Турбогенератор № 3 типа Т-50-130;
 - Турбогенератор № 4 типа Т-105/120-130;
 - Турбогенератор № 5 типа Р-40-130/31;
 - Турбогенератор № 6 типа ПТ-135/165-130/15.
- 7 энергетических котлов следующих типов:

- Энергетические котлы №№ 1–4 типа ТГМ-84;
- Энергетический котёл № 5 типа ТПЕ-430;
- Энергетические котлы № 6, 7 типа ТПЕ-429.

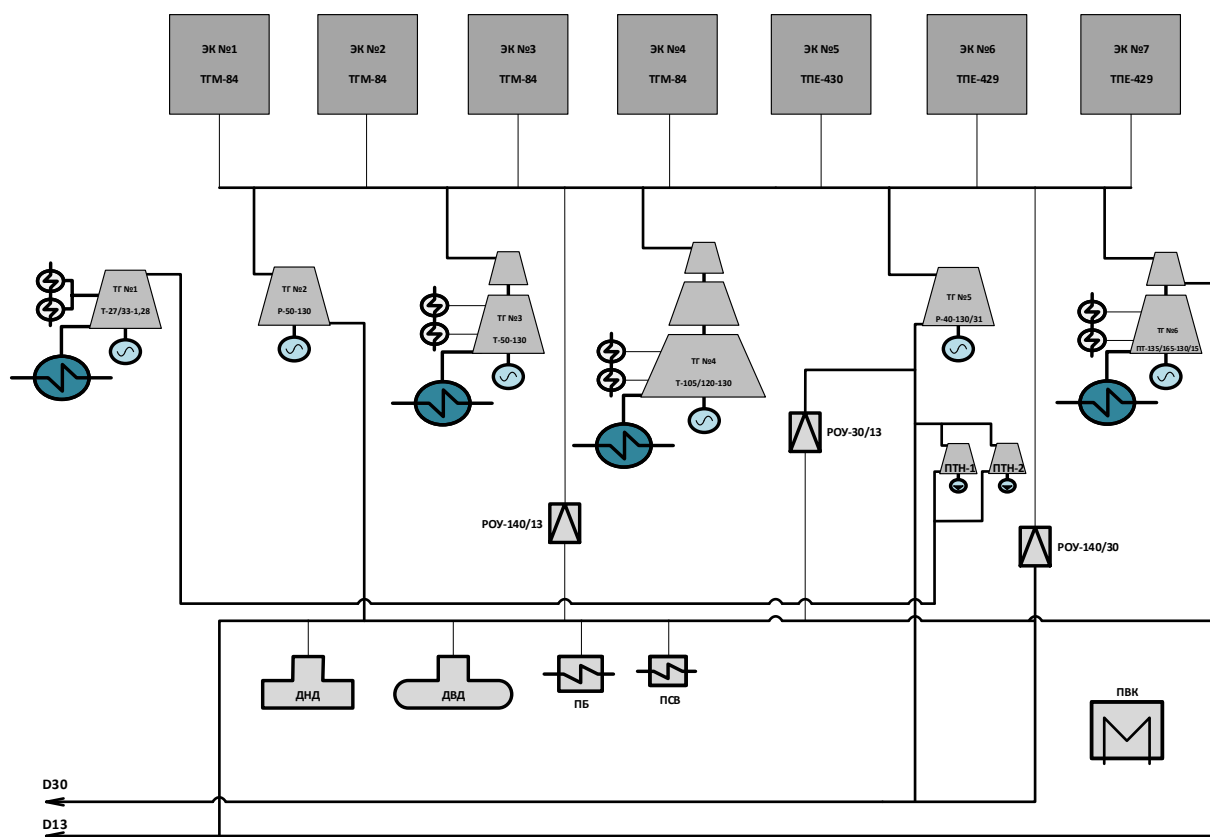


Рисунок 1. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ

Целевая функция

Как было сказано выше, собственник энергогенерирующего объекта заинтересован в получении максимальной прибыли. В связи с этим, логично, что как приоритетный целевой показатель эффективности работы электростанции должен рассматриваться показатель маржинального дохода от работы электростанции.

Показатель маржинального дохода от работы электростанции для данной тепловой схемы запишется в виде:

$$\begin{aligned}
 M = & \sum_{i=0}^n \mathcal{E}_{\text{выр}}^i \cdot \mathcal{C}_{\text{э}} + Q_{\text{отп}} \cdot \mathcal{C}_{\text{т}} - \\
 & - \left(\frac{\sum_{i=1}^n (Q_0^i(\mathcal{E}_{\text{выр}}^i, Q_i)) + Q_{\text{роу}}}{Q_{\text{н}}^p \cdot \eta_{\text{к}}^{\text{бп}} \cdot \eta_{\text{тр}}} + B_{\text{пвк}}(Q_{\text{пвк}}) \right) = \\
 & = -\mathcal{E}_{\text{сн}}(\mathcal{E}_{\text{выр}}^1, \dots, \mathcal{E}_{\text{выр}}^n, Q_1, \dots, Q_n, Q_{\text{роу}}, Q_{\text{пвк}}) \cdot \mathcal{C}_{\text{сн}} - G_p \cdot \mathcal{C}_p
 \end{aligned}$$

где $\mathcal{E}_{\text{выпр}}$ – суммарная выработка электрической энергии (МВт·ч), $\mathcal{C}_z$ – стоимость 1 МВт·ч электрической энергии (руб./МВт·ч), $Q_{\text{отп}}$ – суммарный отпуск тепловой энергии (Гкал), $\mathcal{C}_t$ – стоимость 1 Гкал тепловой энергии (руб./Гкал), Q_0^i – расход тепловой энергии в перегретом паре на i – тый турбоагрегат (Гкал/ч), Q_i – тепловая нагрузка i – го турбоагрегата (Гкал/ч), $Q_{\text{роу}}$ – тепловая нагрузка редуционно–охладительной установки (Гкал/ч), $B_{\text{пвк}}$ – расход топлива пиковыми водогрейными котлами, $Q_{\text{пвк}}$ – тепловая нагрузка пиковых водогрейных котлов (Гкал/ч), $\eta_{\text{пвк}}^{\text{бр}}$ – средневзвешенный КПД брутто пиковых водогрейных котлов, $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая рабочая теплота сгорания топлива (ккал/кг), $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ – средневзвешенный КПД брутто энергетических котлов, $\eta_{\text{тр}}$ – КПД транспорта теплоты, $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ – потребление электрической энергии на собственные нужды (МВт·ч), $\mathcal{C}_{\text{сн}}$ – стоимость 1 МВт·ч электрической энергии, потребляемой на собственные нужды (руб./МВт·ч), $G_{\text{р}}$ – расход химических реагентов станцией (т), $\mathcal{C}_{\text{р}}$ – стоимость химических реагентов (руб./т).

Анализ целевой функции

Для разработки наиболее эффективной методики оптимизации функции необходимо определить её характер.

Рассматриваемая целевая функция является многочленом второй степени с несколькими переменными. Показателями степеней переменных являются целые числа от 0 до 2, то есть функция является нелинейной.

Функция непрерывна и неограниченно дифференцируема во всех точках, в окрестности которых она определена. В проекциях на каждую из переменных график данной функции имеет вид параболы.

Так как вторые производные целевой функции по переменным Q_{t1} , Q_{t3} , Q_{t4} , Q_{t6} , D_6 , N_1 , N_3 , N_4 , N_6 не являются константами, а являются функциями, можно предположить, что целевая функция имеет выпукло–вогнутый характер, то есть имеет седловые точки.

Таким образом, целевая функция является нелинейной невыпуклой функцией второй степени. При этом целевая функция имеет одну или несколько стационарных точек, не являющихся точками минимума или максимума.

Так как в нашем случае задача оптимизации предполагает определение максимального значения целевой функции на области определения, можно сделать вывод, что искомое значение целевой функции будет находиться на границах области определения. При этом аналитически определить подобную точку невозможно.

Следовательно, определение максимального значения целевой функции машинным способом невозможно без использования метода динамического программирования.

Граничные условия

В соответствии с принципами функционирования электростанции, на целевую функцию накладывается ряд ограничений. Данные ограничения условно можно поделить на два типа:

- ограничения суммарных нагрузок;
- технические ограничения основного оборудования.

Ограничения суммарных нагрузок

Ограничения суммарных нагрузок предполагают неизменность заданных тепловых нагрузок в горячей воде, паре производственных отборов турбин и, при необходимости, электрической нагрузки. В данной работе, как и во многих других, данные ограничения будут называться ограничениями–равенствами.

В общем виде этот вид ограничений записывается в виде:

$$g(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0;$$

где x_i – переменные величины.

Технические ограничения основного оборудования

Данным типом ограничений являются минимальные и максимальные значения нагрузок основного оборудования, обусловленные его техническими характеристиками. Также, как и во многих других, в этой работе, данные ограничения будут называться ограничениями–неравенствами. Неравенства предполагаются нестрогими, то есть, значения переменных могут находиться либо внутри допустимых пределов, либо на их границе.

В общем виде этот вид ограничений записывается в виде:

$$h(x_1, x_2, \dots, x_n) \geq 0;$$

Методика оптимизации

Как было сказано ранее, максимальное значение невыпуклой функции второй степени, каковой является целевая функция, исследуемая в данной работе, будет находиться на границах её области определения.

Решать задачу определения данной точки предлагается в два этапа.

Этап 1

На первом этапе, при помощи метода динамического программирования необходимо найти все значения целевой функции в вершинах области определения, при соблюдении всех ограничений–равенств.

После нахождения значений целевой функции в вершинах области определения определяется вершина с максимальным значением целевой функции, фиксируются значения переменных в этой вершине, а также ограничения, активные в данной вершине. При этом необходимо сделать допущение, что искомая точка находится либо в найденной вершине, либо на прилегающих к данной вершине границах. Данное допущение снижает вероятность нахождения истинно верного решения, но значительно сокращает время счёта, поэтому наличие данного допущения вполне обосновано. Полученная точка станет исходной на втором этапе оптимизации.

Этап 2

Второй этап оптимизации предполагает поиск максимальной точки целевой функции на прилегающих к найденной вершине границах.

В качестве метода оптимизации используется метод Ньютона с внесением элементов динамического программирования. Данный метод выбран в связи с высокими показателями скорости сходимости по отношению к прочим методам.

Метод Ньютона использует информацию о вторых производных целевой функции. Алгоритм метода выглядит следующим образом:

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - t^{(k)} \cdot \nabla^2 f(x^{(k)})^{-1} \cdot \nabla f(x^{(k)}),$$

$$\text{где: } \nabla^2 f(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 x_2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 x_n} \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 x_1} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_2^2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 x_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_n x_1} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_n x_2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_n^2} \end{bmatrix} \quad - \quad \text{гесссиан (матрица Гессе);}$$

k – порядковый номер итерации; $t^{(k)}$ – шаг итерации.

Для обеспечения соблюдения ограничений, они вводятся в целевую функцию посредством неопределённых множителей Лагранжа.

Для исследования прилегающих к исходной вершине границ области определения на экстремум, необходимо поочерёдно произвести поиск экстремума функции Лагранжа при всех актуальных для исходной вершины комбинациях выполняемых активных ограничений-неравенств. При этом соблюдается условие выполнения ограничений-равенств.

Итоговая функция Лагранжа записывается в виде:

$$L = M(\varepsilon_{\text{выпр}}^1, \dots, \varepsilon_{\text{выпр}}^n, Q_1, \dots, Q_n, Q_{\text{РДУ}}, Q_{\text{ПВК}}) + \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot g_i(\varepsilon_{\text{выпр}}^1, \dots, \varepsilon_{\text{выпр}}^n, Q_1, \dots, Q_n, Q_{\text{РДУ}}, Q_{\text{ПВК}}) + \sum_{i=1}^m u_i \cdot h_i(\varepsilon_{\text{выпр}}^1, \dots, \varepsilon_{\text{выпр}}^n, Q_1, \dots, Q_n, Q_{\text{РДУ}}, Q_{\text{ПВК}});$$

где λ_i – неопределённые множители Лагранжа при ограничениях-равенствах; u_i – неопределённые множители Лагранжа при ограничениях-неравенствах; n – количество ограничений-равенств; m – количество ограничений-неравенств.

Таким образом, в конечном итоге осуществляется определённое количество операций поиска экстремумов функций Лагранжа, отличающихся друг от друга комбинациями выполняемых активных ограничений-неравенств, методом Ньютона.

Упомянутые элементы динамического программирования работают в методике после осуществления каждой итерации метода Ньютона и заключаются в изменении значения шага следующей итерации в зависимости от результатов текущей, и выходе из цикла при получении недопустимых значений ключевых показателей метода.

Изначально шаг итерации принимается относительно малым, для исключения слишком больших изменений переменных. Шаг следующей итерации увеличивается, путём умножения его на принятый коэффициент, в случае, если последовательность итераций сходится к точке экстремума. В качестве критерия сходимости используется среднеквадратическое отклонение вектора первых производных функции Лагранжа по каждой переменной от нулевого:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial F}{\partial x_i} \right)^2}{n}};$$

где n – количество переменных, участвующих в оптимизации.

То есть шаг итерации увеличивается, если выполняется условие:

$$\sigma^{k+1} < \sigma^k.$$

Если на очередной итерации данное условие не выполняется, значит последовательность переменных расходится и может снова начать сходиться со следующей итерации. В этом случае шаг итерации принимает первоначальное значение.

Выход из цикла происходит в двух случаях:

1. В случае, когда последовательность переменных стабильно расходится, то есть условие $\sigma^{k+1} < \sigma^k$ не выполняется на протяжении определённого количества итераций.

2. В случае, когда выполняется условие $\sigma^{k+1} < \sigma^k$, но не выполняется условие $M^{k+1} > M^k$. Данная комбинация означает, что последовательность сходится к стационарной точке, являющейся точкой локального минимума.

Цикл завершается при выполнении условия:

$$\sigma^{k+1} < disp;$$

где $disp$ – допустимое значение критерия сходимости.

То есть, в данной точке найден локальный максимум.

Далее значения целевых функций в найденных точках локальный максимума сравниваются между собой и из них выбирается точка с наибольшим значением целевой функции. Именно эта точка и будет являться искомой.

На этом процесс оптимизации завершается.

Заключение

С задачей оптимизации режимов работы электростанции, с целью обеспечения её максимальной эффективности, ежедневно приходится сталкиваться инженерно-техническому и оперативному персоналу. Данная методика позволяет с высокой вероятностью определять наиболее выгодные режимы работы электростанций, а её программная реализация позволит сократить трудозатраты персонала, время на принятие решений, а также улучшить технико-экономические показатели и рентабельность станции.

Список литературы

1. Интернет-портал «Российской Газеты» Распоряжение Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. N 2446-р, г. Москва. 25.01.2011

**OPTIMIZATION OF OPERATING MODES OF A COMBINED HEAT
AND POWER IN THE MODERN CONDITIONS OF THE WHOLESALE
MARKET OF ELECTRIC ENERGY AND POWER.**

L.A. NIZAMOV

FSBEI HPE «Kazan power-engineering university», Kazan

Annotation. Describes the formulation of optimization of operating modes of power plants in the modern conditions of the wholesale market of electric energy and power. Given the objective function, the boundary conditions, the study of the objective function, as well as the author's method of optimization.

Key letters: Optimization, power station modes.

СПОСОБ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СЕТЕВОЙ ВОДЫ

О.В. ИЛЬИН, А.А. ЧИЧИРОВ, Н.Д. ЧИЧИРОВА.

ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет»,
г. Казань

Аннотация. На базе трансформаторного метода разрабатывается бесконтактный двухканальный кондуктометрический преобразователь для непрерывного контроля качества воды в сетях тепло- и водоснабжения. Создан лабораторный прототип, для которого проведено предварительное изучение сигнала отклика в каждом измерительном канале по калибровочным зависимостям выходного напряжения от частоты переменного напряжения питающей сети.

Ключевые слова: качество воды, кондуктометрия, химводоподготовка.

Качество воды – причина многих серьезных проблем, возникающих в сетях водо и теплоснабжения. Самыми распространенными из них являются загрязнения, коррозия, накипь и отложения. Данные проблемы тесно связаны друг с другом и приводят к снижению теплопередачи, уменьшению срока службы и забиванию оборудования, снижению нагрузки и рентабельности, увеличению стоимости обслуживания и ремонта и увеличению частоты простоев.

Правильный выбор химводоподготовки помогает избежать этих проблем уже на стадии проектирования и конструирования новых систем тепло и водоснабжения и предотвратить их развитие в существующих системах.

Не менее важным моментом является своевременный контроль качества подготовки питательной воды для котельных установок, а также качества обратной сетевой воды.

В зависимости от вида взаимодействия чувствительных элементов и анализируемой среды при кондуктометрических измерениях различают контактные и бесконтактные методы.

При контактных методах анализируемая среда находится в соприкосновении с чувствительными элементами датчика – электродами измерительной ячейки. По роду тока в измерительной цепи контактные методы разделяются на методы с использованием переменного и постоянного тока.

Бесконтактные методы измерения электрической проводимости (ЭП) с применением переменного тока низкой частоты разделяются на три группы в соответствии с различными принципами, используемыми для измерений: к первой группе относится трансформаторный метод, или метод потерь, ко второй группе – мостовые методы с применением мостов, содержащих преимущественно индуктивные плечи, и к третьей группе – метод вращающегося магнитного поля.

Во всех трех группах в основном используется индуктивный способ измерения и только в некоторых ограниченных случаях емкостный способ.

Преимущества этих методов перед контактными методами состоят в следующем: 1) исключение электродов из драгоценных металлов (платина, золото, серебро) и устранение процедуры, связанной с получением необходимого состава и качества поверхности электродов (платинирование, серебрение и другие способы покрытия); 2) устранение погрешностей, связанных с поляризацией, загрязнением и другими нежелательными химическими и электромеханическими процессами на электродах; 3) работа с агрессивными жидкостями, с веществами, разлагающимися под влиянием платины, и веществами, отравляющими платину, при нормальных и повышенных температурах; 4) возможность исследования концентрированных растворов сильных электролитов.

Недостаток бесконтактных методов измерения ЭП заключается в том, что получаемый результат имеет меньшую точность.

Трансформаторный метод, впервые предложенный в 1951 г., является дальнейшим развитием индуктивного метода измерения, основанного на принципе определения потерь, величина которых зависит от ЭП среды, в которую погружаются обмотки трансформатора.

Вследствие того, что трансформаторный метод не является нулевым методом измерения и ввиду трудности осуществления точной температурной компенсации, этот метод ранее не давал точных результатов при измерениях и не получил распространения. В настоящее время разработано несколько способов температурной компенсации и значительно повышена точность измерений, поэтому следует ожидать более широкого распространения данного метода.

Применение постоянного тока позволяет осуществить достаточно простую схему измерительного преобразователя, но из-за поляризационных эффектов на поверхности электродов точность измерения при этом снижается.

Бесконтактные методы основаны на применении безэлектродных датчиков – емкостных и индуктивных, в которых отсутствует гальванический контакт измерительной ячейки с анализируемым раствором.

Все реальные безэлектродные датчики являются комбинированием индуктивных и емкостных методов с преобладанием тех или иных свойств. При использовании без электродных ячеек возникают погрешности электрохимического и электрического характера. Обычно бесконтактные методы измерения электрической проводимости применяются для контроля концентрации агрессивных и сильно загрязненных жидкостей (например, растворов реагентов, используемых на химводоочистке), а также при исследовании процессов, протекающих в замкнутых системах.

В применяемых на электростанциях автоматических кондуктометрических анализаторах качества теплоносителя использованы контактные датчики с питанием от сети переменного тока.

Контроль качества воды может выполняться лабораторным способом, при этом контроль осуществляется периодически и можно упустить момент ухудшения воды. Для предотвращения аварийной ситуации желательно проводить постоянный контроль жесткости воды.

Отметим два обстоятельства, обусловивших возникновение – бесконтактных кондуктометрических методов. Первое – стремление повысить точность измерений за счет исключения поляризационных погрешностей на межфазной границе при работе, прежде всего, с концентрированными растворами. Второе – это потребность расширения областей применения кондуктометрии на случаи измерений в агрессивных и летучих средах, например, в безводном фтористом водороде либо в системах, в которых материал электрода катализирует побочные реакции, а также необходимость создания условий для изучения процессов в закрытых объемах при высоких или низких температурах; во всех перечисленных ситуациях недопустим контакт между материалом электрода и исследуемым объектом.

Теория бесконтактных методов, в частности, теоретическое описание явлений на границе диэлектрик-электролит, разработана к настоящему времени гораздо в меньшей степени, чем теория контактной кондуктометрии. В некоторых случаях, несмотря на высокие метрологические показатели современной бесконтактной аппаратуры, это вносит неопределенность в интерпретацию результатов. Бесконтактные, а также комбинированные методы чаще применяют для относительных измерений электропроводности.

Приборы промышленного назначения для непрерывного контроля технологических процессов чаще всего строятся по наиболее простой схеме амперметра-вольтметра. При работе с приборами переменного тока для полной реализации их преимуществ по точности и чувствительности

нужно принимать специальные меры защиты от утечек на землю и других паразитных связей.

Наиболее эффективным техническим решением в изучаемой проблеме является устройство для измерения электрической проводимости и уровня жидкостей по патенту РФ № 12254, МПК G01N27/02, 16.12.1999, представляющее собой трансформаторный преобразователь с двумя каналами измерений и включающее в себя генератор сигналов низкой частоты, измерительный прибор, первый и второй, идентичный первому, первичные преобразователи, каждый из которых содержит последовательно соединенные питающий и измерительный трансформаторы, связь между которыми осуществляется жидкостным контуром, причем обмотка возбуждения второго первичного преобразователя подключена параллельно обмотке возбуждения первого первичного преобразователя, соединенного с генератором сигналов низкой частоты.

Основным недостатком данного технического решения является низкая точность измерений из-за низкой чувствительности собственно преобразователей, а также невозможность измерения электропроводности растворов электролита в контролируемом непрерывном потоке.

Исходя из выше изложенного была поставлена цель в разработке лабораторного варианта бесконтактного двух канального кондуктометрического преобразователя. Для достижения этой цели решены следующие задачи:

- создана принципиальная схема лабораторного варианта бесконтактного двух канального кондуктометрического преобразователя;
- выявлен максимальный выходной сигнала электропроводности путем изменения диапазона частот генератором сигналов низкой частоты;

Лабораторный кондуктометрический преобразователь предназначен для измерения электропроводности воды и других электролитов в непрерывном потоке и может быть использован при физико-химических исследованиях растворов в лабораторных условиях. Также он используется в качестве первичного преобразователя с выходным сигналом по напряжению в измерительных комплексах непрерывного контроля за режимом работы установок химводоподготовки ТЭЦ, отопительных котельных и в других технологических установках.

Ниже представлена принципиальная схема лабораторного варианта бесконтактного двух канального кондуктометрического преобразователя (рисунок 1).

Устройство для измерения электропроводности растворов электролита в контролируемом непрерывном потоке представляет собой

трансформаторный преобразователь с каналами I, II измерений и включает в себя генератор 1 сигналов низкой частоты, являющийся общим источником питания каналов I, II измерений и соединенный с первым и вторым, идентичным первому, первичными преобразователями электропроводности растворов электролита, а также двухканальный измерительный прибор 22.

Канал I включает в себя питающий трансформатор 3, собранный на ферромагнитном сердечнике с обмоткой возбуждения 2, жидкостной контур 5, измерительный трансформатор 7, собранный на ферромагнитном сердечнике с измерительной обмоткой 8, выходной согласующий трансформатор напряжения 10 с первичной обмоткой 9 и вторичной обмоткой 11.

Канал II измерения, представляющий собой сравнительный канал измерения электропроводности растворов электролита, включает в себя питающий трансформатор 13, собранный на ферромагнитном сердечнике с обмоткой возбуждения 12, жидкостной контур 15, измерительный трансформатор 17, собранный на ферромагнитном сердечнике с измерительной обмоткой 18, выходной согласующий трансформатор напряжения 20 с первичной обмоткой 19 и вторичной обмоткой 21.

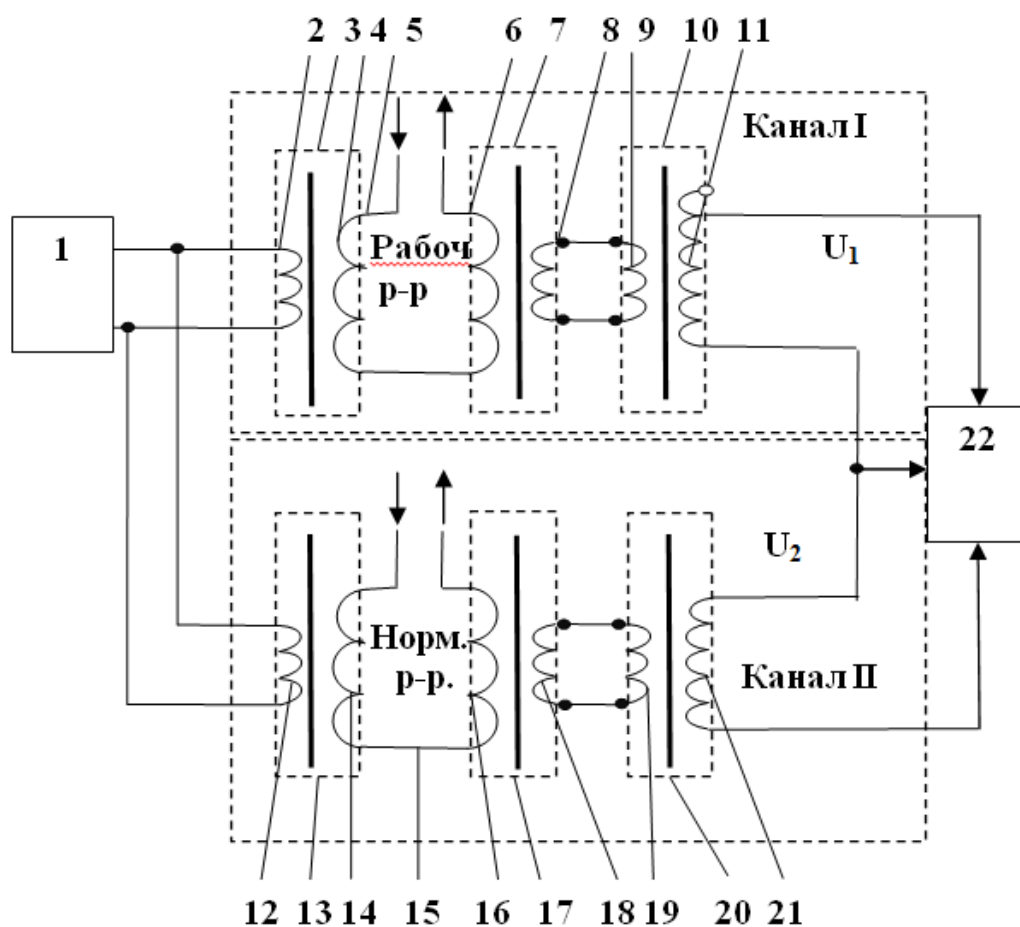


Рисунок 1. Принципиальная схема лабораторного варианта бесконтактного двухканального кондуктометрического преобразователя

Измерительные трансформаторы 7 и 17, выполняются идентичными по технической характеристике: они имеют одинаковые сердечники и обмотки по сечению электролитического проводника и по числу витков, как первичных 6 и 16 (жидкостной контур), так и вторичных 8 и 18 измерительных обмоток, выполненных из эмальпровода определенного сечения.

Выходные согласующие трансформаторы напряжения 10 и 20 выполнены идентичными по обмоточным данным и размерам сердечников.

Для исключения влияния температуры на результаты измерения, все измерения проводятся в стабилизированном температурном поле.

Аналитически выявить зависимость чувствительности прибора от частоты питания сети сложно, поэтому было принято решение проводить экспериментальные исследования.

Программой экспериментальных исследований было предусмотрено проводить замеры выходного сигнала при изменении частоты от 3–20 кГц.

Проведя эксперимент с целью выявления чувствительности прибора от частоты питания. Получили диапазон частот, при которых величина сигнала имеет наибольшее значение, а также получили диапазон частот при которых график имеет зависимость близкую к прямолинейной (рис. 2).

Была получена следующая зависимость:

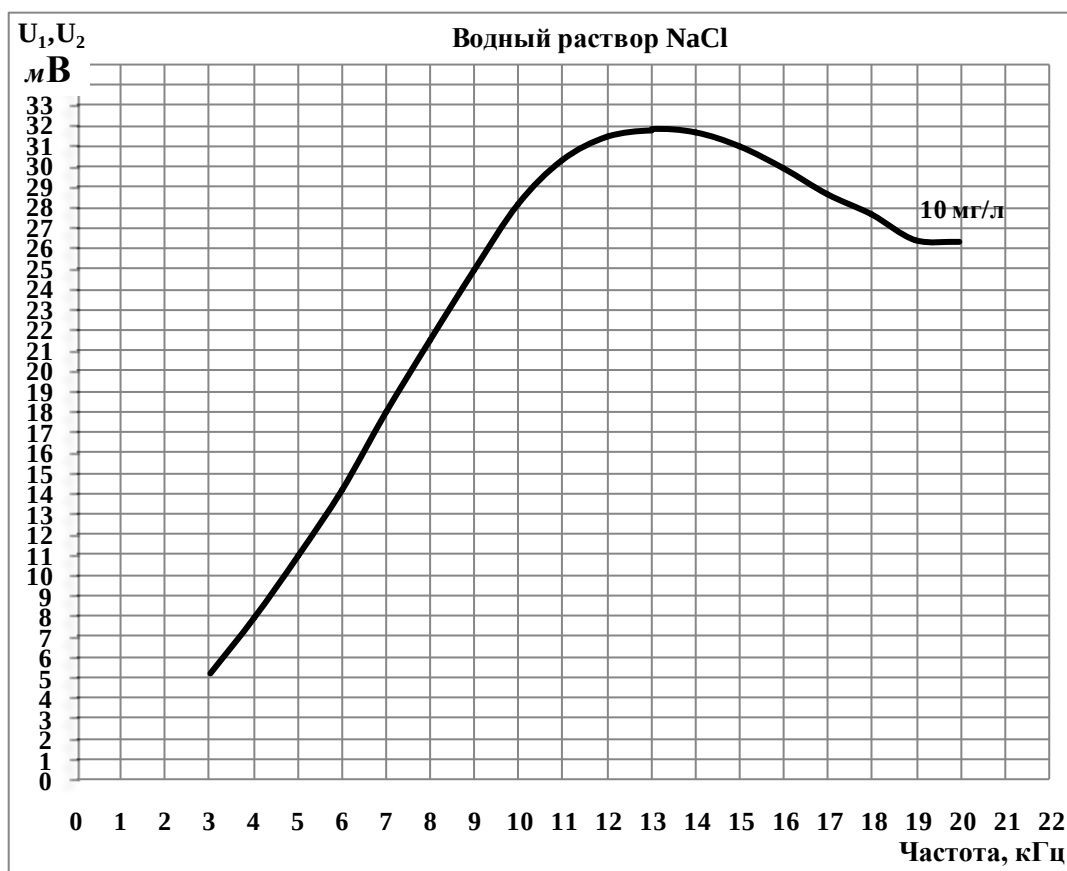


Рисунок 2. Зависимость выходного сигнала от частоты электрической сети и концентрации электролита.

- Создана принципиальная схема лабораторного варианта бесконтактного двух канального кондуктометрического преобразователя.
- Выявлен максимальный выходной сигнал электропроводности путем изменения диапазона частот генератором сигналов низкой частоты.

Работа выполнена в рамках реализации базовой части государственного задания Минобрнауки РФ Высшим учебным заведениям (соглашение 2014/448 от 13.03.2014 код проекта № 3029)

Список литературы

1. Живилова Л.М., Маркин Г.П. Автоматический химический контроль теплоносителя ТЭС. Москва. Энергоатомиздат, 1987. – 112 с.

THE WAYS OF QUALITY CONTROL OF DELIVERY WATER

O.V. ILIN, A.A. CHICHIROV, N.D. CHICHIROVA
FSBEI HPE «Kazan power-engineering university», Kazan

Annotation. It is proposed to elaborate non-contact conductometric transducer for quality control of delivery water in the toils of hydro and heat supply. There is shown the principal scheme of the laboratorial variant. It is reached the dependence of loop output signal from the power-line frequency.

Key letters: water quality control, conductometry, chemical water treatment.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ПАРОВЫХ КОТЛАХ

П.В. РОСЛЯКОВ*, И.В. МОРОЗОВ*, J. TRETNER**

*Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва,

**Фирма «SICK AG», Германия

Аннотация. Рассматриваются вопросы контроля коррозионных процессов на поверхностях нагрева котла. Предложены концепции информационно-измерительных систем для контроля высокотемпературной коррозии в топке парового котла и детектирования низкотемпературной коррозии холодных конвективных ступеней нагрева.

Ключевые слова: высокотемпературная и низкотемпературная коррозия, восстановительная среда, содержание O_2 , CO и SO_3 , пробоотборные системы.

Коррозия, как один из видов разрушения металла поверхностей нагрева паровых и водогрейных котлов, является актуальной проблемой, возникающей в процессе эксплуатации котельного оборудования. Коррозионные разрушения металла со стороны дымовых газов происходят в результате его взаимодействия с продуктами сгорания, агрессивными газами, растворами и расплавами минеральных соединений.

Высокотемпературная коррозия имеет место при воздействии высокотемпературных продуктов сгорания на металл поверхностей нагрева, в результате чего на них образуется окисная пленка (окалина). С ростом температуры процесс окалинообразования усиливается. При этом наличие в дымовых газах сернистых соединений значительно увеличивает интенсивность этих процессов благодаря реагированию сульфатов щелочных металлов, находящихся при температурах свыше 500–600 °С в расплавленном состоянии, с металлом труб.

Низкотемпературная коррозия металла вызывается наличием агрессивной пленки влаги на поверхностях нагрева, получаемой из дымовых газов за счет конденсации водяных паров и паров серной кислоты. Температура конденсации паров, или температура точки росы, зависит от парциального давления водяных паров и содержания серного ангидрида SO_3 в продуктах сгорания.

Данная работа посвящена вопросам организации инструментального контроля интенсивности высокотемпературной и низкотемпературной коррозий поверхностей нагрева в работающих котлах.

Как известно основные высокотемпературные коррозионные процессы проходят в восстановительной среде [1]. Высокотемпературная сульфидная коррозия экранных труб котлов высокого и сверхкритического давлений имеет место при температурах металла около 400 °С в локальных восстановительных зонах с избытками воздуха меньше единицы. При этих условиях в восстановительной среде продуктов сгорания образуется сероводород H_2S , который играет роль основного коррозионного агента (сульфидная коррозия). Первичным продуктом реакции H_2S с металлом труб является сульфид железа FeS , который затем переходит в сульфаты железа и отслаивается от стенки. Даже при незначительных концентрациях H_2S у поверхности нагрева (0,04 – 0,07 % об.) скорость коррозии металла увеличивается почти на порядок. Снижение концентрации H_2S (ниже 0,01 %), а также восстановительной способности топочных газов резко снижает скорость коррозии.

Безусловно, такая коррозия возможна только при сжигании сернистых топлив. Кроме того контроль этого вида высокотемпературной коррозии особенно важен в условиях широкого внедрения различных способов ступенчато-стадийного сжигания топлив, направленных на снижение эмиссии оксидов азота в топках котлов.

С точки зрения состава газов зоны с восстановительной средой характеризуются низким содержанием кислорода и повышенным содержанием продуктов неполного сжигания, в частности CO . Следовательно, контролируя вблизи топочных экранов по всей поверхности внутренних стен топки наличие восстановительных зон, можно косвенно судить об интенсивности высокотемпературной коррозии экранных панелей. Для этого необходимо инструментально определять в областях, прилегающих к экранным панелям, содержание всего двух веществ – кислорода O_2 и оксида углерода CO . Связано это с тем, что процессы, проходящие в топке котла, нестабильны, и всегда возникают локальные зоны с отличными от основного процесса параметрами. Именно в таких зонах могут возникать условия, благоприятные для коррозионных процессов.

Данная идея была использована для создания системы контроля скорости высокотемпературной коррозии топочных экранов [2]. С этой целью в пристенных областях топочной камеры организуются прямые инструментальные измерения концентраций O_2 и CO с помощью штатной измерительной системы, состоящей из 40 пробоотборных измерительных узлов, установленных в проставки между экранными трубами топочных экранов. Каждый такой узел в месте его установки контролирует локальные концентрации CO и O_2 вблизи стенки топки (рис. 1).

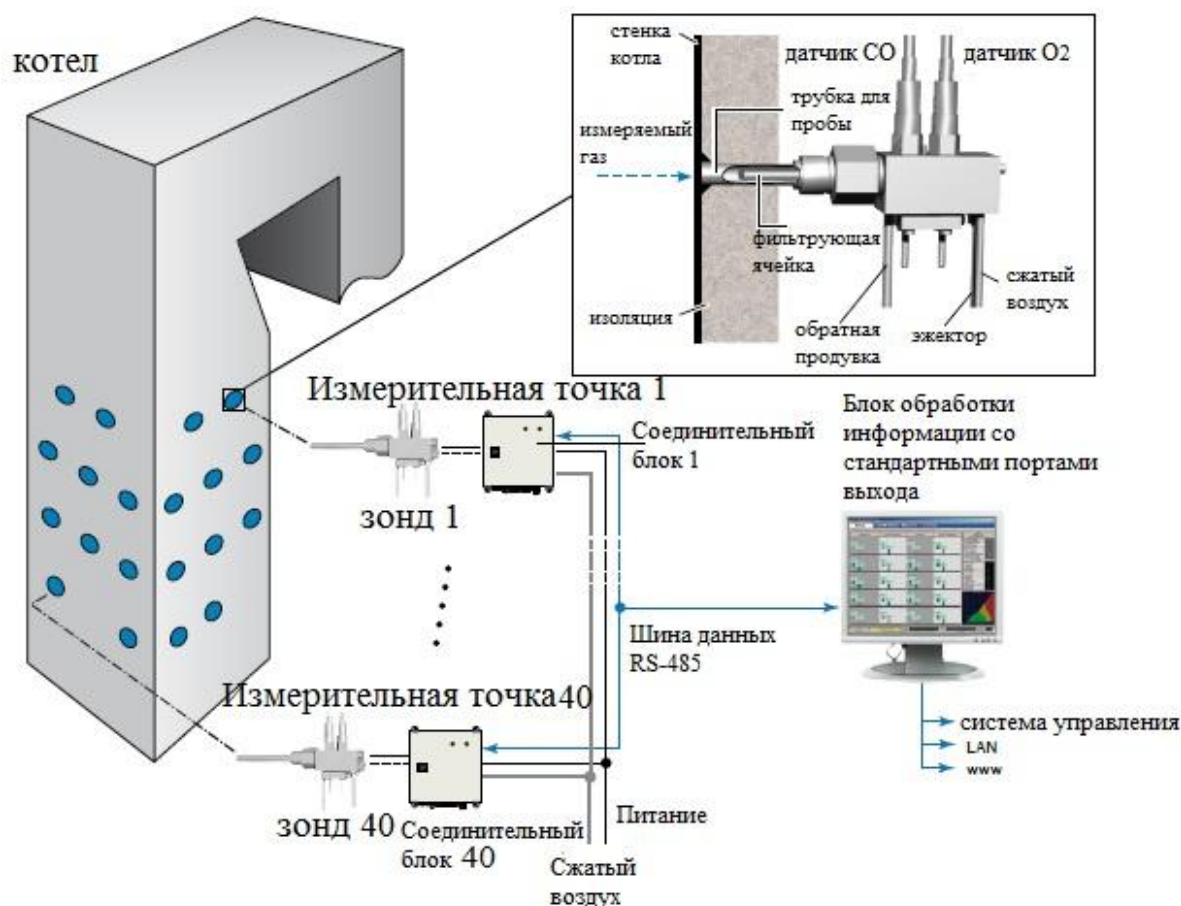


Рисунок 1. Конфигурация измерительной системы [3]

Схема установки узлов разрабатывается исходя из технических характеристик конкретного котла, марки сжигаемого топлива и аэродинамической организации процесса горения в топочной камере. Каждый газоанализатор комплектуется индивидуальным соединительным электрическим блоком (рис. 1). Данные от 40 локальных точек измерений в пристенных областях топочной камеры поступают в блок обработки информации, в котором рассчитываются два показателя: показатель коррозионной опасности (*CO Corrosion Level* или *CO-CL*) и уровень коррозионной нагрузки (*CO Corrosion Load* или *LAV*).

Показатель коррозионной опасности (*CO-CL*) рассчитывается исходя из текущих концентраций CO и O_2 по полуэмпирическим зависимостям с использованием специально разработанного программного обеспечения [2]. По его значениям в режиме реального времени можно судить о наличии коррозионно-опасных зон. На рис. 2 показана диаграмма коррозионной опасности. Координаты реперных точек – это объемные концентрации кислорода и углекислого газа. Конкретные пороговые значения концентраций задаются пользователем, исходя из опыта предыдущей эксплуатации, свойств топлива, результатов исследований или по рекомендациям производителя.

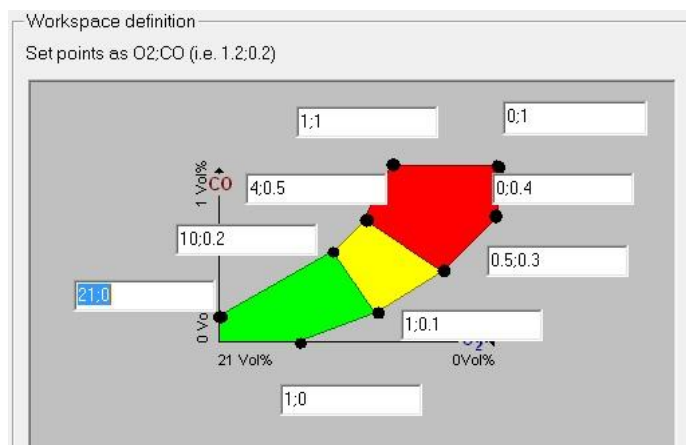


Рисунок 2. Построение диаграммы коррозионной опасности

Рабочая область диаграммы условно делится на три зоны: зеленую, желтую и красную. Зеленая область диаграммы соответствует минимальному риску возникновения высокотемпературной коррозии, красная – максимальному. Таким образом в период работы котла организуется мониторинг текущей ситуации в конкретной точке, где установлен измерительный блок, и отображается соответствующий локальный уровень коррозионной опасности (рис. 3).

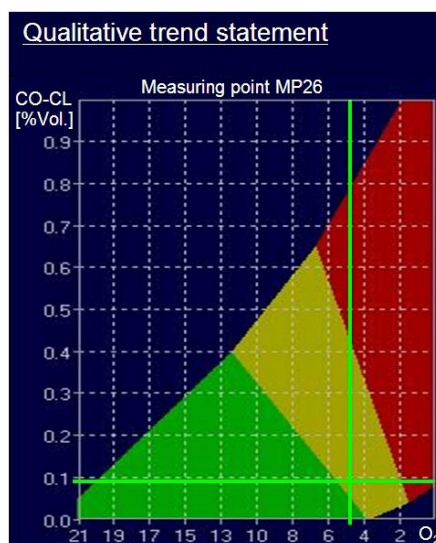


Рисунок 3. Визуализация данных по коррозионной опасности

Значение показателя коррозионной опасности $CO-CL$ рассчитывается по следующей формуле:

$$CO-CL = CO \cdot F_{O_2} \text{ об. \% или ppm,}$$

где CO – измеренная локальная концентрация углекислого газа (об. % или ppm), F_{O_2} – корректирующий фактор по кислороду, который определяется по графическим зависимостям (рис. 4). При этом конкретная зависимость,

по которой определяется корректирующий фактор по кислороду F_{O_2} , выбирается исходя из опыта эксплуатации или экспериментальных исследований на котле.

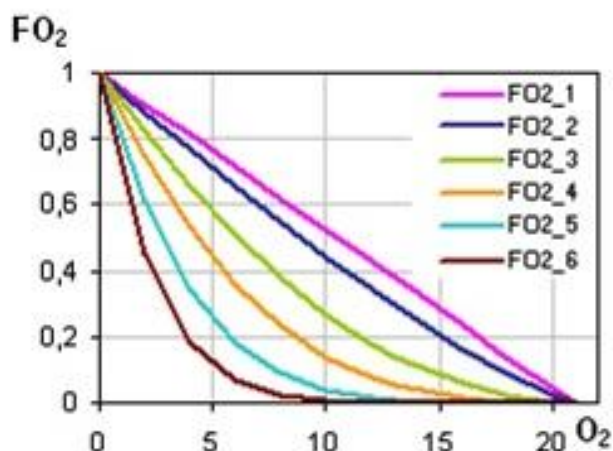


Рисунок 4. График для определения значения корректирующего фактора F_{O_2}

Объясняется это следующим образом. В топке котла CO , как продукт химического недожога топлива, стремится доокислиться до диоксида углерода CO_2 . В окислительных зонах горения этот процесс протекает за счет реакций с избыточным кислородом воздуха. В случае образования восстановительных зон в пристенных областях, где нет свободного кислорода, процесс доокисления CO до CO_2 происходит за счет изъятия ионов кислорода из тонкого слоя оксидной пленки металла, что приводит к его разрушению и интенсификации коррозии (рис. 5).

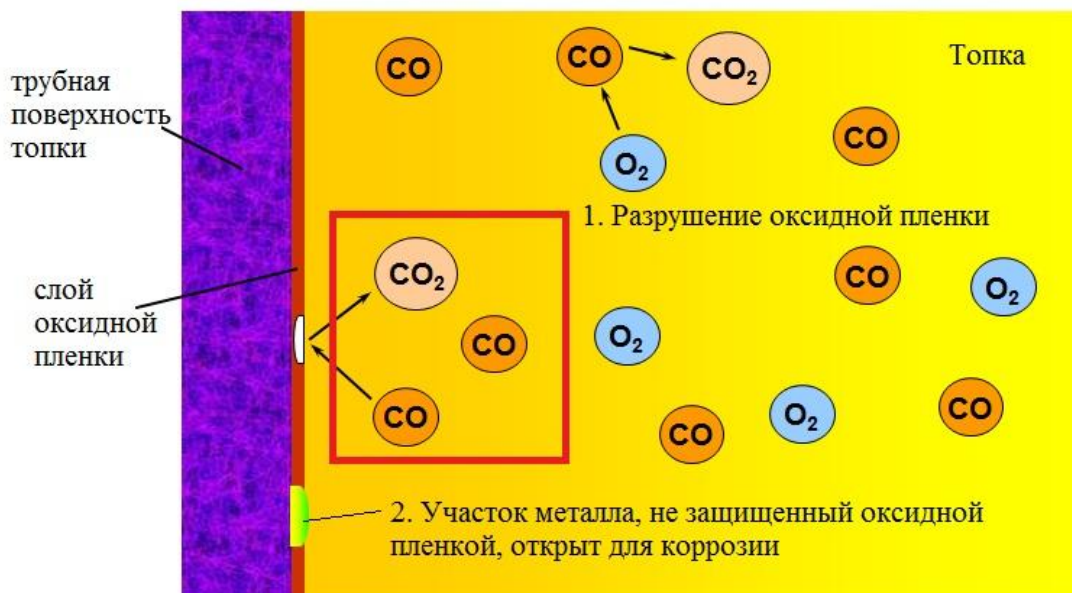


Рисунок 5. Иллюстрация коррозионных процессов в топке котла

Поэтому чем меньше локальная концентрация кислорода вблизи трубных панелей топки, тем больше вероятность высокотемпературной коррозии, что и учитывается корректирующим фактором по кислороду

F_{O_2} . Таким образом, возможность вводить корректирующий фактор позволяет настраивать систему под конкретные условия процесса и обеспечивает гибкость настройки.

Большая часть пилотных систем работают с корректирующим фактором по $F_{O_2} = 1$, т.е. об интенсивности коррозии судят только по наличию CO . Это является небольшой "перестраховкой", искусственно завышающей данные о потенциальном риске коррозии. В дальнейшем опыт эксплуатации позволит уточнить значение корректирующего фактора и определять наличие потенциально опасных зон с большей точностью.

Уровень коррозионной нагрузки (LAV) рассчитывается исходя из значений показателя коррозионной опасности в течение определенного времени. Если в течение долгого времени показатель коррозионной опасности постоянно сохраняется на высоком уровне, то уровень коррозионной нагрузки в данной зоне топочной камеры будет максимальным. Следовательно, в этой зоне имеет место наибольшая интенсивность высокотемпературной коррозии экранных труб, способная вызвать коррозионные разрушения, и именно эту область топочных экранов необходимо тщательно обследовать в период планового сервисного обслуживания котла.

Уровень коррозионной нагрузки представляет собой среднеинтегральную величину концентрации CO (об. % или ppm) в точке измерения, за достаточно большой эксплуатационный временной промежуток (например, 1 год). Графическая информация о нем отображается в виде столбчатых диаграмм по отдельным точкам измерения (на рис. 6 в качестве примера представлены 5 точек измерения: MP26-MP30).

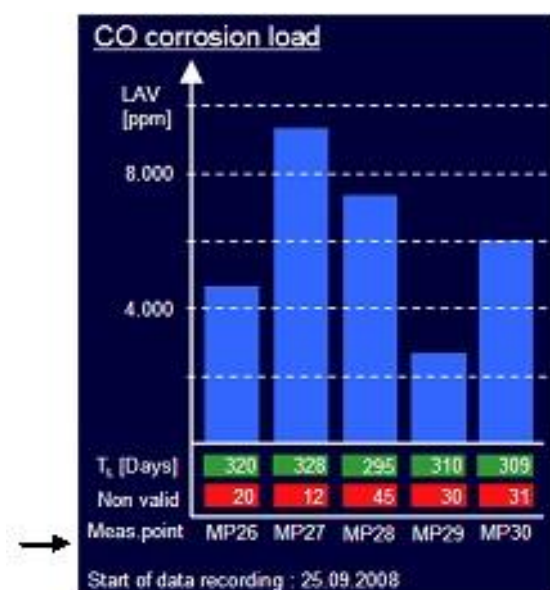


Рисунок 6. Визуализация степени коррозионной нагрузки в разных измерительных точках

Кроме этого измеренные текущие значения локальных концентраций CO и O_2 могут быть использованы для регулирования топочных процессов, в особенности при организации нестехиометрического, двух- и трехступенчатого сжигания топлива с целью снижения выбросов оксидов азота [4].

Разработанная система контроля позволяет получить полную картину об уровне высокотемпературной коррозии топочных экранов, что снижает эксплуатационные затраты и повышает надежность работы котла, сократить расходы на техническое ревизионное обследование, а также повысить экологические показатели котла за счет непрерывного контроля отдельных локальных «проблемных» зон в топке.

Опыт реализации пилотных систем выявил положительные моменты, связанные с сокращением затрат на обследование топочных экранов в сервисный период, а также с оптимизацией процесса горения в топке и возможностью более тонкой настройки горелочных устройств.

В свою очередь низкотемпературная коррозия поверхностей нагрева определяется другими физическими и химическими процессами в котле. В результате сжигания органического топлива, в состав которого входит сера (каменные и бурые угли, мазуты), образуются сернистый (SO_2) и серный (SO_3) ангидриды. Далее при движении вдоль газового тракта серный ангидрид может вступать в реакцию с парами воды с образованием серной кислоты H_2SO_4 .

В зависимости от парциального давления водяных паров и содержания SO_3 в дымовых газах существует температура, называемая температурой точки росы t_p , при которой будет наблюдаться конденсация паров серной кислоты на низкотемпературных поверхностях нагрева. При этом жидкая пленка, содержащая серную кислоту, вступает в реакцию с металлом труб, активизируя его коррозию.

Существует несколько способов борьбы с низкотемпературной коррозией: повышение температуры уходящих газов, повышение температуры воздуха на входе в воздухоподогреватель (за счет подачи части горячего воздуха на вход или за счет предвключения калорифера), выполнение холодной ступени воздухоподогревателя из специальных материалов или выполнение ее легкосменной для замены [1].

Все представленные способы борьбы с коррозией имеют существенные отрицательные последствия: либо приводят к понижению КПД котла, либо являются технологически сложными и дорогими. Поэтому для предотвращения негативных последствий низкотемпературной коррозии необходимо организовать постоянный мониторинг концентрации SO_3 и паров H_2SO_4 в уходящих газах.

Для решения этой задачи предложены специальные пробоотборные системы, предназначенные для измерения неочищенной пробы газа [2]. Такие системы включает в себя обогреваемую пробоотборную линию и измерительный комплекс, укомплектованный анализатором, насосом, устройством контроля температуры и другими необходимыми компонентами для функционирования системы. "Горячий" метод измерений лучше всего подходит для анализа концентраций SO_3 и паров H_2SO_4 , т.к. в этом случае проба претерпевает минимум химических превращений, и таким образом результаты анализа являются наиболее достоверными. Принцип измерения основан на однолучевой фотометрии с двухчастотным методом с использованием корреляции по газовым фильтрам [3].

Место установки таких систем необходимо определять исходя из конкретных технических характеристик станции и котла. На котлах, оснащенных системами сероочистки, такие системы устанавливают, как правило, сероочистных установок. Непрерывный контроль концентраций SO_3 и паров H_2SO_4 в уходящих газах за котлом позволяет оценивать потенциальный уровень низкотемпературной коррозии и контролировать эффективность работы оборудования сероочистки.

Выводы

Описанные системы контроля коррозионных процессов могут быть интегрированы в существующую систему управления технологическими процессами и систему непрерывного мониторинга вредных выбросов [6]. Внедрение таких современных комплексных систем позволяет не только повысить эффективность и надежность работы оборудования, но и улучшить экологические показатели эксплуатируемого оборудования за счет контроля концентраций вредных веществ в уходящих газах и реализации экологически чистых режимов работы котельного оборудования.

Список литературы

1. Парилов В.А., Ушаков С.Г. Испытание и наладка паровых котлов. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Росляков П.В., Морозов И.В., Tretner J. Контроль коррозионных процессов на поверхностях нагрева котла/ Электронный журнал «Новое в российской электроэнергетике», 2015. – № 4. – С. 19–29.
3. Каталог SICK "GM 960 Boiler Wall Monitoring". – SICK AG, Waldkirch, Germany, 2013.

4. Росляков П.В. Методы защиты окружающей среды. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.

5. Парогенераторы / А.П. Ковалев, Н.С. Лелеев, Т.В. Виленский // под общ. ред. А.П. Ковалева. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

6. Контроль вредных выбросов ТЭС в атмосферу / П.В. Росляков, И.Л. Ионкин, И.А. Закиров, Л.Е. Егорова, А.М. Бычков, А.П. Ливинский // под ред. П.В. Рослякова. – М.: Издательство МЭИ, 2004.

AUTOMATED SYSTEM FOR MONITORING OF CORROSION PROCESSES IN STEAM BOILERS

P.V. ROSLYAKOV*, I.V. MOROZOV*, J. TRETNER**

*National Research University "MPEI", Moscow

** SICK AG, Germany

Abstract. The problem of corrosion control for boiler heating surfaces is considered. The concept of information-measuring system for controls of high temperature corrosion in the boiler furnace and detecting of low temperature corrosion of cold convective heating surfaces is proposed.

Key words: high temperature and low temperature corrosion, deoxidizing surroundings, content of O_2 , CO and SO_3 , extractive sampling system.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ КОРРОЗИИ ТРУБЧАТЫХ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ПАРОВЫХ КОТЛОВ ПРИ ИХ ПЕРЕВОДЕ НА СЖИГАНИЕ ВЫСОКОСЕРНИСТЫХ ТОПЛИВ

В.Т. СИДОРКИН*, А.Н. ТУГОВ**, К.Г. БЕРСЕНЕВ*

*ENTEN Engineering AS, Estonia,

** ОАО «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени
Теплотехнический научно-исследовательский институт»

(ОАО «ВТИ», г. Москва)

Обобщен опыт реконструкции котлов БКЗ-75-39ФСл по их переводу на сжигание побочных газообразных высокосернистых продуктов сланцепереработки. Предложены и реализованы технологические мероприятия, позволившие минимизировать повреждения труб воздухоподогревателя, связанные с низкотемпературной сернистой коррозией.

Ключевые слова: Котел, сланец, газообразные продукты сланцепереработки, трубчатый воздухоподогреватель, точка росы, низкотемпературная сернистая коррозия

Эстония является страной с наиболее развитыми технологиями переработки сланца с производством жидкого топлива и других ценных продуктов. Освоены и успешно эксплуатируются две основные технологии пиролиза сланца – пиролиз крупнокускового сланца в газогенераторах, где теплоносителем является пиролизный газ (процесс KIVITER) и пиролиз мелкого сланца во вращающихся ретортах, где теплоносителем является горячая зола остатков пиролиза (процесс GALOTER). И в том, и в другом случае кроме основных продуктов пиролиза (сланцевое масло различных фракций) получают побочные газообразные продукты. Для процесса KIVITER – это низкокалорийный генераторный газ с теплотой сгорания $650\text{--}800 \text{ ккал/м}^3$ ($2720\text{--}3350 \text{ кДж/м}^3$) и с содержанием основных компонентов – $\text{H}_2 = 5 - 7 \%$, $\text{CO} = 5 - 7 \%$, $\text{CH}_4 = 1 - 2 \%$, $\text{N}_2 = 65 - 68 \%$, $\text{CO}_2 = 16 - 18 \%$, $\text{H}_2\text{S} = 0,3 - 0,5 \%$, остальное составляют предельные и непредельные углеводороды. Важная особенность генераторного газа – наличие большого количества балласта в виде газообразного азота N_2 . Для процесса GALOTER – это высококалорийный газ, который называют ретортным или иногда полукоксовым. Низшая теплота сгорания ретортного газа, включая газовую и частично сконденсировавшуюся фазу

высокомолекулярных углеводородных компонентов, достаточно высока и составляет 10500–13000 ккал/м³ (43900–54470 кДж/м³). Содержание основных компонентов газовой фазы меняется в пределах: Н₂ = 10 – 16 %, СО = 9 – 11 %, СН₄ = 14 – 16 %, N₂ = 2 – 16 %, СО₂ = 8 – 12 %, Н₂S = 1,0 – 3,0 %, остальное составляют предельные и непредельные углеводороды. Концентрация частично сконденсировавшихся паров высокомолекулярных углеводородов составляет в газе до 200 г/м³.

В настоящее время утилизация побочных газообразных продуктов сланцепереработки в Эстонии осуществляется наиболее простым способом – сжиганием в энергетических паровых котлах с получением электроэнергии. Другие альтернативные способы (химическая переработка пиролизных газов с извлечением ценных компонентов или сжигание в газотурбинных установках с последующим использованием тепла в паро–газовом цикле) пока находятся в стадии разработки.

Наиболее крупным сланцеперерабатывающим предприятием Эстонии является VIRU KEEMIA GRUPP AS (VKG AS). Для утилизации пиролизных газов предприятие использует две электростанции – на Южной ЭС имеются два газовых котла и на Северной ЭС имеются четыре сланцевых котла БКЗ-75-39ФСл, которые были постепенно реконструированы для сжигания и генераторного, и ретортного газа. Реконструкция пылесланцевых котлов под сжигание двух видов газа была выполнена на основе предварительного расчетного анализа с использованием программы BOILER DESIGNER [1].

В период с 2004 по 2012гг. были реконструированы сначала два котла – для совместного сжигания сланца и двух видов газообразного топлива (генераторного и ретортного газов), а затем два других котла были переведены в чисто газовый режим (рис. 1).

В [1] обобщается положительный опыт реконструкции ЭС, в результате которой удалось обеспечить работу котлов с требуемыми паропроизводительностью и параметрами пара. Кроме того, снизилось количество сжигаемого сланца на реконструированных котлах, что позволило отказаться от системы гидрозолоудаления и оснастить котлы специально сконструированной системой сухого золошлакоудаления.

Однако увеличение доли сжигаемых газообразных побочных продуктов сланцепереработки с высоким содержанием серы привело к росту повреждений хвостовых поверхностей нагрева (трубчатых воздухоподогревателей – ТВП) из-за низкотемпературной сернистой коррозии. Следует отметить, что при пылевидном сжигании сланца (изначальный вариант котла) проблем с коррозией ТВП на этих котлах не было. Воздух перед ТВП подогревали до 50 °С за счет рециркуляции части

горячего воздуха на всас дутьевого вентилятора. И хотя при этом температура наружной поверхности труб холодного пакета ТВП была несколько ниже температуры точки росы, но за счет того, что SO_3 почти полностью связывался свободным оксидом кальция, которого в летучей золе после разложения карбонатов в топке содержится до 18 %, проблем с коррозией труб ТВП на котлах не было.

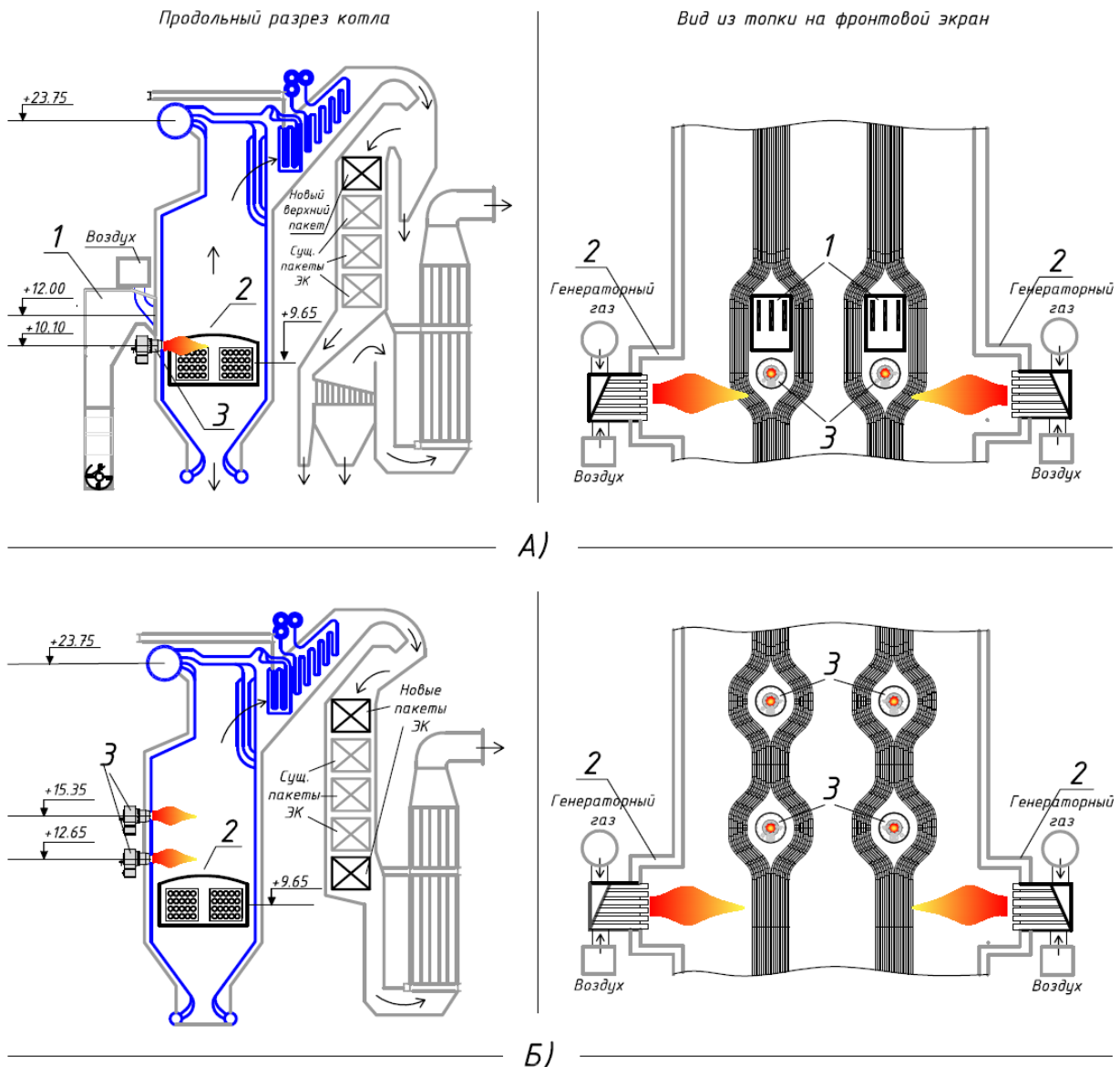


Рисунок 1. Варианты реконструкции котла БКЗ-75-39Ф:

а) для сжигания сланца и двух видов газообразного топлива (генераторного и ретортного газов); б) для сжигания только газового топлива двух видов: 1 – сланцевые горелки; 2 – горелки генераторного газа с предтопками; 3 – горелки ретортного газа

Долгое время (в течение 6–8 лет) также не было проблем на первых реконструированных котлах, на которых генераторный газ постоянно сжигали совместно со сланцем. Несмотря на увеличение концентрации

оксидов серы (SO_2 и SO_3) в дымовых газах за счет продуктов сгорания генераторного газа, коррозионных повреждений ТВП не наблюдалось, поскольку оксида кальция в золе сланца хватало на связывание образующегося SO_3 .

Проблемы, связанные с повреждением ТВП, начались в ходе дальнейшей реконструкции котлов, когда доли сжигаемых газов сланцепереработки увеличились, в основном за счет увеличения доли ретортного газа. Как отмечалось ранее, два котла были полностью переведены в газовый режим (мельницы и мультициклоны были демонтированы, установлены дополнительные горелки ретортного газа), а два сланце-газовых котла были дооснащены горелками ретортного газа и, таким образом, были способны работать на трех топливах (сланец, генераторный газ и ретортный газ). Причем, на двух последних котлах мощности всех газовых горелок было достаточно, чтобы котел нес длительное время номинальную нагрузку без сланца. Таким образом, в условиях работы котлов без сланца и соответственно без сорбента SO_3 (свободного оксида кальция в золе сланца) на всех четырех котлах начались проблемы с низкотемпературной сернокислотной коррозией труб холодного пакета воздухоподогревателя.

Очевидно, что для предотвращения низкотемпературной сернокислотной коррозии труб ТВП необходимо поддерживать температуру стенки трубы по газовой стороне чуть выше температуры точки росы. Температура точки росы была измерена экспериментально прибором LANCOM 200. Для обоих газов она оказалась примерно в одних и тех же пределах – 130–140 °С.

Самый простой путь для предотвращения коррозии – повышать температуру воздуха на входе в первый (по ходу воздуха) пакет ТВП. Как правило, такой подогрев осуществляется в паровых калориферах, установленных после дутьевого вентилятора. Однако этот путь приводит к повышению температуры уходящих газов и снижению КПД котла.

Повысить температуру воздуха на входе в ТВП можно также за счет рециркуляции части горячего воздуха на вход ТВП. Этот способ менее влияет на повышение температуры уходящих газов, поскольку за счет увеличения расхода воздуха через ТВП повышается интенсивность теплообмена в ТВП. Рециркуляция может быть организована либо на всас дутьевого вентилятора (тогда дополнительного вентилятора рециркуляции горячего воздуха не требуется), либо рециркуляцию горячего воздуха вводят в поток основного воздуха после дутьевого вентилятора (в этом случае необходим дополнительный вентилятор). Оба способа организации рециркуляции горячего воздуха имеют свои преимущества и недостатки.

Известен также способ каскадной организации подачи воздуха в ТВП. В этом случае необходимо подогреть до достаточно высокой температуры только часть общего воздуха, необходимого для горения, и подать этот воздух в холодный пакет ТВП. Остальная часть воздуха может иметь меньшую температуру и подаваться в более горячие пакеты ТВП. За счет этого снижается влияние температуры предварительного подогрева воздуха на температуру уходящих газов, поскольку количество подогретого воздуха меньше общего, и поэтому КПД котла при этом практически не снижается.

Наиболее широкие возможности открывает совмещение двух последних способов: каскадная подача и принудительная рециркуляция горячего воздуха.

На основании результатов расчетных исследований по оптимизации конструктивно-режимных факторов, влияющих на конструкцию ТВП с позиции надежности и экономичности, на реконструированных котлах Северной ЭС реализованы три модификации подачи воздуха в ТВП, описание которых приводится ниже. Технологическая схема предварительного подогрева воздуха на котле ст. № 5, реконструированном для сжигания только газа, представлена на рисунке 2, а.

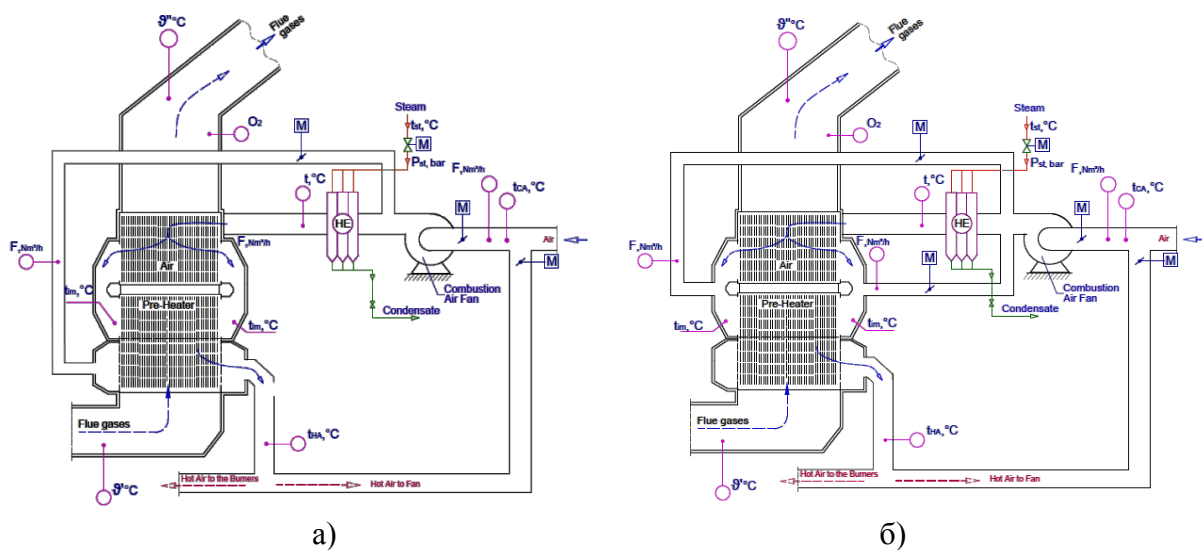


Рисунок 2. Технологическая схема подогрева воздуха на котле ст. № 5 (а) и ст. № 6 (б)

На всас дутьевого вентилятора (ВД) подается по линии рециркуляции небольшая часть горячего воздуха для поддержания перед ВД температуры воздуха в пределах $50\text{--}80^\circ\text{C}$. После ВД часть воздуха подогревается далее до $100\text{--}135^\circ\text{C}$ в паровых калориферах, а остальная часть с температурой $50\text{--}80^\circ\text{C}$ подается в третий по ходу воздуха пакет воздухоподогревателя (в первый и наиболее горячий пакет по дымовым газам). Расходы по потокам контролируются и регулируются.

На газовом котле ст. № 6 (рис. 2, б), также как и в предыдущем случае, на всас дутьевого вентилятора по линии рециркуляции подается небольшая часть горячего воздуха для поддержания перед ВД температуры воздуха в пределах $50\text{--}80\text{ }^{\circ}\text{C}$. После ВД часть воздуха подогревается далее до $100\text{--}135\text{ }^{\circ}\text{C}$ в паровых калориферах, а часть с температурой $50\text{--}80\text{ }^{\circ}\text{C}$, в отличие от котла ст. № 5, подается во второй пакет (после первого пакета) воздухоподогревателя по обеим сторонам котла. Это позволяет регулировать температуру воздуха на входе во второй пакет по показаниям термопар в потоке после смешения, изменяя расход холодного воздуха в этот пакет.

Технологическая схема предварительного подогрева воздуха сланце-газового котла ст. № 7 (рис. 3) в точности соответствует предыдущему, но на этом котле установлен вентилятор принудительной рециркуляции горячего воздуха на вход в поток воздуха в первый пакет ТВП (сразу после калориферов, т.е. в напорную часть дутьевого вентилятора). Это позволяет регулировать температуру воздуха на входе в первый пакет ТВП как за счет подогрева воздуха в паровом калорифере, так и за счет увеличения доли рециркуляции. Как правило, снижение нагрузки паровых калориферов и увеличение рециркуляции горячего воздуха более благоприятно влияет на экономичность котла (температуру уходящих газов).

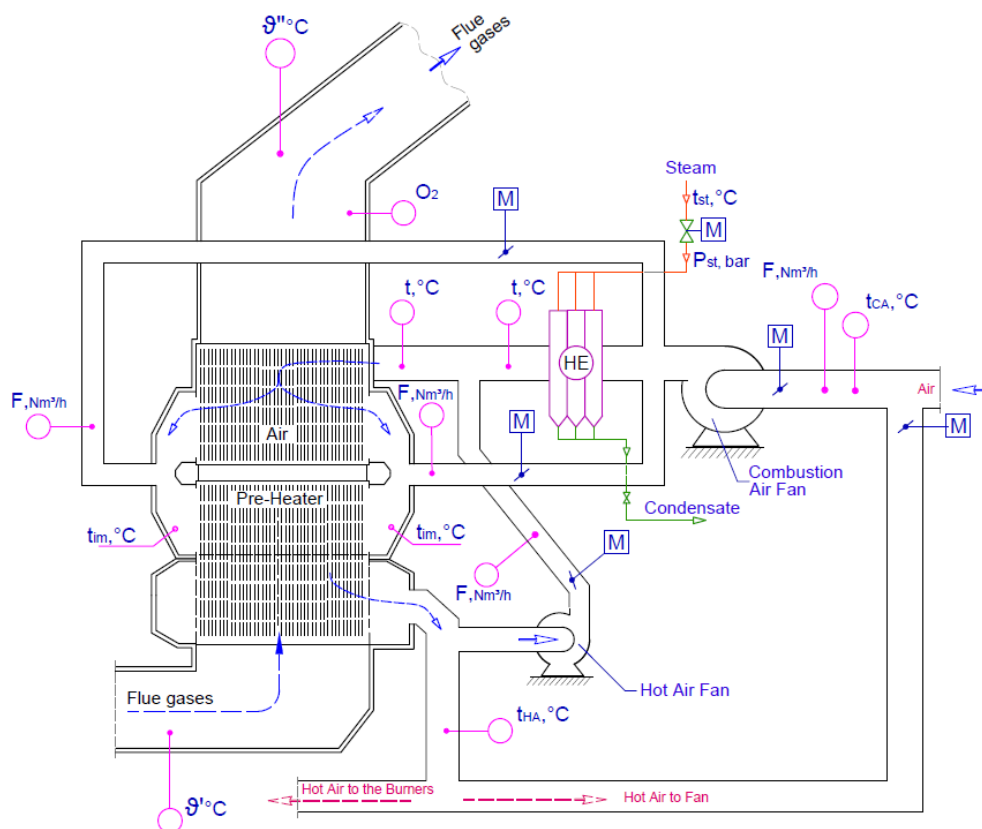


Рисунок 3. Технологическая схема подогрева воздуха на сланце-газовом котле ст. № 7

Обобщая опыт реконструкции схемы предварительного подогрева воздуха реконструированных котлов Северной ЭС последовательно от котла ст. № 5 к котлу ст. № 7, можно сделать некоторые выводы. На всех котлах применяется калориферный подогрев воздуха и перепуск холодного воздуха в более горячие кубы ТВП. Первоначально для большей надежности (чтобы холодный воздух гарантировано попадал на горячие трубы) на котле ст. № 5 перепуск был осуществлен в третий куб. В результате такой организации потоков часть воздуха вообще не охлаждает первые два куба. Испытания, выполненные на этом котле, а также результаты уточненных расчетов показали, что большую эффективность будет иметь подача части холодного воздуха во второй куб, что и было реализовано на котле ст. № 6. Это повысило эффективность работы ТПВ и снизило температуру уходящих газов несколько больше, чем на котле ст. № 5, при сохранении той же надежности работы труб (температура стенок выше температуры точки росы). И, наконец, на котле ст. № 7 ко всему уже внедренному на котле ст. № 6 был добавлен вентилятор принудительной рециркуляции горячего воздуха. Это увеличило гибкость схемы – нагревать воздух перед ТВП стало возможным как за счет паровых калориферов, так и за счет рециркуляции горячего воздуха, что также повысило экономичность котла.

В результате внедрения предложенной схемы подогрева воздуха котел ст. № 5 работает с сентября 2014 года без каких-либо повреждений труб ТВП. Для сравнения аналогичные газовые котлы без организации предварительного подогрева воздуха на входе в ТВП (температура воздуха не более 80 °С) уже после полугода эксплуатации имеют прокорродировавшие трубы холодного куба, которые приходится отглушать.

В феврале 2015г. закончена реконструкция сланце-газового котла ст. № 7. Испытания показали возможность подогрева воздуха на входе в первый пакет ТВП до 130 °С и обеспечение температуры уходящих дымовых газов – не более 200–210 °С. При этих параметрах обеспечивается надежная работа ТВП и эффективность котла в целом.

Дальнейшее усовершенствование схемы подогрева воздуха на котлах, сжигающих два вида топлива с существенно разной теплотой сгорания (как, например, генераторный и полукоксовый газ), может быть связано с комбинированием парового и экономайзерного подогрева воздуха перед ТВП. Как видно из рисунка 1, в результате реконструкции котлов была значительно увеличена экономайзерная поверхность. Это, в первую очередь, было необходимо для режимов сжигания низкокалорийного генераторного газа. При сжигании низкокалорийного газа температуры по газовому тракту снижаются и большая часть теплообмена переносится на хвостовые поверхности. Степень кипения экономайзера повышается, иногда даже выше

рекомендуемой нормами. В этом случае часть тепла экономайзера имеет смысл перенести в водяной калорифер подогрева воздуха перед ТВП, заменив тем самым тепло парового калорифера. При сжигании высококалорийного газа теплообмен будет более интенсивно проходить в топке и пароперегревателе, температура дымовых газов в экономайзере и температура уходящих газов будет достаточно низкой. В этом случае целесообразно в большей степени нагружать паровой калорифер для повышения температуры воздуха на входе в ТВП.

На рис. 4 представлена схема комбинированного подогрева воздуха перед ТВП с использованием тепла экономайзера, парового калорифера и рециркуляции горячего воздуха.

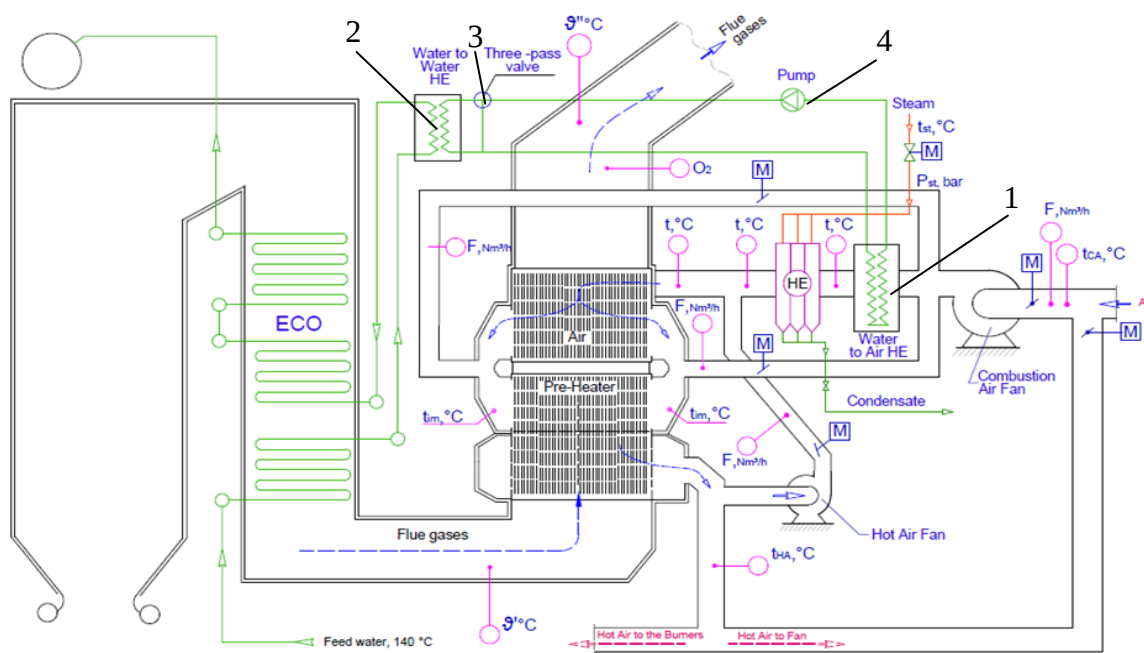


Рисунок 4. Схема комбинированного предварительного прогрева воздуха перед ТВП с использованием тепла экономайзера, парового калорифера и рециркуляции горячего воздуха: 1 – водяной калорифер; 2 – промежуточный теплообменник; 3 – трехходовой кран; 4 – насос

В отличие от уже реализованной на котле ст. № 7 схемы, между ВД и паровым калорифером предлагается установить водяной калорифер (1), тепло в который подается из экономайзера. Нагрев воды в контуре водяного калорифера происходит в промежуточном теплообменнике (2), включенном в пароводяной тракт котла в рассечку между ступенями экономайзера. Давление в контуре водяного калорифера может быть существенно меньше, чем давление в контуре котла. Регулирование температуры подогрева воздуха осуществляется изменением количества тепла отбираемого от экономайзера в промежуточном теплообменнике (2) за счет перепуска части воды через трехходовой кран (4) мимо теплообменника (2).

1. Реконструкция котлов БКЗ-75-39ФСл, входящих в состав Северной электростанции сланцеперерабатывающего предприятия VKG AS, позволила решить проблему энергетической утилизации побочных продуктов сланцепереработки – генераторного и полукоксового газов. Однако в результате перевода котлов на сжигание этих высокосернистых топлив участились повреждения поверхностей нагрева трубчатых воздухоподогревателей из-за низкотемпературной коррозии.

2. Разработанные и реализованные схемы подогрева воздуха на котлах ст. №№5–7 позволяют повысить надежность ТВП практически без ухудшения эффективности работы котла в целом. На всех котлах были использован калориферный подогрев воздуха и перепуск холодного воздуха в более горячие кубы ТВП. В схему котла ст. № 7 дополнительно был включен вентилятор принудительной рециркуляции горячего воздуха, что обеспечило нагрев воздуха перед ТВП как за счет паровых калориферов, так и за счет рециркуляции горячего воздуха в различных пропорциях.

3. Предложена усовершенствованная схема предварительного подогрева воздуха перед ТВП котлов, сжигающих высокосернистые газы сланцепереработки с существенно различающейся теплотой сгорания.

Список литературы

1. Сидоркин В.Т., Тугов А.Н., Супранов В.М. и др. Опыт реконструкции котлов БКЗ-75-39 ФСл для сжигания продуктов сланцепереработки // Энергетик. 2014. – № 2. – С. 68–70.

MEASURES FOR PREVENTING CORROSION IN TUBULAR AIR PRE-HEATERS OF STEAM BOILERS DURING TRANSITION TO HIGH SULFURIC GASEOUS FUEL COMBUSTION

V.T. SIDORKIN*, A.N.TUGOV**, K.G. BERSENEV*

*ENTEH Engineering AS, Estonia

***Joint-stock company «All-Russia Thermal Engineering Institute», Moscow
Annotation: Practice of boilers' re-construction for oil shale and oil shale processing by-products combined combustion. Implemented measures for preventing of sulfuric corrosion of air pre-heaters described.*

Key words: Steam boilers, oil shale, oil shale processing gaseous by-products, tubular air pre-heater, acid dew point, low-temperature sulfuric corrosion

**ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ,
ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ, ПОЛУЧЕННЫХ
ИЗ СЕРНИСТЫХ НЕФТЕЙ**

Р.Р. ВИЛДАНОВ, В.П. ТУТУБАЛИНА

ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет»,
г. Казань

Аннотация. Исследовано влияние концентрации сернистых соединений в трансформаторном масле на его эксплуатационные свойства. Показано, что сернистые соединения в идентичных условиях проведения эксперимента оказывают большую ингибирующую способность по отношению к углеводородам по сравнению с ионолом, взятых в таких же концентрациях. Найдена оптимальная концентрация сернистых соединений в трансформаторном масле обеспечивающие высокие эксплуатационные свойства.

Ключевые слова: Трансформаторное масло, пробивное напряжение, концентрация серы, термическая стабильность

Анализ развития российской энергетики за последние десятилетия показывает, что несмотря на экономический спад производства, отечественная энергетика по реализации научно–технического прогресса не уступает передовым промышленно развитым странам. Свидетельством тому являются достижения энергетиков в создании, освоении и техническом перевооружении энергоблоков на сверхкритические параметры мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт и теплофикационных энергоблоков 175–250 МВт.

Основное отечественное оборудование по своему техническому уровню не уступает зарубежным аналогам, а по некоторым позициям и превосходят последние. Котельные установки, турбогенераторы, трансформаторы и генераторы электрического тока по конструкциям, тепловым схемам, основным технологическим и проектным решениям гарантируют развитие промышленности и стабильное обеспечение всего хозяйства тепловой и электрической энергией.

Для нормального функционирования энергетических предприятий необходимо ввести около 80 млн. кВт генерирующих мощностей на новых и модернизируемых электрических станциях, охватывающих всю территорию России, в том числе десятки тысяч маслonaполненных

электрических аппаратов высокого напряжения. Рассматривая в этом аспекте надёжность электроснабжения промышленных объектов и населённых пунктов, следует отметить, что последняя во многом определяется физико-химическими эксплуатационными свойствами трансформаторного масла, выполняющего роль жидкой изоляции электрических маслonaполненных установок. В этом случае масло является основной изолирующей средой и определяет электрическую прочность всей конструкции энергетической установки. В этой связи основным требованием, предъявляемым к трансформаторным маслам, являются высокая электрическая прочность, стабильность против окисления, газостойкость в электрическом поле и низкие диэлектрические потери. Поэтому трансформаторное масло, используемое в электрических аппаратах в качестве теплоотводящей и изолирующей среды, должно обладать высокими эксплуатационными характеристиками в условиях работы его в электрическом поле высокой напряжённости и повышенных температур. Вместе с тем, во всем мире наметилась тенденция добычи и переработки сернистых нефтей, содержащих в своем составе свыше 5 % серы. В настоящее время доля добываемых сернистых нефтей в мировом балансе достигла 80 % и неуклонно возрастает [1, 2, 3]. Оценка технико-экономической эффективности использования сернистых нефтей характеризуется сравнительно невысоким качеством получаемых из них нефтепродуктов, например, трансформаторных масел, и требуют на очистку для повышения их эксплуатационных качеств дополнительных затрат. В этой связи большое значение приобретает исследование влияния сернистых соединений на эксплуатационные свойства трансформаторного масла, производимого из сернистых нефтей. В этой связи необходимо изучить влияние параметров, обеспечивающих высокую термическую стабильность трансформаторного масла в электрическом поле высокой напряжённости и повышенных температурах, а также проанализировать взаимосвязь термической стабильности масла с его электрическими показателями и установлением оптимальной концентрации сернистых соединений в масле.

Разработка трансформаторного масла с повышенным содержанием серы обеспечивает высокую стабильность к окислению и электрические показатели в натуральных условиях эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования и позволяет расширить сырьевую базу производства нефтяных трансформаторных масел.

В современном трансформаторном оборудовании высших классов напряжения в качестве теплоотводящей и изолирующей среды используется нефтяное трансформаторное масло. В маслonaполненных электрических аппаратах трансформаторное масло работает в условиях

электрического тока рабочей напряженности и высоких температур, что ускоряет процесс термохимического и электрического старения, приводящее к снижению эксплуатационных характеристик масла, что связано с изменением его молекулярного состава. Вместе с тем в соответствии с ГОСТ 982–80, ТУ 38.101.1025–85 и ТУ 38.401.657–85 срок службы трансформаторных масел в маслонаполненных электрических аппаратах должен составлять не менее 10 лет. Для повышения продолжительности эксплуатации трансформаторного масла в электрооборудовании тепловых электрических станций принципиально важным вопросом является определение его оптимального состава. Поэтому было изучено влияние количества сернистых соединений в трансформаторном масле на его термическую стабильность к окислению, в условиях эксплуатации масла в электрическом поле высокой напряженности и повышенных температурах.

Увеличение добычи и переработки сернистых нефтей выдвинуло проблему теоретического и экспериментального исследования зависимости эксплуатационных свойств трансформаторного масла от концентрации в нем сернистых соединений.

В этой связи настоящее исследование посвящено изучению влияния концентрации сернистых соединений в трансформаторном масле на его эксплуатационные свойства в электрическом поле напряженностью 30 кВ/см в температурном интервале от 20–130 °С. В качестве объекта исследования использовали трансформаторное масло селективной очистки ТС содержащее в своем составе 0,91 % серы. Концентрацию серы в масле изменяли при помощи метода адсорбционной хроматографии его на оксиде алюминия.

Изучение термической стабильности трансформаторного масла в зависимости от концентрации сернистых соединений, содержащихся в масле, проводили в приборе для окисления, описанным в литературе [4] в электрическом поле в присутствии гетерогенного катализатора – медных и железных пластинок размером 2 * 1,5 см, которые усиливают окисление углеводородов трансформаторного масла. Термическую стабильность трансформаторного масла к окислению изучали в течение 44 часов, поскольку данной продолжительности пребывания трансформаторного масла в электрическом поле напряженности 30 кВ/см достаточно для проведения дифференцирования термоокислительной способности углеводородов и сернистых соединений масла. Выбранная продолжительность окислительного превращения сернистых соединений и углеводородов трансформаторного масла позволяет получить стабильные результаты вследствие одинаковости протекания процесса окисления углеводородов и сернистых соединений на всех стадиях. Кроме того,

данная продолжительность пребывания трансформаторного масла в реакционной зоне выбрана в соответствии с ГОСТ 981-75.

Степень окисления сернистых соединений и углеводородов трансформаторного масла оценивали по расходу кислорода, который рассчитывали на 100 г масла. Для получения достоверных результатов окислительного превращения сернистых соединений и углеводородов трансформаторного масла в электрическом поле высокой напряженности в каждой конкретной точке было проведено по три параллельных эксперимента.

Образцами исследования служили трансформаторные масла селективной очистки марки ТС с различным содержанием серы. В исследуемых образцах количество серы варьировалось в широком диапазоне от 0,01 % до 0,91 %.

В процессе проведённого исследования было изучено влияние концентрации сернистых соединений, содержащихся в исследуемых образцах трансформаторного масла на поглощение кислорода воздуха. Термическую стабильность масла к окислению изучали при температуре 95 °С в течении 44 часов по ГОСТ 982–80. Для приближения условий проведения эксперимента в лабораторных условиях к натурным все исследования проводили в электрическом поле 30 кВ/см и при температуре 95 °С.

В соответствии с экспериментальными данными концентрация сернистых соединений в трансформаторном масле селективной очистки ТС оказывает большое влияние на его термическую стабильность, о чем свидетельствует количество поглощенного воздуха, при разной концентрации серы в масле.

Следует отметить, что с повышением концентрации серы в масле от 0,01 % до 0,47 % происходит повышение термической стабильности масла, так как в этом случае наблюдается уменьшение количества поглощенного воздуха маслом ТС. Дальнейшее увеличение концентрации серы в масле ТС от 0,47% до 0,91 % приводит к снижению термической стабильности масла, поскольку происходит повышение количества поглощённого кислорода маслом ТС.

Из проведённых экспериментальных данных следует отметить, что наибольшей термической стабильностью обладает масло с концентрацией 0,47 % серы. Поскольку при такой концентрации поглощается минимальное количество кислорода воздуха.

Термическая стабильность масла к окислению находится в непосредственной связи с его электрическими показателями. Одной из важных характеристик трансформаторного масла является его способность проводить электрический ток. Электропроводность нефтяного трансформаторного масла обуславливается в основном наличием продуктов окисления

масла. К продуктам окисления масла относятся вода, кислоты, смолистые вещества и различного типа твердые осадки.

Повышение электропроводности трансформаторного масла ухудшает его эксплуатационные свойства. Наименьшей электропроводностью обладает трансформаторное масло, содержащее в своем составе 0,47 % серы. Наибольшими значениями электропроводности характеризуется масло с содержанием 0,91 % серы. Масла с содержанием серы 0,70 % и 0,05 % по величинам электропроводности занимают промежуточное значение.

Таким образом, проведённые экспериментальные исследования позволили установить взаимосвязь между термической стабильностью масла и его электропроводностью. Численные значения тангенса угла диэлектрических потерь позволили выявить, что присутствующие в трансформаторном масле продукты окисления углеводородов и вода способствуют возрастанию диэлектрических потерь в масле.

Диэлектрические потери в трансформаторном масле имеют минимальное значение при содержании серы 0,47 % серы. Увеличение или уменьшение количества серы в масле от оптимального (0,47 %) сопровождается возрастанием тангенса угла диэлектрических потерь и снижением диэлектрических характеристик масла.

В результате проведения сравнительного анализа термической стабильности трансформаторного масла и тангенса угла диэлектрических потерь установлено, что кислоты, вода и твердый осадок, образующиеся в процессе окислительного превращения углеводородов масла, способствуют увеличению тангенса угла диэлектрических потерь.

Результаты измерения тангенса угла диэлектрических потерь, приведённые в таблице, показывают, что диэлектрические потери в трансформаторном масле непосредственно связаны с термической стабильностью масла к окислению в электрическом поле напряженностью 30 кВ/см. С повышением термической стабильности масла и снижением количества поглощённого кислорода, кислотного числа и образовавшегося осадка диэлектрические потери в масле уменьшаются.

Повышение тангенса угла диэлектрических потерь, а соответственно и электропроводности трансформаторного масла связано с концентрацией сернистых соединений в масле. В процессе исследования было установлено, что при концентрации сернистых соединений в масле, равной 0,47 % наблюдаются самые низкие диэлектрические потери в масле и значения его электропроводности.

Тангенс угла диэлектрических потерь зависит от температуры, поскольку с повышением температуры происходит повышение диэлектрических потерь в масле.

Таким образом, трансформаторное масло ТС с содержанием 0,47 % серы обладает значительно более высокими эксплуатационными показателями по сравнению с маслами ГК и ТС, содержащими в своём составе ионол в количестве 0,47 %, что позволяет предложить в качестве антиокислительной добавки к маслам сернистые соединения в количестве 0,47 %.

На основании экспериментальных данных была установлена взаимосвязь между термической стабильностью трансформаторного масла и его электрическими характеристиками в электрическом поле напряжённостью 30 кВ/см.

Экспериментально обоснована оптимальная концентрация сернистых соединений в трансформаторном масле, которая в перерасчёте на общую серу составила 0,47 %. Показано, что сернистые соединения, введённые в таком количестве в масло, улучшают его эксплуатационные характеристики.

Список литературы

1. Добрянский А.Ф. Химия нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – С. 27–59.
2. Романова Е.Г. Глубокая переработка нефти // Нефтехимия. 1996. Т. 27. № 7. – С. 578–583.
3. Жидкие углеводороды и нефтепродукты / под ред. М.И. Шахпаронова, Л.П. Филлипова, – М.: Московский Университет, 1989. – с. 174–183.
4. Вилданов Р.Р., Тутубалина В.П. Установка для диагностики трансформаторного масла. Известия вузов Проблемы энергетики. 2006, №9–10, – С. 105–108

QUALITY TRANSFORMER OIL USED IN THERMAL POWER PLANTS AND SUBSTATIONS OBTAINED FROM SOUR CRUDE

R.R.VILDANOV, V.P. TUTUBALINA

FSBEI HPE "Kazan Power-Engineering University" Kazan

Annotation. The effect of the concentration of sulfur compounds in transformer oil at its operating properties. It has been shown that sulfur compounds in identical experimental conditions have greater inhibitory capacity with respect to hydrocarbons compared to ionol taken at the same concentrations. The optimum concentration of sulfur compounds in transformer oil to ensure high performance.

Keywords: transformer oil breakdown voltage, the concentration of sulfur, thermal stability

РАЗРАБОТКА И ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ МОДЕРНИЗИРОВАННОГО ПАРОСТРУЙНОГО ЭЖЕКТОРА ДЛЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

**А.Ю. РЯБЧИКОВ, К.Э. АРОНСОН, Ю.М. БРОДОВ, Н.В. ЖЕЛОНКИН,
Д.В. БРЕЗГИН, И.Б. МУРМАНСКИЙ**

**ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого
Президента России Б.Н.Ельцина», г. Екатеринбург**

Аннотация. Представлено обоснование и результаты разработки методик конструкторского и поверочного расчетов многоступенчатых пароструйных эжекторов. Изложены особенности конструкции эжекторов ЭП-3-3 для турбин Т-250/300-240 УТЗ и технические решения по их модернизации. Показаны обобщенные результаты по испытаниям модернизированных эжекторов ЭП-3-3М.

Ключевые слова: эжектор, модернизация, повышение надежности.

Исследованию особенностей термо- и газодинамических процессов в пароструйных эжекторах посвящено большое количество экспериментальных и теоретических работ как зарубежных, так и отечественных исследователей [1–13]. Основная задача этих исследований – разработка многоступенчатых пароструйных эжекторов. Промышленные испытания модернизированных эжекторов, проводимых в рамках настоящего исследования, имели целью уточнение существующих методик расчета эжекторов и разработки новых высокоэффективных аппаратов.

В настоящее время существуют три направления в расчете пароструйных эжекторов. Одно из них (теоретическое) основано на раздельном рассмотрении процессов расширения, смешения и сжатия потоков с детальной количественной оценкой потерь на каждом этапе. Для описания происходящих процессов используются обычные термодинамические зависимости истечения газов и паров. Такая теория впервые изложена Каула и Робинзоном применительно к эжекторам конденсационных установок паровых турбин. Ряд уточнений к ней затем был сделан А.А. Радцигом и М.И. Яновским. В дальнейшем теория была развита и систематизирована А.М. Казанским, В.П. Блюдовым [1]. Детальное рассмотрение процессов в отдельных элементах проточной части эжектора (сопло, камера смешения, диффузор) является достоинством методов первого направления, вносящим, однако, большие усложнения. В тоже время, ряд допущений настолько снижает точность, что громоздкость этих методов становится неоправданной.

Отличительная черта другого направления (полуэмпирическое) – отказ от детальной оценки процессов в отдельных частях проточной части эжектора и применение в расчете газодинамических функций [3, 4, 7, 10]. Авторы этих методик выводят расчетные уравнения для установления зависимости между геометрическими и газодинамическими параметрами в двух основных сечениях эжектора: на выходе из сопла и в цилиндрической камере смешения диффузора. В этих работах выводятся расчетные уравнения, в том числе с использованием достижений газовой динамики [6], моделируется на этой основе физическая сущность процессов в пароструйном эжекторе (предельные режимы), исследуются переменные режимы (характеристики) как одноступенчатого, так и многоступенчатого эжектора, определяется наиболее экономичный (предельный) режим. Принимая, что в двух сечениях проточной части эжектора – в узком сечении сопла и в цилиндрической части диффузора реализуются критические (со скоростью звука) режимы течения газов, рассчитывается соотношение площадей данных проходных сечений. Определение осевых размеров струйных насосов проводится с помощью экспериментальных данных, путем введения различных поправочных коэффициентов. Такой подход существенным образом отличает его от первого направления. По этой причине методы второго направления пригодны лишь для расчета тех режимов и конструкций эжекторов, для которых известны необходимые эмпирические величины.

Учитывая сложность газодинамических процессов в сверхзвуковом эжекторе, авторы третьего направления (эмпирического) отказываются от выводов громоздких расчетных уравнений. Эмпирическая методика расчета, основанная на результатах исследования большого количества пароструйных эжекторов, наиболее полно разработана Вигандом [14]. Он установил, что расход пара в эжекторе зависит от трех величин: давления рабочего пара (p_0), давления пара на выходе из сопла (p_1) и давления сжатой смеси (p_4). Для практических целей удобнее выразить расход пара в зависимости от соотношений между этими величинами, а именно – от степени расширения $E = p_0/p_1$ пара в сопле и степени сжатия $\varepsilon = p_4/p_1$ парогазовой смеси в эжекторе. Следовательно, коэффициент эжекции, равный отношению расхода эжектируемой парогазовой смеси к расходу рабочего пара, определяется:

$$u_\varepsilon = f(E, \varepsilon)$$

Из этого выражения следует, что геометрически подобные эжекторы при одинаковых рабочих условиях имеют одинаковые рабочие характеристики.

Ещё одним примером эмпирического подхода является приведённая в [12] методика проектирования пароструйных эжекторов, основанная на большом экспериментальном материале.

Достоинством эмпирических методов является простота расчета и надежность, а недостатком – ограниченность их применения в диапазонах исследованных конструкций и режимов эжекторов.

В Уральском федеральном университете (УрФУ) разработана методика расчета пароструйных эжекторов, основанная на численном моделировании газодинамических процессов, происходящих в проточной части пароструйного аппарата эжектора, в частности – формирование струи, выходящей из сопла в виде «бочки», профиль и расположение которой в диффузоре определяет коэффициент инжекции и, соответственно, производительность эжектора. В методике имеются неопределенности, связанные с эффективностью промежуточного охладителя. В расчетах закладывалась доля пара, сконденсировавшаяся в промежуточном охладителе, от 75 до 95 %.

Для проверки методики расчета пароструйных эжекторов были проведены испытания модернизированных головных образцов эжекторов ЭП-3-3М теплофикационных турбин УТЗ большой мощности типа Т-250/300-240. Модернизированные эжектора ЭП-3-3М были установлены на турбины Московской ТЭЦ-23 (г. Москва) и Южной ТЭЦ-22 (г. Санкт-Петербург).

Эжектор ЭП-3-3 (рис. 1) представляет собой пароструйный насос с тремя ступенями сжатия и тремя охладителями паровоздушной смеси, размещенными в одном корпусе [16].

В паровое пространство корпуса поделено перегородками (1) на 3 ступени. По мере движения паровоздушной смеси (ПВС) в ступенях эжектора ее давление постепенно повышается от давления в конденсаторе до примерно 110 кПа на выхлопе эжектора. Трубная система эжектора выполнена из горизонтальной трубной доски (2), в которой крепятся U-образные трубки охладителей и специальных кожухов (3), для уменьшения перетоков ПВС помимо охладителя. Трубная доска устанавливается на нижнюю водяную камеру.

Многолетняя эксплуатация эжектора ЭП-3-3 выявила ряд существенных недостатков данной конструкции эжектора, в частности, перетоки паровоздушной смеси между ступенями под перегородками, что существенно ухудшало характеристику эжектора. Со временем специальный кожух на охладителях разрушался и повреждал периферийные ряды теплообменных трубок.

В настоящее время УТЗ разработал и выпускает эжектора ЭПО-3-135, ЭПО-3-200 с выносными охладителями [16].

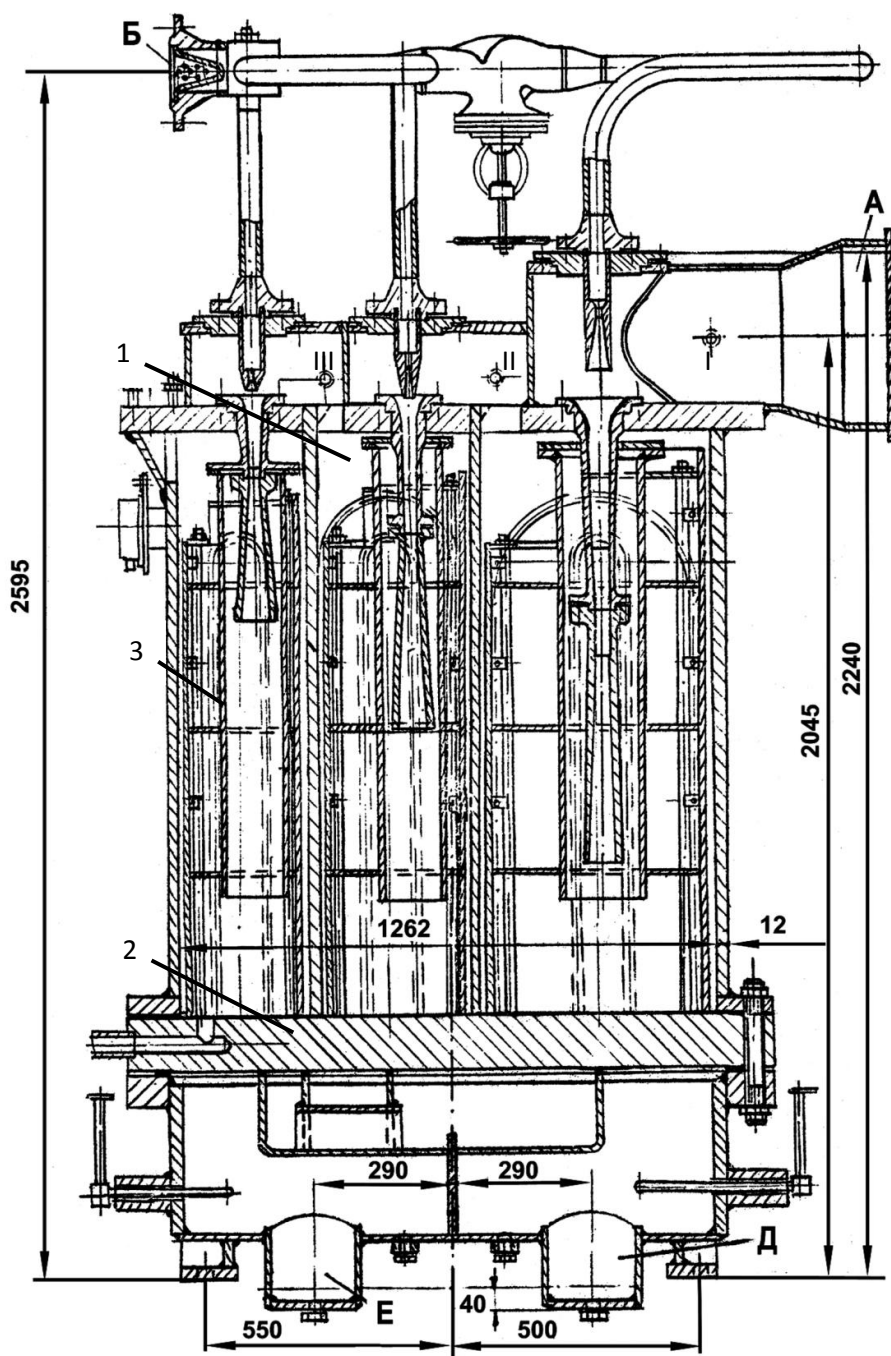


Рисунок 1. Эжектор ЭП-3-3 ТМЗ:

А – вход паровоздушной смеси, Б – подвод рабочего пара, Д, Е – вход, выход охлаждающей воды; I, II, III – ступени эжектора; 1 – перегородки парового пространства, 2 – трубная доска, 3 – кожух охладителя.

Установка новых типов эжекторов, таких как ЭПО-3-200 или ЭП-3-135, взамен отработавших свой ресурс ЭП-3-3, требует изменения обвязки трубопроводами эжектора (подвод/отвод рабочего пара, охлаждающего конденсата, а также изменение гидрозатворов на сливах конденсата из ступеней эжектора в конденсатор), что приводит к большим затратам. В УрФУ разработан проект модернизации серийного эжектора с

заменой трубной системы и соплового аппарата, при этом не требуется никаких дополнительных затрат на замену эжектора.

Модернизированные эжекторы ЭП-3-3М были установлены на турбинах Т-250/300-240 УТЗ ст. № 5, ст. № 6 Московской ТЭЦ-23 и ст. № 1 Южной ТЭЦ-22 (г. Санкт-Петербург).

Модернизация эжекторов ЭП-3-3 включала в себя:

- замену трубной системы (площадь поверхности теплообмена охладителей увеличена на 20÷50 % по сравнению с серийным эжектором и применены профилированные коррозионностойкие (материал 08X18H10T ГОСТ 5632–72) трубки $\varnothing 16 \times 1,0$ мм, концы трубок развальцованы в трубной доске с применением специального способа крепления трубок в трубной доске) [17].;

- замену сопел и диффузоров на новые, рассчитанные и спроектированные сотрудниками кафедры «Турбины и двигатели» Уральского федерального университета.

Для проверки технических решений по модернизации эжекторов проведены их испытания в промышленных условиях.

Методика проведения испытаний соответствовала рекомендациям [2, 13].

Давление в ступенях эжектора измерялось с помощью электронного вакуумметра СДВ, с диапазонами измерения от 0 до 10 кПа для первой ступени, от 0 до 40 кПа для второй и от 0 до 63 кПа для третьей, погрешность измерений $\pm 0,01$ %.

Измерение температуры дренажа пара первой и второй ступеней эжектора, конденсата на входе и выходе из охладителей эжектора, а также температуры паровоздушной смеси на выхлопе эжектора проводились с помощью инфракрасного пирометра с диапазоном измерения – 20...+300 °С и погрешностью ± 2 °С.

Давление рабочего пара определялось штатными манометрами с диапазоном измерения от 0 до 1 МПа и ценой деления 0,02 МПа. Класс точности равен 2,5.

Испытания проводились на работающей турбине. Вакуум в конденсаторе поддерживался двумя основными эжекторами ЭП-3-3М. У третьего эжектора ЭП-3-3М закрывалась задвижка на трубопроводе подачи паровоздушной смеси из конденсатора к эжектору.

Давление рабочего пара на испытываемый эжектор изменялось от 0,5 до 0,8 МПа.

Во время испытаний расход впускаемого воздуха изменялся от 0 до 185 кг/ч путем замены калиброванных шайб на специальном штуцере [7].

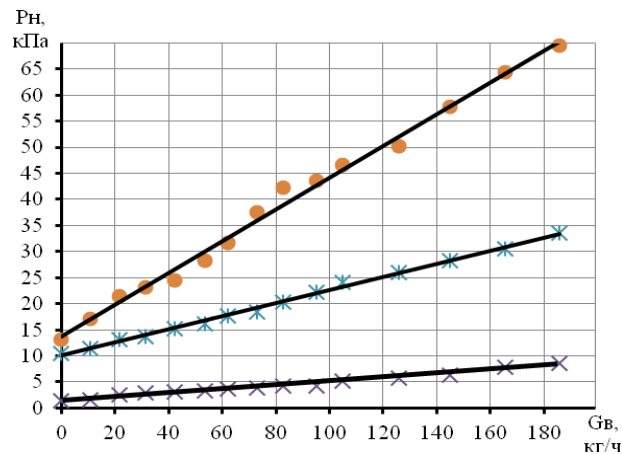
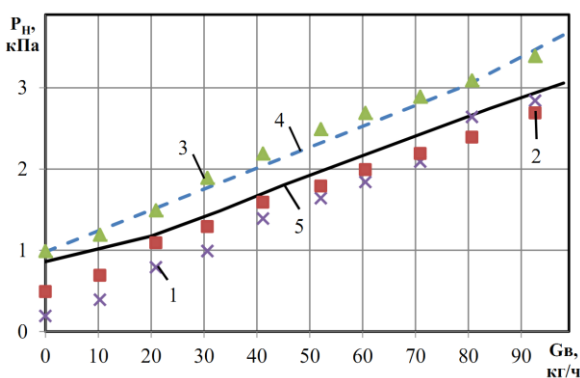


Рисунок 2. Характеристики ступеней эжектора ЭП-3-3М на сухом (атмосферном) воздухе при $P = 0,7$ МПа, $t_{\text{охл.кон.}} = 42$ °С — I ступень — II ступень — III ступень

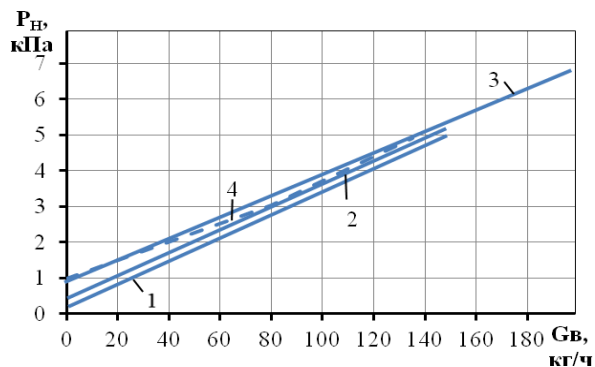
На рис. 2 представлены характеристики модернизированного эжектора ЭП-3-3М, полученные на Южной ТЭЦ-22.

Видно, что рабочая характеристика первой ступени начинается с давления 1,3 кПа, расход воздуха 185 кг/ч соответствует давлению 8,6 кПа, при дальнейшем увеличении расхода воздуха происходило резкое увеличение давления по ступеням, что соответствует «срыву» эжектора.

На рис. 3 представлены характеристики первой ступени эжектора ЭП-3-3М МТЭЦ-23 при различных давлениях рабочего пара. При увеличении давления рабочего пара от 0,5 до 0,8 МПа давление всасывания первой ступени возрастает на 0,3...0,7 кПа (рис. 3 а). При этом длина характеристики удлиняется на 40...45 кг/ч (рис. 3 б).



а)



б)

Рисунок 3. Характеристика I ступени эжектора ЭП-3-3М на сухом (атмосферном) воздухе при различных давлениях рабочего пара (а – влияние давления рабочего пара на давление всасывания эжектора, б – влияние давления рабочего пара на длину характеристики первой ступени). Эжектор ЭП-3-3М $t_{\text{охл.кон.}} = 37...39$ °С: 1 – 0,55 МПа, 2 – 0,6 МПа, 3 – 0,8 МПа; 5 – расчет; 4 – контрольная (заводская) характеристика ЭП-3-3 УТЗ при 0,5 МПа и $t_{\text{охл.кон.}} = 26$ °С

Серийный эжектор типа ЭП-3-3 должен обеспечивать отсос 135 кг/ч воздуха из конденсатора турбины в пределах своей рабочей характеристики. Номинальное давление рабочего пара для эжектора ЭП-3-3 составляет $p_0 = 0,5$ МПа, расход рабочего пара 850 кг/ч.

По результатам испытаний можно сделать следующие основные выводы:

1. оптимальное давление рабочего пара на модернизированных эжекторах ЭП-3-3М рекомендуется поддерживать в диапазоне 0,55...0,6 МПа, при этом давление всасывания I ступени располагается ниже контрольной заводской характеристики эжектора ЭП-3-3 на 0,3...0,7 кПа;

2. характеристика первой ступени модернизированного эжектора на сухом (атмосферном) воздухе расположена на 0,3...0,7 кПа ниже, чем характеристика серийного эжектора, при близких значениях давления рабочего пара и расхода. Это позволяет в ряде режимов работы турбины (при низкой температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор и небольшом, ниже номинальной величины количестве пара в конденсатор) поддерживать с помощью модернизированного эжектора более глубокий вакуум в конденсаторе;

3. производительность модернизированного эжектора по сухому (атмосферному) воздуху при оптимальном давлении рабочего пара достигает 145 кг/ч, т.е. больше, чем у серийного аппарата.

Для отладки алгоритма расчета, разработки и проектирования усовершенствованных паровых эжекторов необходимо проведение дальнейших испытаний с оценкой эффективности промежуточных охладителей эжектора.

Исследования проводились в рамках выполнения НИОКР по договору с Министерством образования и науки РФ «Повышение эффективности и надежности теплообменного оборудования энергопотребляющих и энергогенерирующих установок».

Работа выполнена при финансовой поддержке постановления № 211 Правительства Российской Федерации, контракт № 02.А03.21.0006.

Список литературы

1. Блюдов В.П. Конденсационные устройства паровых турбин / В.П. Блюдов // М. – Л.:Госэнергоиздат, 1951. – 207 с.
2. Берман Л.Д. Воздушные насосы конденсационных установок паровых турбин / Л.Д. Берман Л.Д., Н.М. Зингер. М.;Л.: Госэнергоиздат, 1962. – 96 с.

3. Соколов Е.Я. Струйные аппараты / Е.Я. Соколов, Н.М. Зингер // М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.
4. Робожев А.В. Методика расчета многоступенчатых пароструйных эжекторов / А.В. Робожев // МЭИ, учебное пособие для Вузов. М., 1965. – 76 с.
5. Дейч М.Е. Техническая газодинамика / М.Е. Дейч // М.: Энергия, 1974. – 345 с.
6. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика / Г.Н. Абрамович // М.: Наука, 1991. – 600 с.
7. Методические указания по расчету и проектированию пароструйных эжекторов конденсационных установок турбин ТЭС и АЭС / А.И. Белевич // РД 34.30.105. М.: Минэнерго СССР, 1985. – 53 с.
8. Белевич А.И. Разработка и внедрение методов расчета парозежекторных установок конденсаторов паровых турбин / Белевич А.И. // Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук, М.: ВТИ им. Ф.Э.Дзержинского, 1986. – 188 с.
9. Щукин В.К. Газоструйные компрессоры / В.К. Щукин, И.И. Колмогоров // М.: Машгиз, 1963. – 146 с.
10. Успенский В.А. Струйные вакуумные насосы / В.А. Успенский, Ю.М. Кузнецов // М.: Машиностроение, 1973. – 144 с.
11. Цейтлин А.Б. Пароструйные вакуумные насосы // А.Б. Цейтлин // М.–Л.: Энергия, 1965. – 400 с.
12. Шкловер Г.Г. Исследование и расчет конденсационных установок паровых турбин / Г.Г. Шкловер, О.О. Мильман. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 240 с.
13. РД 34.30.302–87 Методические указания по испытанию и эксплуатации пароструйных эжекторов конденсационных установок турбин ТЭС и АЭС / Белевич А.И. // М.: Минэнерго СССР, 1990. – 40 с.
14. Wiegand, J. Anwendung und Konstruktion von Dampf- und Gasstrahlapparaten / J Wiegand // Vortrag auf dem 93. Dachema – Kolloquium am 16.02.1962 in Frankfurt am Main Chemie-Ingenieur-Technik 34 (1962). Nr. 6. S. 448/449.
15. Берман Л.Д. Расчет поверхностных теплообменных аппаратов / Л.Д. Берман, С.Н. Фукс // Теплоэнергетика. 1959. №7. – С.74–84.
16. Баринберг Г.Д. Паровые турбины и турбоустановки Уральского турбинного завода / Г.Д. Баринберг, Бродов Ю.М., Гольдберг А.А., Иоффе Л.С., Кортенко В.В., Новоселов В.Б., Сахнин Ю.А. Екатеринбург: «Априо», 2010. – 488 с.
17. Бродов Ю.М. Повышение эффективности и надежности теплообменных аппаратов паротурбинных установок: 4-е изд., перераб. и

доп. / Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, В.И. Брезгин, С.Н. Блинков, В.К. Купцов, М.А. Ниренштейн, П.Н. Плотников, А.Ю. Рябчиков, С.И. Хае́т, Д.В. Брезгин, Н.В. Желонкин, Г.А. Локалов; под общ. ред. Ю.М. Бродова. Екатеринбург: ООО «УИПЦ», УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, 2012. – 570 с.

DEVELOPMENT AND OPERATIONAL PROBATION OF UPGRADED STEAM EJECTOR FOR HIGH CAPACITY COGENERATION TURBINES

A.Yu. RYABCHIKOV, N.V. ZHELONKIN, K.E. ARONSON,
D.V. BREZGIN, I.B. MURMANSKII

Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin»,
Yekaterinburg

Annotation. The data are presented of multi-stage steam ejector research and methodology developed for its design and calculated results verification. The design features of EP-3-3 ejectors for T-250/300-240 turbine of UTZ production are shown as well as some technical solutions for their modernization. Generalized results of operational probation are given for upgraded EP-3-3M ejectors.

Key words: ejector, modernization, reliability improvement.

ТЕХНОЛОГИИ СТАБИЛИЗАЦИОННОЙ ОБРАБОТКИ ВОДЫ СИСТЕМЫ ОБОРОТНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ТЭС

С.М. ВЛАСОВ, А.Ю. ВЛАСОВА, М.А. ВОЛКОВ, А.А. ЧИЧИРОВ,
А.И. МИНИБАЕВ

ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет»,
г. Казань

Аннотация. Продемонстрировано применение химической обработки воды системы оборотного охлаждения с градирнями на тепловой электростанции. Дано описание автоматизированной системы мониторинга и управления системы оборотного охлаждения с градирнями на ТЭС. Приведены экономические показатели оптимального водно-химического режима работы системы оборотного охлаждения с градирнями на ТЭС.

Ключевые слова: тепловая электрическая станция, система оборотного охлаждения, градирня, конденсатор, компьютерные программы.

В связи с водным кодексом РФ от 01.01.2007 г., п. 4 60-й статьи на современных тепловых электрических станциях (ТЭС) устанавливаются системы оборотного охлаждения (СОО) которые представляют собой сложный комплекс охладителей циркуляционной воды с множеством проблем.

Неполадки и неисправности в работе СОО с градирнями приводят к неэкономичной работе турбин, пережогу топлива и перерасходу электроэнергии на собственные нужды, а иногда и к ограничению мощности электростанции. Они могут быть также вызваны острым дефицитом водных ресурсов, биологическими и химическими загрязнениями СОО и зарастанием системы, ограниченным диапазоном регулирования производительности циркуляционных насосов, отсутствием режимных карт эксплуатации СОО для поддержания экономичного вакуума, недолговечностью глубинных водозаборов, не поддающихся ремонту без полного останова электростанции.

Загрязнение конденсаторов турбин отложениями минерального и органического характера в результате неудовлетворительного качества охлаждающей воды приводит к ухудшению вакуума в конденсаторах и, как следствие, к значительным пережогам топлива, а в ряде случаев к ограничению мощности турбин. Кроме того, образующиеся в

конденсаторах турбин отложения интенсифицируют коррозионные процессы металла трубок.

Используемые для охлаждения конденсаторов природные воды (циркуляционная вода) содержат растворенные коллоидные и грубодисперсные вещества, а также растительные и животные организмы. Природная вода, попадая в СОО под действием специфических факторов, изменяет свой физико-химический и биологический состав, что может привести к образованию отложений в конденсаторах турбин.

Для предотвращения образования отложений в конденсаторах турбин, как правило, производят водообмен в водохранилищах–охладителях, что способствует уменьшению отложений солей на трубках конденсатора и повышению технико–экономических показателей всей станции в целом [1].

Известно, что при концентрации в охлаждающей воде способного к распаду гидрокарбоната кальция на уровне 1,0–1,5 мг-экв/л рост толщины накипи на трубных поверхностях конденсаторов составляет 0,3–0,5 мм/год, рисунок 1. При этом коэффициент теплопередачи уменьшается более чем в 3,5 раза, а гидравлическое сопротивление увеличивается до 15 %. При увеличении давления в конденсаторе на 1 кПа мощность энергоблоков на конденсационном режиме уменьшается на 0,8–0,9 %, а для турбин низкого и среднего давления – на 1,2–1,5 % [2].



Рисунок 1. Нарост отложений на затворе аванкамеры циркуляционно-насосной станции Набережно Челнинской ТЭЦ: а – шарообразные отложения белого цвета, б – расколотые шарообразные отложения белого цвета

Толщина накипи в 1 мм приводит к перерасходу топлива на ТЭС на 7 %, а перерасход топлива по этой причине на электростанциях России в среднем составляет 2 % и на некоторых ТЭС достигает 10 %.

На многих ТЭС для предотвращения образования отложений в конденсаторах турбин и поддержания водно-химического режима СОО добавляют химические реагенты: «ИОМС» – (ингибитор отложения минеральных солей) $N[CH_2PO(OH)_2]_3$, «ОЭДФ» – (оксиэтилидендифосфоная кислота) $CH_3C(OH)(PO_3H_2)_2$, «ПАФ 13А» – (водный раствор полиэтиленполиаминметилфосфоновой кислоты) $R_2N\{CH_2\}_2NR_nR$, «Активфос», «Акварезалт», и другие [3].

На примере СОО Набережно Челнинской ТЭЦ (НЧ ТЭЦ) для корректировки водно-химического режима используют комплексную реагентную обработку циркуляционной воды, которая включает в себя стабилизатор жесткости, диспергатор взвешенных веществ – «Активфос 640Т», диспергатор органических веществ и микроорганизмов – «Турбодиспин Д 80», ингибитор коррозии цветных металлов – «Корродекс 900» и реагенты против развития микроорганизмов – «Турбанион М 101, 104». С 2013 г. по настоящее время вместо стабилизатора жесткости, диспергатора взвешенных веществ «Активфоса 640Т», применяется аналогичный реагент «Акварезалт».

При неправильном ведении водно-химического режима случаются сбои в работе СОО. Вводимые в циркуляционную воду реагенты могут осаждаться вместе с карбонатами ионов жесткости, органическими веществами, оксидами железа, силикатами, в т.ч. глиной и другими, образуя тяжелые отложения на трубных досках конденсатора.

Для бесперебойной и эффективной работы СОО НЧ ТЭЦ в 2010 г. внедрен автоматизированный комплекс мониторинга и управления (АКМиУ) водно-химическим режимом СОО II-очереди.

Система АКМиУ является многокомпонентной системой, состоящей из нескольких основных программных продуктов:

1) SCADA КРУГ-2000, рисунок 2. SCADA КРУГ-2000 – современное высоконадежное средство построения АСУ ТП в области ответственных применений. АСУ ТП, разработанные на основе SCADA КРУГ-2000, успешно эксплуатируются на множестве предприятий по переработке нефти и газа, в энергетике, химической промышленности и многих других отраслях производства.

2) Программа мониторинга и прогнозирование ФГБОУ ВПО «КГЭУ», рисунок 3, блока контрольно-измерительных приборов и датчиков [4,5]. Компьютерная программа ФГБОУ ВПО «КГЭУ» представляется собой файл формата Excel. Выбор данного формата обусловлен его широкой практичностью, распространенностью и минимальными требованиями, предъявляемыми к компьютерному обеспечению. Программу предлагается установить на компьютере

начальника смены химического цеха, с обеспечением доступа для контроля инженерно-техническому персоналу цеха.

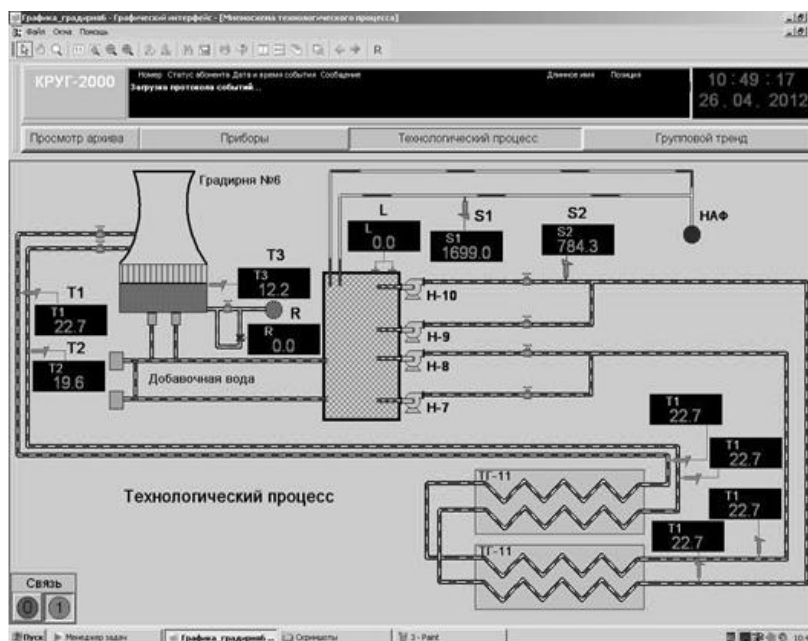


Рисунок 2. Компьютерная программа SCADA КРУГ-2000.
Окно «Мнемосхема СОО»

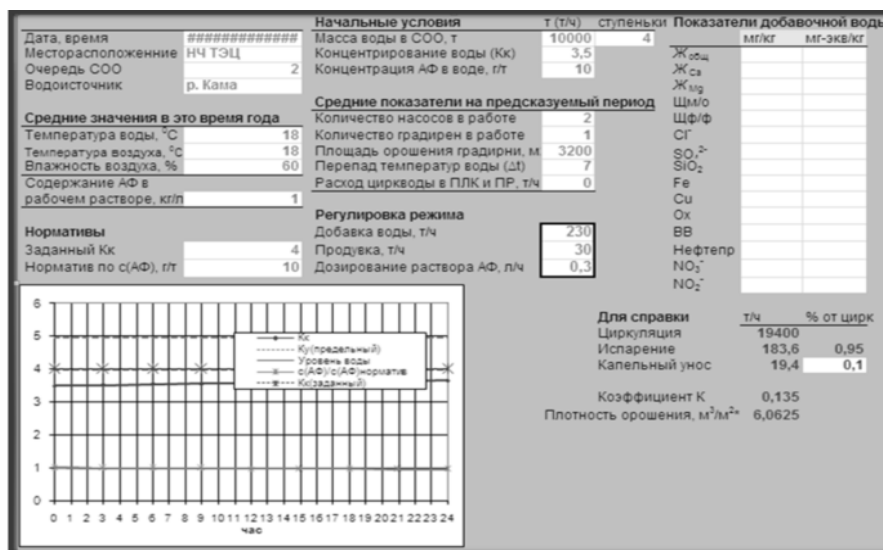


Рисунок 3. Компьютерная программа ФГБОУ ВПО «КГЭУ».
Окно «Рабочие параметры»

Компьютерные программы позволяют:

- 1) Производить мониторинг, основных физико-химических параметров СОО с помощью контрольно-измерительных датчиков и приборов, установленных на рабочих местах.

2) Архивировать основные значимые параметры системы (расход продувочной воды, температуры циркуляционной воды на входе и выходе из градирни, уровня воды в аванкамере циркуляционных насосов, солесодержания добавочной и циркуляционной воды).

3) Сигнализировать и предопределять аварийные ситуации на технологических узлах, путем опроса подключенных к программно–аппаратному комплексу датчиков (расхода, температуры, уровня, солесодержания и др.), в автоматическом режиме, анализа измеренных значений и переключения технологических узлов в безопасное состояние по инициативе оперативного персонала.

4) Производить по полученным данным мониторинга прогнозирование режима работы на заданное время.

5) Определять наиболее экономичный режим работы для подпитки системы, сокращение сточных вод и добавки химических реагентов.

6) Сигнализировать аварийное состояние при некорректном режиме работы системы.

С 2009 г. был проведен системный анализ всех значимых материальных потоков СОО и проведены промышленные эксперименты при нормативных нагрузках системы[6].

По результатам системного анализа технологических потоков, математического моделирования, экспериментальных исследований и обработки результатов, проведенных с 2009–2014 гг., были выявлены превышения потребления химических реагентов для корректировки водно–химического режима до 10 % от годового расхода, а также повышенный сброс сточных (продувочных) вод СОО (более 10 %). При этом потребление добавочной воды для восполнения потерь СОО возросло до 12 %.

Результаты исследований показали, что при поддержании водно–химического режима системы оборотного охлаждения на НЧ ТЭЦ, возможно, снизить пережог топлива электростанции на 300–350 т.у.т.

При учете всех нежелательных факторов воздействующих на эксплуатацию оборудования СООИ очереди на примере НЧ ТЭЦ, экономический эффект в течение 1 года составит 3–4 млн. рублей в год.

Заключение

Проведен анализ существующих проблем СОО ТЭС. Продемонстрировано применение методов химической обработки воды технического водоснабжения с градирнями на тепловой электростанции. Дано описание внедренной автоматизированной системы мониторинга и

управления СОО с градирнями на Набережно Челнинской ТЭЦ. Приведены экономические показатели оптимального водно–химического режима работы СОО с градирнями на ТЭС.

Работа выполнена в рамках реализации базовой части государственного задания Минобрнауки РФ Высшим учебным заведениям (соглашение 2014/448 от 13.03.2014 код проекта № 3029)

Список литературы

1. Власов С.М., Чичирова Н.Д. Анализ технико-экономических показателей ТЭС в зависимости от работы системы технического водоснабжения // VII школа семинар молодых ученых и специалистов академика РАН В.Е. Алемасова «Проблемы тепломассообмена и гидродинамики в энергомашиностроении»: сб. мат. док. Казань: Иссл. центр проблем энергетики ФГБУ науки КазНЦ РАН, 2010. – С. 437–440.
2. Рыженков В.А., Куршаков А.В., Анахов И.П., Свиридова Е.В. О повышении эффективности эксплуатации и надежности конденсаторов паровых турбин // Энергосбережение и водоподготовка. 2008. №2. – С.29–34.
3. Чичилов А.А., Чичирова Н.Д., Волков М.А., Власов С.М. Комплексная реагентная обработка воды системы технического водоснабжения с градирнями на ТЭС // Труды Академэнерго. 2012. №1. – С. 90–100.
4. Автоматизированная система мониторинга и управления физико-химическими процессами градирни / С.М.Власов, А.А. Чичилов, Н.Д. Чичирова: пат.133270, Рос. Федерация №.2013105837/06 заявл. 12.02.13; опубл. 10.10.13. Бюл. № 28. – 3 с.
5. Чичилов А.А., Чичирова Н.Д., Власов С.М. Analysis and design operation of technical water supply with cooling towers of Naberezhno Chelny power station // Труды Академэнерго. – 2012. № 2. – С. 66–75.
6. Чичилов А.А., Чичирова Н.Д., Волков М.А., Власов С.М. Математическое моделирование несопряженной системы оборотного охлаждения с реагентной стабилизационной обработкой воды на примере НабережноЧелнинской ТЭЦ // Труды Академэнерго. 2011. № 3. – С. 56–74.

WATER TREATMENT TECHNOLOGIES STABILIZATION RECYCLING WATER SYSTEM OF TPP

S.M. VLASOV, A.Yu. VLASOVA, M.A. VOLKOV, A.A. CHICHIROV,
A.I. MINIBAEV

FSBEI HPE «Kazan power-engineering university», Kazan

Annotation. There was demonstrated the application of integrated water treatment system of circulating cooling system supply with cooling towers at the thermal power station. The analysis of the circulating cooling system. A computer program of circulating cooling system has been worked out which is allowed to calculate all the main material flow, physical–chemical and biological processes.

Key letter: thermal power station, circulating cooling system, cooling tower, condenser, computer programs.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОЙ РАБОТЫ КОНДЕНСАТОРОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В.Б. ГРУЗДЕВ

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

Аннотация: в статье рассматривается вариант повышения надёжной работы конденсаторов паровых турбин тепловых электростанций, и уменьшения вероятности срыва сифона в конденсаторе, за счёт установки подпорного порога в сливном канале циркуляционной воды.

Ключевые слова: конденсатор, циркуляционный насос, вакуум, сифон в конденсаторе, подпорный порог.

Известно, что снижение расхода циркуляционной воды на входе в конденсаторы паровых турбин ведет к повышению ее нагрева на выходе из конденсатора, к снижению вакуума и к снижению экономичной работы паровой турбины в целом.

В свою очередь, увеличение напора циркуляционного насоса (ЦН) ведет к перерасходу электроэнергии на собственные нужды, а при увеличении гидравлического сопротивления тракта подачи циркуляционной воды в конденсатор, например, на 2,0 м вод. ст., потребляемая электрическая мощность двигателя насоса возрастает почти на 5,0 %, что соответствует увеличению на 0,05 % удельного расхода тепла на один кВт–ч отпущенной электроэнергии [1].

Так же известно, что на атомных электростанциях (АЭС) расход охлаждающей воды почти в два раза больше, чем на классической тепловой электростанции (ТЭС), что соответствует в два раза большее потребление электроэнергии на привод ЦН. Это связано с тем, что начальные параметры пара на АЭС гораздо ниже, чем на ТЭС, поэтому удельный расход пара на турбоустановку почти в два раза выше, чем на ТЭС, отсюда и расход охлаждающей циркуляционной воды во столько же раз больше.

Так же известно, что на ТЭС при снижении вакуума в конденсаторе паровой турбины на 1,0 % ведет к пережогу топлива на 1,0 %, а на АЭС эта потеря составляет уже около 2,0 %. [1].

Отсюда следует, что для нормальной работы паровой турбины и системы охлаждения ее конденсатора и поддержания номинального

вакуума, необходим мониторинг работы ЦН и расхода циркуляционной воды на его входе и выходе. ЦН должны быть рассчитаны на создание напора, достаточного как для преодоления всех сопротивлений в сети (сопротивление трубной системы конденсатора, арматуры и т.п.), так и для подачи воды в случае необходимости на определенный уровень, например, в градирнях.

Обычно ЦН забирает воду с того же уровня, на который она затем, пройдя конденсатор, и сливается. Вследствие этого статическая высота нагнетания насоса отсутствует, и необходимый напор насоса должен покрывать в основном лишь сопротивление сети.

Циркуляционный трубопровод редко бывает длинным, поэтому и сопротивление его не значительно. Однако, количество воды, прогоняемое через конденсатор, относительно велико, поэтому ЦН являются насосами низкого давления и высокой производительности.

Количество подаваемой циркуляционной воды (кратность охлаждения – m) в конденсатор поверхностного типа паровой турбины зависит от количества ее ходов в конденсаторе и расхода отработанного пара турбины, сбрасываемого в конденсатор (G_k).

Например, для одноходового по циркуляционной воде парового конденсатора, кратность охлаждения $m = 100$, а для двухходового конденсатора – $m=50$, т.е. в первом случае необходимо подать в конденсатор $100 \text{ м}^3/\text{час}$ циркуляционной охлаждающей воды для конденсации $1,0$ тонны / час отработанного пара, а во втором случае – $50 \text{ м}^3/\text{час}$.

Поэтому, ЦН всегда имеют высокую производительность, достигающую сотни тысяч $\text{м}^3/\text{час}$ при незначительном напоре, около 30 м вод.ст.

Именно эти обстоятельства и накладывают определенный отпечаток на их конструкцию: они тихоходные; в основном, одноступенчатые; с разворотом или без разворота рабочих лопастей для изменения угла атаки, и тем самым дающее возможность регулирования его производительности; вертикального или горизонтального исполнения; потребляют значительную мощность (до 3 и более МВт) при высоком питающем напряжении (до 6 кВ); на электростанциях они должны поднять из приемного приемка и протолкнуть воду через трубчатку конденсатора, и при этом не допустить у себя на всасе ни кавитации, ни эрозии трубок конденсатора.

Обычно у ЦН осевого типа автоматического включения в работу (АВР) нет, и пуск их, даже в аварийных режимах, всегда ручной, но в горячем резерве, если не в ремонте, насос находится всегда.

Как и любой теплотехнический агрегат электростанции все ЦН имеют технологические защиты и блокировки, которые определяются заводом–изготовителем, и проверка их выполняется персоналом цеха тепловой автоматики и измерений совместно с персоналом турбинного цеха строго по регламенту.

При полном обесточивании электростанции (МПА – максимальная проектная авария) циркуляционные насосы будут отключены от секций собственных нужд, т. к. они не подключены к источникам надежного питания и, в основном, не имеют автоматики самовключения.

Обычно на тепловых электростанциях нет резерва по охлаждающей воде, но в последнее время этот недостаток начали устранять, хотя это и стоит дополнительных затрат на сооружение гидротехнических сооружений, но надежная работа является одним из главных факторов проектирования генерирующих источников, особенно на АЭС.

Резервный источник технической воды – это напорный водоем–бассейн, уровень его значительно выше уровня аванкамеры подводящего канала при прямоточной системе циркуляционного водоснабжения электростанции. В этот напорный бассейн вода закачивается из БНС (береговая насосная станция) ЦН через водоочистительные устройства, а из напорного бассейна охлаждающая вода водозаборными станциями (ВЗС) подается к потребителям: конденсаторы турбин, аппаратные насосы ядерного реактора, маслоохладители турбин, теплообменники газоохлаждения генераторов и др.

Объема этих напорных бассейнов хватает для обеспечения охлаждающей водой потребителей первой категории на время АВРИП (автоматического включения резервного источника питания), запуска и синхронизации дизель–генераторов собственных нужд электростанции.

Например, подобная система напорных бассейнов была выполнена на Чернобыльской АЭС.

На электростанциях в системе циркуляционной воды широко применяются осевые насосы различных модификаций и заводов–изготовителей, но в основном это насосы типа ОВ, ОПВ. Насосы ОВ – это осевые вертикальные насосы с жесткозакрепленными лопастями рабочего колеса; ОПВ – это осевые вертикальные насосы с гидро- или электромеханическим приводом разворота лопастей рабочего колеса. Например, завод-изготовитель осевого насоса типа ОПВэ с дистанционным разворотом лопастей гарантирует работу в рабочей зоне его напорно-расходной характеристики при развороте лопастей рабочего колеса от минус 6–10° до + 2–6°, при этом суммарные гидравлические потери будут минимальными.

Эти насосы семи моделей, шести модификаций, ныне выпускаются АО Сумский завод «Насосэнергомаш» (Украина), ОАО «Уралгидромаш» (Россия).

Крупные осевые насосы имеют большой диаметр рабочего колеса (до 1,5–2,0 метров), это ведет к высокой его быстроходности, – от 500 до 1500, что приводит к пониженной кавитационной устойчивости, поэтому эти насосы обязательно устанавливаются с определенным подпором воды на всасе насоса, ибо они низкоскоростные.

Но в любом случае, высокий к.п.д., простота и компактность конструкции, небольшой вес по сравнению с центробежными насосами и возможность перекачивать загрязненную воду, позволили широко применять осевые насосы на электростанциях.

При эксплуатации паровой турбины расход циркуляционной воды и ее протока через трубную систему конденсатора являются основополагающими требованиями безаварийной работы турбины.

Соппротивление сливного водовода обычно не более 2,0 м вод.ст., тогда, при предельной высоте теоретического сифона разрежение в верхней точке водяной камеры может составлять не более 8,0 м вод. ст., практически же эта величина в пределах 6,5–7,0 м вод.ст. Это ведет к уменьшению высоты сифона, соответственно к увеличению напора ЦН и к увеличению гидравлического сопротивления сливного водовода из конденсатора, и к увеличению расхода электроэнергии на собственные нужды и недоотпуск ее потребителю.

Получение номинального вакуума в конденсаторе зависит от номинальных значений расхода и температуры циркуляционной воды и, конечно, от уровня воды в приемном и сливном каналах в системе циркуляционного водоснабжения турбины.

Значение вакуума в конденсаторе также зависит и от сифона по циркуляционной воде, и чтобы удержать этот сифон и не допустить его срыва, обычно сливной затвор (задвижку), во время эксплуатации, держат закрытой, что ведёт к дросселированию воды, эрозионному износу её, к увеличению гидравлического сопротивления конденсатора по охлаждающей воде и к увеличению токовой нагрузки ЦН.

На рис. 1 приведена принципиальная схема сброса циркуляционной воды с установкой подпорного порога, где показаны геометрические отметки установки подпорного порога и сливного трубопровода под уровень воды в сифонном колодце (приямке).

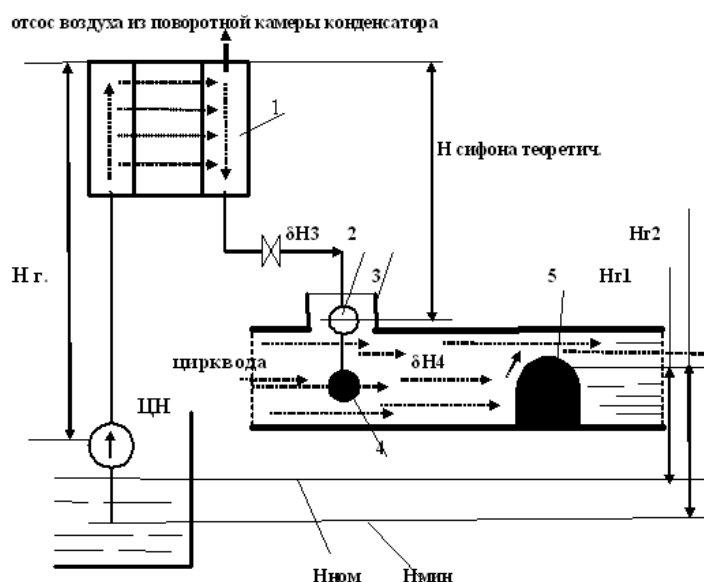


Рисунок 1. Принципиальная схема сброса циркуляционной воды с установкой подпорного порога: 1 – конденсатор паровой турбины; 2 – сливной водовод под уровнем сифонного колодца, проектное положение; 3 – сифонный колодец (прямой); 4 – сливной водовод под уровнем сифонного колодца, предлагаемое положение; 5 – подпорный порог, железобетон; $H_{г.}$ – геодезическая высота верхней точки конденсатора; $H_{ном}$ – номинальный проектный уровень циркуляционной воды; $H_{мин}$ – минимальный проектный уровень циркуляционной воды

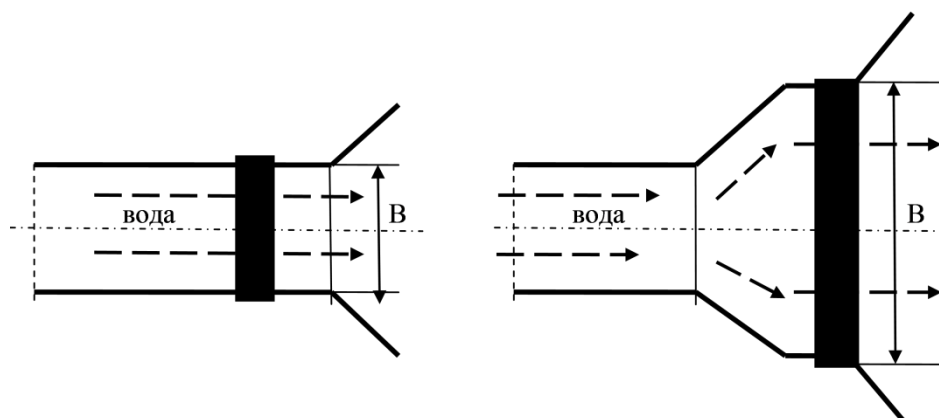


Рисунок 2. Компоновка подпорного порога на сливе циркуляционной воды:
В – ширина подпорного порога, м

Если в сливном канале установить подпорный порог (рис. 2), который позволит нам при любых режимах работы циркуляционной системы, т.е. изменение расхода воды в канале, вплоть до останова всех ЦН, получить выход сливного водовода из конденсатора турбины в сифонный колодец всегда был бы ниже уровня воды в сифонном колодце и самом канале. Это является необходимым условием возможного запуска ЦН в работу и вывод в рабочую точку его характеристики, и создание сифона в конденсаторе.

Разность отметок верха водяной камеры конденсатора и уровня воды на сливе из него определяет величину теоретического сифона, который не может быть более 10,0 м вод.ст.

Из опыта эксплуатации конденсаторов следует, что реальный сифон в верхней точке его водяной камеры всегда меньше 10,0 м вод.ст. на величину гидравлического сопротивления сливного водовода конденсатора δH_3 и полное открытие сливного затвора (задвижки) является необходимым условием максимального использования теоретического сифона в конденсаторе.

Например, на паровых турбинах АЭС К-500-65/300 ХТГЗ широко применяется насосная система подачи воды на эжекторы циркусистемы, для создания сифона, а электрическая мощность каждого из них составляет около 50 кВт.

Установка же подпорного порога позволяет нам отказаться от насосов циркусистемы, как ненадёжного элемента турбины и её конденсационной установки.

Также порог позволяет всегда иметь высокий уровень в сифонном колодце, за счёт подпора сливной воды уже на выходе из конденсатора без прикрытия сливной арматуры.

Выводы

1. Применение подпорного порога позволяет уменьшить вероятность снижения уровня циркуляционной сбросной воды в сифонном колодце ниже расчетного;

2. Подпорный порог позволяет снизить вероятность срыва сифона в конденсаторе при переходах по циркуляционным насосам;

3. Поддержание расчетного значения сифона в конденсаторе уменьшает вероятность снижения вакуума в конденсаторе, что ведет к снижению токовой нагрузки циркунасосов.

4. Подпорный порог также позволяет иметь полностью открытый сливной затвор (задвижку) по циркуляционной воде, что ведет к уменьшению дросселирования воды на ней и её эрозионному износу.

5. Установка подпорного порога позволяет нам отказаться от насосов циркусистемы, как ненадёжного элемента турбины и её конденсационной установки.

Список литературы

1. веб-сайт: <http://vdivizhke.ru/parovi-mashiny/>.

ENHANCING THE RELIABLE OPERATION OF CONDENSERS OF STEAM TURBINES OF THERMAL POWER STATIONS

V.B. GRUZDEV

Kazan State Energy University, Kazan.

Abstract: the article deals with the option of increasing the reliable operation of condensers of steam turbines of thermal power plants, and to reduce the chances of derailment in the condenser of the siphon, at the expense of installing the boost threshold in circulating water channel drain.

Key words: capacitor, circulating pump, vacuum siphon in the condenser, the boost threshold.

ПРИМЕНЕНИЕ СИНТЕТИЧЕСКИХ ГАЗОВ В КАЧЕСТВЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

А.Р. ЮСУПОВ, Д.Д. ЛОТФУЛЛИН

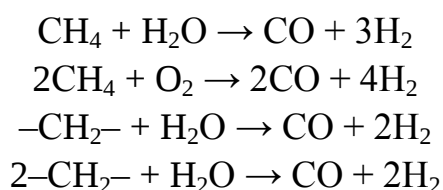
ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет»,
г. Казань

В мировой практике накоплен значительный опыт газификации твердых топлив. Однако определенный интерес составляет газификация тяжелых остатков нефтепереработки. В условиях Республики Татарстан, где большое внимание уделяется развитию глубокой переработки добываемой нефти, данный метод позволит получить из тяжелых нефтяных фракций экологическое топливо для высокоэффективных энергетических установок, которые смогут обеспечить как промышленные предприятия, так и население тепловой и электрической энергией низкой себестоимости. В данной статье рассмотрены классификация и методы получения синтетических газов, в том числе путем газификации твердого топлива и тяжелых нефтяных остатков, а также возможные пути их использования в качестве энергетического топлива.

Топливо, синтетический газ, Синтез-газ, генераторный газ, водный газ, смешанный газ, коксовый газ.

Синтетический газ (синтез-газ) – смесь монооксида углерода и водорода. В промышленности получают паровой конверсией метана, парциальным окислением метана, газификацией угля. В зависимости от способа получения соотношение $\text{CO}:\text{H}_2$ варьируется от 1:1 до 1:3.

Соотношение компонентов в синтез-газе колеблется в широком диапазоне, поскольку зависит как от применяемого сырья, так и от вида конверсии – водяным паром или кислородом:



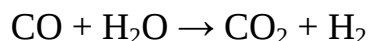
Соотношение компонентов зависит также от метода и условий газификации углей. Наибольшее распространение имеет метод Лурги, по которому получается сырой газ состав: 15–18 % CO , 38–40 % H_2 , 9–11 % CH_4 , 30–32 % CO_2 . При повышении температуры возрастает содержание

оксида углерода, при повышении давления – водорода и метана. При этом наличествуют примеси инертных газов (N_2 и др.) и сероводорода, если в сырье были серосодержащие продукты. Синтез-газ проходит очистку сероводорода и диоксида углерода при помощи селективных растворителей. Соотношение между CO и H_2 при необходимости меняют конверсией оксида углерода водяным паром.[1]

Сегодня Синтез-газ используется в химической промышленности для получения различного сырья. Основными сферами применения Синтез-газ является получение оксида углерода и водорода, синтез метанола, оксосинтез, синтез Фишера-Тропша. Кроме этого, он также используется в качестве экологически чистого источника тепла и энергии. Сжигая Синтез-газ можно получить достаточно большое количество тепла, которое можно использовать в самых различных целях.

В зависимости от способа получения, различают следующие виды синтетических газов.

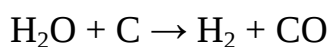
Генераторный (воздушный) газ – газовая смесь, содержащая окись углерода CO и молекулярный водород H_2 . Получают путём пропускания воздуха над раскалённым каменным углём или коксом в специальных печах –газогенераторах (КПД процесса 65–70 %). Выход из кокса 4,65 м³/кг. Далее окись углерода смешивается с водяным паром и получается водородная составляющая генераторного газа:



Теплотворная способность генераторного газа составляет 800–1000 ккал/м³, причём замена воздуха на кислород при его получении ведёт к значительному увеличению доли монооксида углерода и, соответственно, к увеличению теплотворной способности.

Генераторный газ применяется как топливо в металлургической, стекольной, керамической промышленности, для двигателей внутреннего сгорания, а также для синтеза аммиака. [2]

Водяной газ –газовая смесь, состав которой (в среднем, об. %) CO – 44, N_2 –6, CO_2 –5, H_2 –45. Получают продуванием водяного пара сквозь слой раскалённого угля или кокса. Реакция идёт по уравнению:



Реакция эндотермическая, идёт с поглощением 31 ккал (132 кДж), поэтому для поддержания температуры в газогенератор время от времени пропускают воздух (или кислород), либо насыщают воздухом или

кислородом непосредственно водяной пар. Именно поэтому водяной газ имеет не идеальный состав 50 об.% H_2 + 50 об. % CO , а содержит другие газы (см. выше).

Продукты реакции имеют в 2 раза больший объём. Именно на это увеличение затрачивается, согласно термодинамике, значительная часть внутренней энергии реакции. Представляет интерес установка, которая извлекает эту энергию (турбинная или поршневая). Часть энергии, в виде электричества, может быть потрачена на догрев твёрдого топлива. В такой установке догрев может производиться за счёт адиабатического сжатия водяного пара.

Если генераторная установка должна питать электростанцию, то отработавшие газы могут догревать водяной пар.

Водяной газ используется как горючий газ (теплота сгорания 2800 ккал/м³), а также применяется в химическом синтезе – для получения аммиака, метанола, высших спиртов и т. п.

Смешанный газ –газовая смесь, по составу промежуточная между генераторным и водяным газом. Состав его (в среднем, об. %) CO –30, N_2 – 50, CO_2 –5, H_2 –15. Теплотворная способность смешанного газа составляет около 1300 ккал/м³.

Смешанный газ получают одновременным продуванием смеси воздуха, обогащённого кислородом и воды сквозь слой раскалённого угля (то есть как бы смеси методов получения генераторного и водяного газов, отсюда и название). Также смешанный газ получается при риформинге газообразных углеводородов и газификации жидких углеводородов под давлением.

Коксовый газ – горючий газ, образующийся в процессе коксования каменного угля, то есть при нагревании его без доступа воздуха до 900–1100 °С. Кроме водорода, метана, оксидов углерода в его состав входят пары каменно–угольной смолы, бензол, аммиак, сероводород и др. Парогазовая смесь выделяющихся летучих продуктов (до 25 % от общей массы перерабатываемого угля) отводится через газосборник для улавливания и переработки. Для разделения летучие продукты охлаждают впрыскиванием воды (от 70 °С до 80 °С) –при этом из паровой фазы выделяется большая часть смол, дальнейшее охлаждение парогазовой смеси проводят в кожухотрубчатых холодильниках (до 25–35 °С). Конденсаты объединяют и отстаиванием выделяют надсмольную воду (аммиачная вода) и каменноугольную смолу. Затем сырой коксовый газ последовательно очищают от аммиака и сероводорода, промывают поглотительным маслом (для улавливания сырого бензола и фенола), серной кислотой (для улавливания пиридиновых оснований). Очищенный

коксовый газ (14–15 % от общей массы перерабатываемого угля) используют в качестве топлива для обогрева батареи коксовых печей и для других целей.

Состав коксового газа может изменяться в зависимости от вида угля и температуры карбонизации. Типичные показатели:

- водорода 51 %
- метана 34 %
- окиси углерода 10 %
- этилена 5 %

Используется как топливо в промышленных печах, газовых двигателях, как сырье в химической промышленности. [3]

Доменный газ – отходы в виде газа, образующиеся во время выплавки чугуна в доменных печах. Является в основном продуктом неполного сгорания угля. Химический состав доменного газа в случае выплавки чугуна на каменно–угольном коксе: 12–20 % CO_2 ; 20–30 % CO ; до 0,5 % CH_4 ; 1–4 % H_2 ; 55–58 % N_2 . Теплота сгорания доменного газа приблизительно 3,6–4,6 МДж/м³ (850–1100 ккал/м³). При обогащении дутья кислородом содержание азота в газе снижается и соответственно этому возрастает количество других газов (в том числе окислы углерода и водорода), а также теплота сгорания.

Имеется мировой опыт утилизации синтетических газов. Так, например, на заводе Profusa SA в Бильбао (Испания) при производстве кокса как побочный продукт образуется коксовый газ с высоким содержанием водорода. С августа 1995 года коксовый газ сжигается в 12 газовых двигателях GE Jenbacher, которые производят 7164 кВт электрической мощности. Выхлопной газ используется для производства пара на технологические нужды. Двигатели были адаптированы для работы на 100 % коксового газа, 100 % природного газа или смеси коксового/природного газа (60/40). Аналогичный проект утилизации коксового газа с содержанием водорода H_2 до 70 % реализован на заводе Industrial Quimica del Nalon, S.A в Сама-де-Лангрео (Испания), на котором установлено два двигателя JMS–620 с общей электрической мощностью 3 МВт. Двигатели адаптированы для работы как на коксовом газе, так и на смеси в любой пропорции с природным газом, при этом, переход на другой состав газа может проводиться без остановки двигателя.

На одном из крупнейших в Украине предприятий ОАО «Алчевский металлургический комбинат» (АМК) для повышения надежности электроснабжения комбината и максимальной утилизации газообразных отходов основного производства в Алчевске построена когенерационная установка мощностью 303 МВт, предназначенная для утилизации

доменного и конвертерного газов Алчевского МК и коксового газа Алчевского КХЗ. Поставленное Sumitomo и Mitsubishi оборудование имеет КПД 45 % и позволяет регулировать нагрузку парогазовой установки от 0 до 100 %.

Предварительная оценка возможности применения Синтез-газ а в энергетике Татарстана показывает возможность достижения высоких показателей экономичности и экологичности даже на существующих энергетических котлах благодаря высокой реакционной способности одного из основных компонентов – водорода. При использовании газотурбинных и парогазотурбинных технологий может быть достигнута степень эффективности, превосходящей характеристики действующих паросиловых установок. (Вот это и нужно сделать статьей, т.е. развить до статьи, а все остальное годится только для обзора литературы).

Список литературы

1. Кнунянц И.Л. Химическая энциклопедия. М.: Советская энциклопедия, 1995. – Т. 4 (Пол-Три). – 639 с.
2. Кнунянц И.Л. Химическая энциклопедия. М.: Советская энциклопедия, 1988. – Т. 1 (Абл-Дар). – 623 с.
3. Бажана М. Українська радянська енциклопедія. У 12-ти томах. К., 1974–1985.

THE USE OF SYNTHETIC GASES AS FUEL FOR POWER GENERATION

A.R. YUSUPOV, D.D. LOTFULLIN

FSBEI HPE «Kazan power-engineering university», Kazan

Annotation. In world practice considerable experience of gasification of solid fuels is saved up. However a certain interest is made by gasification of the heavy remains of oil processing. In the conditions of the Republic of Tatarstan where much attention is paid to development of deep processing of the extracted oil, this method will allow to receive from heavy oil fractions ecological fuel for highly effective power stations which will be able to provide both the industrial enterprises, and the population with thermal and electric energy of low prime cost. In this article classification and methods of receiving synthetic gases, including by gasification of solid fuel and heavy oil residues, and also possible ways of their use as power fuel are considered.

Key letters: The fuel synthesis gas, synthesis gas, producer gas, water gas, CME-shanny gas, coke oven gas.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ НА БАЗЕ ГТУ**И.Ю. СИЛОВ***

*Филиал ОАО «ТГК-16» – «Казанская ТЭЦ-3», г. Казань

Аннотация. В статье представлен обзор типов газотурбинных установок (ГТУ), введенных в эксплуатацию в период с 2011 по 2014 гг. на электростанциях России. Приведены основные производители ГТУ. Представлена классификация ГТУ по типам и классам. Дано описание некоторых типов ГТУ.

Ключевые слова. Парогазовая установка (ПГУ), газотурбинная установка, котел–утилизатор (КУ), паровая турбина, договор поставки мощности (ДПМ).

Возрастающее потребление электроэнергии, экологические требования, моральный и физический износ оборудования электростанций, низкая энергоэффективность предприятий электроэнергетики привели к необходимости модернизации оборудования электростанций России и созданию новых генерирующих мощностей.

В последние годы на электростанциях России были введены в эксплуатацию ПГУ мощностью 400–450 МВт с современными ГТУ [1].

Основными приоритетами в деятельности энергетических компаний являются техническое перевооружение и модернизация основных фондов, надежность и безопасность энергоснабжения потребителей, ремонтная кампания и строительство новых современных генерирующих мощностей.

Для стимулирования инвестиций в создание новых генерирующих мощностей и модернизации оборудования электростанций был разработан механизм, обеспечивающий выполнение обязательств инвесторов по вводу генерирующих мощностей – договоры на поставку мощности (ДПМ) [2].

В соответствии с условиями ДПМ генерирующие компании обязаны ввести в эксплуатацию генерирующие мощности с установленными характеристиками в установленный срок [2].

Большая часть проектов, реализуемых в рамках ДПМ, предполагают строительство энергоблоков на базе ПГУ.

Основными поставщиками и производителями газотурбинных установок, применяемых в электроэнергетике России, являются такие фирмы, как *Mitsubishi, Alstom, Ansaldo, General Electric, Siemens*.

Используемые в настоящее время ГТУ можно разделить на три типа [3]:

- созданные на базе авиационных газотурбинных двигателей;
- созданные на базе газотурбинных двигателей для морского использования;
- ГТУ, созданные специально для использования в энергетике.

Первые два типа можно объединить под условным названием *aeroderivative GTU*. Третий тип носит условное название *heavy-duty GTU* [3].

По уровню экономичности серийно изготавливаемые ГТУ условно разделяют на 5 классов [4]:

- Класс *E*. Установки, разработанные в середине 80-х годов минувшего века, обладают высокой надёжностью, длительным межремонтным периодом и требуют сравнительно небольших расходов на сервисное обслуживание. Температура на входе в турбину – 1100 °С, степень повышения давления в компрессоре 10–12; коэффициент полезного действия (КПД) ГТУ 33–35 % (КПД ПГУ на их основе – 52–53 %).

- Класс *F*. Разработки первой половины 90-х гг. прошедшего века, характеризуют современный технический уровень. На рынок поставлялись, в основном, в конце 90-х гг. минувшего века. Температура на входе в турбину 1250–1350° С, степень повышения давления в компрессоре 15–17; КПД ГТУ 35–36 % (КПД ПГУ на их основе – 54–55 %).

- Класс *FA (FB)*. Газотурбинные установки с КПД 36,0–38,5 % (КПД ПГУ на их основе 56–58 %), спроектированные во второй половине 90-х годов прошлого века, завоёвывают рынок в настоящее время.

- Класс *G (H)*. Передовые образцы сверхмощных ГТУ с КПД 39–40 % (КПД ПГУ на их основе 58–60 %), температурой газа перед турбиной 1400–1500° С и степенью повышения давления в компрессоре свыше 20.

- Класс *J*. Сверхмощные ГТУ с КПД 40–41 % (КПД ПГУ на их основе примерно 61,5 %), температура газа перед турбиной на уровне 1600° С [5].

В период 2011 по 2014 год в рамках реализации программы ДПМ в России были введены 66 газотурбинных установок (энергоблоки на базе ПГУ и ГТУ) общей мощностью примерно 7500 МВт. Данные по типу и мощности введенных ГТУ представлены в таблице.

Из анализа таблицы следует, что производителями ГТУ в рамках ДПМ в России являются:

- компания «*General Electric*» за указанный выше период ввела в эксплуатацию 27 ГТУ;
- производителем ГТУ фирмой «*Siemens*» установлено 24 газотурбинные установки;
- оборудование фирмы «*Ansaldo Energia*» было установлено в количестве 10 ГТУ;
- оборудование НПО «Сатурн» было установлено в количестве 2 ГТУ.

Из всего выше указанного парка ГТУ на российских заводах были изготовлены ГТУ типа ГТЭ-160 (ОАО «Силовые машины», 11 единиц), ГТЭ-145 (ОАО «Силовые машины», 2 единицы) и ГТЭ-110 (НПО «Сатурн», 2 единицы).

В 1992 г. филиал ОАО «Силовые машины» «ЛМЗ» приступил к освоению производства энергетических газотурбинных установок V94.2 по лицензии фирмы *Siemens*. С 2001 года ОАО «Силовые машины» получило права на производство и продажи данной ГТУ под собственной маркой ГТЭ-160. За этот период была проделана большая работа по переработке конструкторской и технологической документации, подбору и согласованию с *Siemens* применения российских материалов-аналогов, позволившая выполнять закупку поковок, отливок, проката на российском рынке. Было локализовано изготовление свыше 60% компонентов ГТУ. Специалисты филиала «ЛМЗ» приняли участие в разработке электронной системы регулирования и создании алгоритмов управления ГТУ совместно с *Siemens* [45].

Первые две ГТЭ-160 были изготовлены и поставлены на Калининградскую ТЭЦ-2 в 2004 г. Пилотный блок ПГУ-450 на базе отечественного оборудования был успешно сдан в эксплуатацию в 2005 г. с подтверждением всех гарантийных показателей газотурбинных установок [45].

ГТУ типа ГТЭ-145 установлены на Новокузнецкой ГТЭС.

Две газотурбинные установки типа ГТЭ-110 установлены на «Ивановских ПГУ» в составе энергоблока ПГУ мощностью 325 МВт.

ГТЭ-110 – газотурбинная энергетическая установка электрической мощностью 110 МВт, на базе одной газовой турбины ГТД-110, предназначенная для выработки электрической и тепловой энергии в простом и когенерационном циклах [46].

ГТЭ-110 представляет собой технологический комплекс оборудования в блочно-комплектном исполнении, в состав которого входят [46]:

- газовая турбина ГТД-110 на раме с вынесенной системой охлаждения;
- турбогенератор мощностью 110 МВт на раме со встроенной системой охлаждения;
- система автоматизированного управления (САУ);
- вспомогательное оборудование.

Применение ГТУ [46]:

- модернизация паросиловых блоков устаревших ТЭЦ и ГРЭС – переход на высокоэффективные технологии теплоэлектрогенерации в комбинированном и когенерационном циклах;
- выработка электрической и тепловой энергии в простом и когенерационном циклах в базовом, полупиковом и пиковом режимах работы;
- выработка электрической энергии в комбинированном цикле в составе парогазовых установок большой мощности (от 170 до 495 МВт и выше).

Кроме ввода мощностей в рамках программы ДПМ на базе ГТУ малой мощности типов ГТ-009 и ГТ-009М введено 38 блоков общей установленной мощностью 360 МВт, в процессе строительства находятся 10 ТЭЦ с 28 блоками общей мощностью 252 МВт [47].

В зависимости от потребности в энергии в состав проектируемой ТЭЦ могут входить 2 или 4 энергетических блока с ГТ-009, каждый из которых включает в свой состав газотурбинный агрегат типа ГТ-009, на выходе которого установлен рекуператор и водогрейный котел–утилизатор типа КУВ мощностью 11,6 или 23,2 ГКал/ч. Электрическая мощность блока составляет 9 МВт и тепловая от 11,6 до 23,2 МВт в зависимости от типа котла. Агрегат ГТ-009 приводит во вращение электрический генератор ТФЭ-10-2ГУЗ мощностью 10 МВт [48].

В состав каждого модуля входит 2 блока, включающих в себя газотурбинную установку типа ГТ09М, электрический генератор типа ТФЭ0УЗ/6000, воздушный регенератор, котел–утилизатор типа КУВ3,2(20)170 и водогрейный котел КВ3,2(20)170 [48].

Основными особенностями ТЭЦ с указанным составом оборудования являются: использование ГТУ на магнитных подвесах, что обеспечивает отказ от масляного хозяйства; работа с частотой вращения турбоблока и генератора 6090 об/мин с отказом от редуктора и использованием преобразователя частоты (100/50 Гц); введение в состав блока водогрейного котла, используемого до ввода энергоблоков для набора нагрузок и после ввода ТЭЦ для покрытия пиковых нагрузок и

резервирования; работа оборудования 2 блоков на одну многоствольную дымовую трубу с отметкой устья 26 м [49].

Анализ мощностей (таблица) вводимых ГТУ показал, что самыми мощными ГТУ в российской энергетике являются ГТУ типов (класс *F*):

- *M701F4* мощностью 305 МВт производства компании «*Mitsubishi Heavy Industry, Ltd.*» (Япония);
- *SGT5-4000F* мощностью порядка 300 МВт производства компании *Siemens*.

На сегодняшний день у фирмы *General Electric* имеется два типа турбин *H*-класса: *9HA.01* и *9HA.02* номинальной мощностью 397 МВт и 470 МВт, соответственно [50].

Турбины данного типа имеют [51]:

- 14-ти ступенчатый компрессор;
- камеру сгорания *DLN 2.6+* с 16-тью горелками и сухим подавлением оксидов азота;
- четыре ступени отсека тракта горячего газа ГТУ с воздушным охлаждением;
- температура уходящих газов за ГТУ 619 °С;
- удельный расход теплоты топлива 8673 кДж/кВт*ч;
- КПД (брутто) 41 %.

ГТУ класса *H* имеется и у компании Сименс. Тип данной ГТУ – *SGT5-8000H*. В настоящее время данная ГТУ является одной из самых мощных в мире, номинальная мощность данной ГТУ составляет 400 МВт [52].

Характеристики ГТУ *SGT5-8000H* [53]:

- короткое время пуска и работоспособность в циклическом режиме обеспечивают стабильную работу при промежуточных нагрузках;
- КПД (брутто) 40 %;
- температура уходящих газов за ГТУ 625 °С;
- удельный расход теплоты топлива 8999 кДж/кВт*ч.

Компания «*Mitsubishi Heavy Industry, Ltd.*» имеет перспективную разработку ГТУ класса *J*. ГТУ типа *M701J* данного класса с частотой вращения 50 Гц способна развивать мощность 470 МВт. КПД брутто данной ГТУ составляет 41 %. Характеристики ГТУ [54]:

- температура уходящих газов за ГТУ 638 °С;
- удельный расход теплоты топлива 8783 кДж/кВт*ч.

В настоящее время в российской энергетике реализуется во многом уникальный проект по строительству ГТУ класса *H* типа *9HA.01* (производства фирмы *General Electric*) с котлом-утилизатором. ГТУ данного типа будет построена на Казанской ТЭЦ-3. Электрическая

мощность энергоблока на базе данной ГТУ составит 388,6 МВт. Энергоблок с ГТУ и котлом–утилизатором будет интегрирован с существующей частью ТЭЦ.

Выводы

Используемые ГТУ условно делят на три типа: выполненные на базе авиадвигателей, двигателей морского использования и ГТУ, созданных специально для энергетики. По уровню экономичности серийно изготавливаемые ГТУ условно разделяют на 5 классов: класс *E*; класс *F*; класс *FA (FB)*; класс *G (H)*; класс *J*. В настоящее время на тепловых электростанциях России установлены ГТУ практически всех классов (кроме класса *G (H)* и класса *J*).

Список литературы

1. Ольховский Г.Г. Газотурбинные и парогазовые установки сегодня. – Электрические станции 2015 №1 с. 73–78.
2. URL: www.np-sr.ru
3. Отчет Энергетические газотурбинные установки и энергетические установки на базе газопоршневых и дизельных двухтопливных двигателей. Часть 1. Энергетические газотурбинные установки. М.: 2004.
4. Неуймин В.Н. Инновационные технологии производства электроэнергии. – Надежность и безопасность энергетики 2008 № 2.
5. URL: www.mhi-global.com/products/detail
6. URL: [www.rosteplo.ru/w/Астраханская ГРЭС](http://www.rosteplo.ru/w/Астраханская_ГРЭС)
7. URL: [www.rosteplo.ru/w/Челябинская ТЭЦ-3](http://www.rosteplo.ru/w/Челябинская_ТЭЦ-3)
8. URL: [www.rosteplo.ru/w/Калужская ТЭЦ-1](http://www.rosteplo.ru/w/Калужская_ТЭЦ-1)
9. URL: www.rosteplo.ru/w/ТЭЦ_СЗР
10. URL: www.tgc1.ru/press-center/novosti-kompanii/novost/full/sankt-peterburg-na-pervomaiskuju-tehc-tehc-14-dostavlen/
11. URL: www.tgc1.ru/production/complex/spb-branch/yuzhnaya-chpp/
12. URL: www.gazprom.ru/press/news/2011/june/article114456/
13. URL: rza-select.ru/vvod-pgu-410-na-nevinnomyskoj-gres/
14. URL: w3.siemens.ru/press_office/news_archive/22294.html
15. URL: www.gtt.ru/content/view/678/65/
16. URL: www.gtt.ru/content/view/953/1/
17. URL: www.gtt.ru/content/view/861/1/
18. URL: energas.ru/docs/id82.html
19. URL: irao-engineering.ru/ru/projects/urengoyskaya-gres/
20. URL: [www.rosteplo.ru/w/Ивановские ПГУ](http://www.rosteplo.ru/w/Ивановские_ПГУ)

21. URL:w3.siemens.ru/press_office/pr_archive/30893.html
22. URL:www.rosteplo.ru/w/Новгородская ТЭЦ
23. URL:www.votgk.ru/org/samara/organization/syzranskaja-tehc/
24. URL:www.kubanenergo.lukoil.ru/main/default.asp
25. URL:www.votgk.ru/org/perm/organization/permskaja-chp6/
26. URL:www.trestszem.ru/hpp5.html
27. URL:tgk11.com/ media/news/699/
28. URL: www.ogk2.ru/rus/branch/adlerskaya/
29. URL:www.rosteplo.ru/w/ПГУ-235_котельной_«Центральная»_

Астрахани

30. URL:irao-engineering.ru/ru/projects/omskaya-tets-3/
31. URL:www.quadra.ru/press/news/detail.php?ID=399
32. URL:www.rosteplo.ru/w/Новомосковская_ГРЭС
33. URL:www.energyland.info/analitic-show-112190
34. URL:www.rosteplo.ru/w/Няганская_ГРЭС
35. URL:www.rosteplo.ru/w/Новокуйбышевская_ТЭЦ-1
36. URL:www.votgk.ru/investment/project/
37. URL:www.rosteplo.ru/w/Нижневартовская_ГРЭС
38. URL:www.e4group.ru/press/news/518.html
39. URL:www.gtt.ru/content/view/1390/1/
40. URL:www.votgk.ru/org/kirov/organization/kirovskaja-chp3/
41. URL:www.rosteplo.ru/w/Ижевская_ТЭЦ-1
42. URL:www.rosteplo.ru/w/Владимирская_ТЭЦ-2
43. URL:www.rosteplo.ru/w/Кузнецкая_ТЭЦ
44. URL:www.gtt.ru/content/view/1299/65/
45. URL: energybase.ru/equipment/gt-160
46. URL: www.npo-saturn.ru/?sat=71
47. URL:gte.spb.ru/projects.html
48. URL: gte.spb.ru/page_projects/gtu009.htm
49. URL:gte.spb.ru/page_projects/gtu009m.htm
50. URL:efficiency.gepower.com/pdf/GEA31097%209HA_Gas_Turbine_FINAL.pdf
51. URL:efficiency.gepower.com/pdf/GEA31097%209HA_Gas_Turbine_FINAL.pdf
52. URL:www.energy.siemens.com/hq/ru/fossil-power-generation/gas-turbines/
53. URL:www.energy.siemens.com/hq/ru/fossil-power-generation/gas-turbines/
54. URL: www.mhi-global.com/products/pdf/H480-48GT28E1-B-0.pdf
55. URL:www.i-mash.ru/news/nov_otrasl/51380-kompanija-general-electric-rus-poluchila-kontrakt.html

MODERNIZATION OF POWER INDUSTRY OF RUSSIA ON BASE TO GT

I.YU. SILOV*

A branch of the JSC «TGC-16» – the Kazanskaya CHPP-3 Kazan

Abstraction. The article presents an overview of the types of gas turbine units (GTU), commissioned in the period from 2011 to 2014 in power plants of Russia. Also the main producers of GTU was described in the article. The classification of gas turbines by type and grade was given in the article. The article presents a description of some types of gas turbine plants.

Key letters: Combined cycle power plant (CCPP), gas turbine unit (GTU), heat recovering steam generator (HRSG), steam turbine, contract for the supply of power (CSP).

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 3. «ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ: ИННОВАЦИИ, ИССЛЕДОВАНИЯ, АВТОМАТИЗАЦИЯ»

Чичирова Н.Д., Абасев Ю.В., Шагиев Н.Г.

Выбор состава отмывочных растворов для проведения химических
очисток теплообменного оборудования ТЭС. 3

Аракелян Э.К., Коршикова А.А.

Оценка технической и экономической эффективности пристройки
дополнительного котла для регулирования температуры пара
высокого давления на ПГУ-450. 10

Бурцев С.Ю., Аракелян Э.К.

Исследование работы ПГУ на частичных нагрузках в зависимости
от температуры наружного воздуха. 22

**Егоров П.В., Гиммельберг А.С., Михайлов В.Г., Чупраков М.В.,
Григорьев Г.В., Шарапова Н.Е.**

Разработка деаэратора для энергоблока мощностью 300 МВт ТЭС
«УОНГ БИ» во Вьетнаме. 32

Гайнуллина Л.Р., Тутубалина В.П.

Повышение эффективности использования трансформаторного
масла на тепловых электрических станциях введением сернистых
присадок. 39

Грибков А.М., Хазеев А.М.

Наилучшие доступные технологии (НДТ) сжигания топлива на
Набережночелнинской ТЭЦ. 44

Чичирова Н.Д., Хамидуллин Т.И., Чичиров А.А.

Проблемы использования битумов и гудронов в качестве
энергетического топлива. 51

Фирсова Е.В., Чичирова Н.Д., Чичиров А.А.

Преимущества тригенерационных установок в сравнении с
централизованным энергоснабжением. 56

Хуснутдинова Э.М., Шагеев М.Ф., Хуснутдинов А.Н.

Исследование режимов работы резервуаров для хранения жидкого
топлива в филиале ОАО «Генерирующая компания» Казанская
ТЭЦ-2. 65

Капуста П.Э., Сеначин П.К., Марушкин В.М., Шитов К.А.

Новые подогреватели высокого давления турбоустановок 300 МВт 70

Коробицин Н.А., Цветкович М.С., Цветкович Д.М. Расчет показателей надежности парогазовой установки ПГУ-110 методом структурных схем.	78
Кругликов П.А., Смолкин Ю.В. Возможности повышения тепловой экономичности и надежности работы энергоблоков АЭС путем проведения балансовых испытаний турбоустановок.	85
Кудрявцева Е.В., Шарапов В.И. Повышение энергетической эффективности ТЭЦ путем совершенствования технологий деаэрации подпиточной воды теплосети.	91
Щинников П.А., Михайленко А.И., Сафронов А.В. Экономия топлива на ТЭС за счет повышения точности инфор- мационного обеспечения ее работы.	100
Низамов Л. А. Оптимизация режимов работы теплоэлектроцентралей в современных условиях оптового рынка электрической энергии и мощности.	107
Ильин О.В., Чичиров А.А., Чичирова Н.Д. Способ контроля качества сетевой воды.	116
Росляков П.В., Морозов И.В., Tretner J. Автоматизированная система контроля коррозионных процессов в паровых котлах.	123
Сидоркин В.Т., Тугов А.Н., Берсенов К.Г. Мероприятия по снижению коррозии трубчатых воздухоподогревателей паровых котлов при их переводе на сжигание высокосернистых топлив.	132
Вилданов Р.Р., Тутубалина В.П. Повышение качества трансформаторных масел, используемые на тепловых электрических станциях и подстанциях, полученных из сернистых нефтей.	141
Рябчиков А.Ю., Аронсон К.Э., Бродов Ю.М., Желонкин Н.В., Брезгин Д.В., Мурманский И.Б. Разработка и промышленные испытания модернизированного пароструйного эжектора для теплофикационных турбин большой мощности.	147

**Власов С.М., Власова А.Ю., Волков М.А., Чичиров А.А.,
Минибаев А.И.**

Технологии стабилизационной обработки воды системы
оборотного водоснабжения ТЭС. 156

Груздев В.Б.

Повышение надежной работы конденсаторов паровых турбин
тепловых электростанций. 163

Юсупов А.Р., Лотфуллин Д.Д.

Применение синтетических газов в качестве энергетического
топлива. 170

Силов И.Ю.

Модернизация энергетики России на базе ГТУ. 175

Научное издание

IX СЕМИНАР ВУЗОВ ПО ТЕПЛОФИЗИКЕ И ЭНЕРГЕТИКЕ

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

21–24 октября 2015 года
г. Казань, Россия

Сборник материалов докладов

В четырех томах

Том III

Компьютерная верстка: *Ю.Ф. Мухаметшина*

Дизайн обложки: *Ю.Ф. Мухаметшина*

Подписано в печать 19.10.15.

Формат 60х84/16. Гарнитура Times. Вид печати РОМ.

Усл. печ. л. 10,81. Уч.-изд. л. 12,00. Тираж 500 экз. Заказ № 4966.

Редакционно-издательский отдел КГЭУ,
420066, Казань, Красносельская, 51

