

УДК 621.311.22

ОПЫТ ОСВОЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

А.Н. Тугов, Г.А. Рябов, А.В. Штегман, М.Н. Майданик

ОАО «ВТИ», г. Москва, ANTugov@vti.ru

Резюме: По результатам выполненных сотрудниками ВТИ наладки, испытаний и промышленного освоения головных образцов котельных установок, введенных в эксплуатацию в последние годы на российских ТЭС, показан уровень отечественной котельной техники. Намечены пути совершенствования этих головных образцов. Приводятся перспективные направления развития отечественных котельных установок, на которые следует обратить особое внимание научно-исследовательским организациям и котельным заводам.

Ключевые слова: котельная установка, пылеугольное сжигание, циркулирующий кипящий слой, трехступенчатое сжигание, вторичные энергетические ресурсы.

DOI:10.30724/1998-9903-2018-20-7-8-87-98

DEVELOPMENT EXPERIENCE OF MODERN MADE IN RUSSIA BOILER INSTALLATIONS

A.N. Tugov, G.A. Ryabov, A.V. Shtegman, M.N. Maidanik

JSC "VTI", Moscow, Russia

ANTugov@vti.ru

Abstract: Based on the results of adjustment, testing and industrial development of the main models of boiler units commissioned by Russian thermal power stations in recent years, the level of the domestic boiler plant is shown. The ways of improving these head samples are outlined. Prospective directions of development of domestic boiler plants are given, to which special attention should be paid to scientific research organizations and boiler plants.

Keywords: boiler plant, pulverized coal combustion, circulating fluidized bed, three-stage combustion, secondary energy resources.

В настоящее время в России находится в эксплуатации примерно 1650 котлов с давлением пара от 90 кгс/см² и более. Основное их количество запущено в период со второй половины 50-х и до конца 80-х годов, и преимущественно это были пылеугольные и традиционные газовые и газомазутные котлы.

В последние годы вводятся, в основном, котлы-утилизаторы после газотурбинных установок (ГТУ) и котлы, сжигающие нетрадиционные газовые топлива. Такой дисбаланс обусловлен следующими основными тенденциями, наблюдаемыми в последние годы в российской энергетике:

- снижение доли угольной генерации, особенно в европейской части;
- строительство новых установок для сжигания природного газа только на основе парогазовых технологий;
- более широкое использование горючих вторичных энергетических ресурсов в качестве топлива, в том числе нетрадиционных газообразных топлив.

1. Котельные установки для сжигания угля

Доля электроэнергии, выработанной на угольных ТЭС, в общей выработке электроэнергии России снизилась с 19–20% в начале 2000-х годов до 15–16% в середине 2010-х годов. Однако уголь по-прежнему является одним из основных источников первичной энергии для российской электроэнергетики. При этом в Сибири и на Дальнем Востоке его вклад в выработку электроэнергии достигает 50%.

В 2017 г. в России уголь как основное топливо сжигался на 87 ТЭС с установленной единичной электрической мощностью от 12 до 3800 МВт (27 ГРЭС и 60 ТЭЦ). Суммарная мощность этих ТЭС составляет около 49 ГВт, в том числе установленная «чисто» угольная мощность – 40,4 ГВт. Большинство угольных электростанций расположены на Урале и в азиатской части страны. В европейской части России суммарная мощность угольной генерации составляет чуть более 2,7 ГВт[1].

Длительность эксплуатации большей части котлов (70%) около 40 лет, срок эксплуатации 90% котлов превысил 30 лет. Оборудование имеет низкие технико-экономические и экологические показатели и нуждается в замещении. Однако строительство новых угольных мощностей в России хоть и продолжается, но идет крайне низкими темпами.

С 90-х гг. прошлого века построено только четыре угольных блока электрической мощностью более 300 МВт (блок № 3 Березовской ГРЭС (800 МВт), блок № 10 Троицкой ГРЭС (660 МВт), блок № 3 Каширской ГРЭС (330 МВт) и блок № 9 Новочеркасской ГРЭС (330 МВт)). Введены в эксплуатацию 20 угольных энергоблоков мощностью 200–230 МВт на Беловской, Гусиноозерской, Томь-Усинской, Харанорской ГРЭС, Красноярской ТЭЦ-3, Новосибирской ТЭЦ-5, Черепетской ГРЭС. В настоящее время идет строительство Приморской ГРЭС в Калининградской области, а также Сахалинской ГРЭС-2, второй очереди Благовещенской ТЭЦ и ТЭЦ в г. Советская Гавань – на Дальнем Востоке.

Котлы для всех объектов (кроме блока № 10 Троицкой ГРЭС) изготовлены на российских предприятиях. Понятно, чтобы конкурировать с зарубежными аналогами, их технико-экономические и особенно экологические показатели должны быть значительно выше, чем у котлов на действующих российских ТЭС. Поэтому все котлы, введенные в последнее время в эксплуатацию, являются по сути головными образцами и требуют тщательной наладки с последующей доработкой в период их освоения.

Котельная установка для блока 225 МВт Черепетской ГРЭС

Одними из современных российских блоков, отвечающих требованиям по эффективности, надежности и экологичности, являются установленные на Черепетской ГРЭС новые энергоблоки мощностью 225 МВт, на которых ОАО «ВТИ» (далее ВТИ) в 2016–2017 гг. проводил режимную наладку.

Котельный агрегат ТПЕ-223, входящий в состав этих энергоблоков, изготовлен на АО ТКЗ «Красный котельщик». Имеет традиционную П-образную компоновку и тангенциальную топку (рис. 1), по углам которой установлены: в два яруса – прямоточные горелки; выше —прямоточные восстановительные сопла (сопла подачи утоненной угольной пыли с $R_{90}=6\%$); еще выше —расположенные на боковых стенах топки сопла третичного воздуха, на уровне первого яруса основных горелок установлены сопла пристенного дутья.

Уникальность организованной на котлах ТПЕ-223 трехступенчатой системы сжигания заключается в том, что впервые в России восстановительная зона (область от восстановительных сопел до сопел третичного воздуха) организуется не за счет природного газа, как это сделано на других котлах, например на блоке № 3 Каширской ГРЭС, а за счет утоненной угольной пыли с $R_{90}=6\%$.

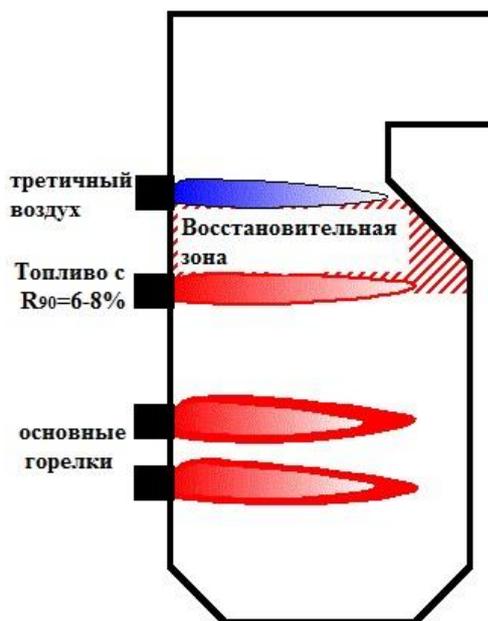


Рис. 1. Схема организации трехступенчатого пылеугольного сжигания на котле ТПЕ-223 Черепетской ГРЭС

Далее по ходу дымовых газов в котле на выходе из топки установлены ширмовые поверхности нагрева и настенный радиационный пароперегреватель. В соединительном газоходе и опускной шахте расположены пакеты конвективного пароперегревателя высокого и низкого давления и экономайзер. Регулирование температуры пара осуществляется впрысками собственного конденсата. Для подогрева воздуха используется регенеративный воздухоподогреватель.

Основным топливом котла ТПЕ-223 является кузнецкий уголь марки Д, растопочным – мазут марки М100.

Для размола угля были применены среднеходные валковые мельницы МВС-195 отечественной разработки, изготовленные на АО «Тяжмаш».

Пять мельниц со стандартным центробежным сепаратором работают на четыре канала горелочного устройства: 1, 2, 5-я мельницы—на основные горелки первого яруса, 3, 4-я мельницы – на основные горелки второго яруса. В мельнице № 6 («ребёнинговой») за счет применения динамического сепаратора (является головным образцом) уголь размалывается до пыли с $R_{90}=6\%$, которая направляется в восстановительные сопла. Принципиальные конструкции мельниц и динамического сепаратора показаны на рис. 2.

По результатам контрольных испытаний, выполненных ВТИ после завершения режимной наладки, можно констатировать, что котел обеспечивает номинальный расход пара требуемых параметров с высоким коэффициентом полезного действия (КПД) и нормативными выбросами вредных веществ. КПД котла находится на уровне 93,2% (приведенный к гарантийным условиям), концентрации оксидов азота (NO_x) и монооксида углерода (СО) в дымовых газах составили 321–344 и 63–88 мг/м³ соответственно. (Здесь и далее значения концентрации вредных компонентов в продуктах сгорания приведены к нормальным условиям в пересчёте на объем сухих дымовых газов при концентрации кислорода $\text{O}_2=6\%$, что соответствует коэффициенту избытка воздуха 1,4).

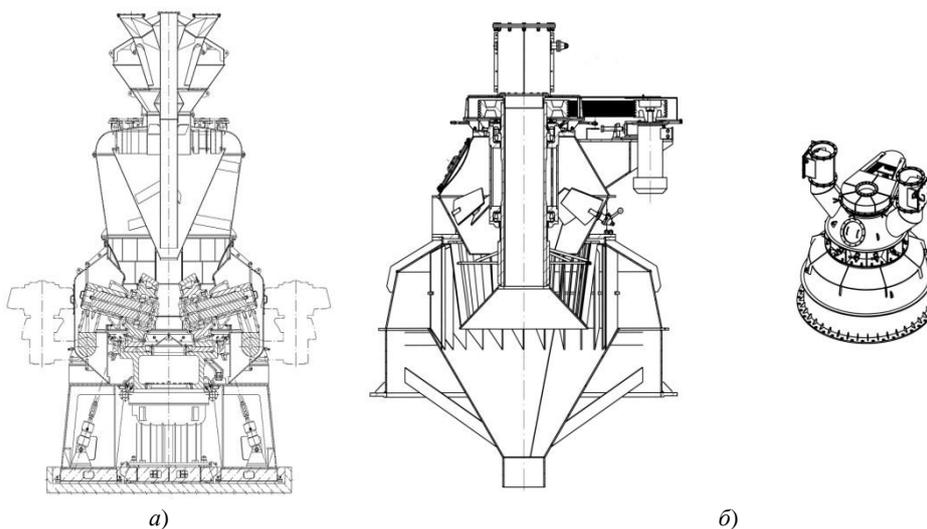


Рис. 2. Оборудование для размола угля:

а) общий вид мельницы с центробежным сепаратором; б) общий вид динамического сепаратора мельницы № 6 («ребёнинговой»)

Снижение выбросов NO_x до нормативных уровней удалось обеспечить за счет перераспределения топлива и воздуха по зонам топки. Так, например, по результатам наладки была определена степень открытия регулирующей заслонки третичного воздуха. Как видно из рис. 3, увеличивая долю третичного воздуха при сохранении общего количества воздуха на горение, концентрация NO_x снижается, но при этом возрастают потери с механическим (q_4) и химическим (CO) недожогом. Оптимальная степень открытия регулирующей заслонки третичного воздуха, таким образом, составляет 60–65%.

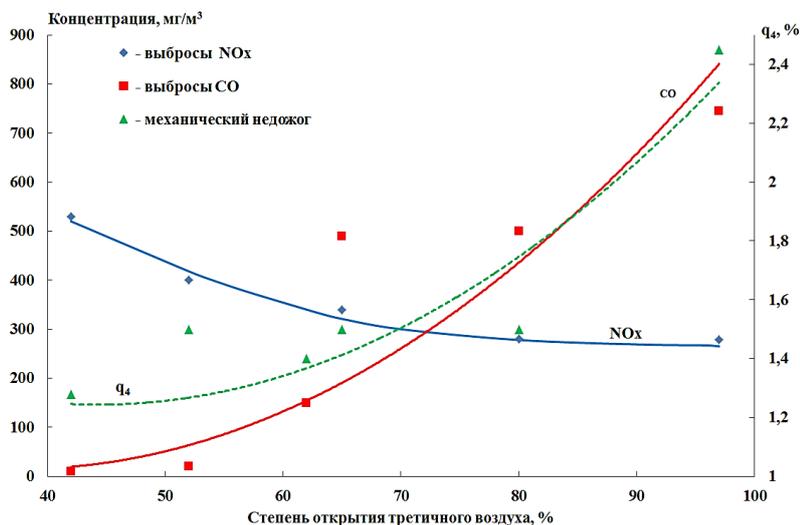


Рис. 3. Концентрация CO и NO_x в дымовых газах и потери с механическим недожогом (q_4) в зависимости от доли воздуха, подаваемого через сопла третичного дутья (третичный воздух)

В целом, результаты режимно-наладочных испытаний на котлах ТПЕ-223 показали эффективность и экономическую целесообразность применения трехступенчатой схемы сжигания с угольной восстановительной ступенью. Применение ребенинговой мельницы

позволяет не только обеспечить нормативные показатели по NO_x без впрыска в топку аммиакосодержащих реагентов, но и на низких нагрузках регулировать температуру перегретого и острого пара за счет её дозагрузки по топливу, не используя при этом снижающий КПД котла ввод газов рециркуляции в холодную воронку. Установлено также, что применение пристенного дутья, хотя несколько и снижает образование NO_x , но все же не является удачным решением. Целесообразно организовывать концентрическое сжигание совместно с трехступенчатым сжиганием. Хорошо себя зарекомендовал динамический сепаратор, который позволяет получать тонкую пыль при минимальных затратах на собственные нужды.

Котел с ЦКС для блока 330 МВт Новочеркасской ГРЭС

Первый в России котел с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) был сооружен на блоке № 9 Новочеркасской ГРЭС (рис. 4). Поставку котла осуществила российская компания ОАО «ЭМАльянс». Инжиниринг и поставку ряда ответственных деталей, вспомогательного оборудования выполнила компания «Сумитомо-Фостер-Уилер» (SFW).

Топливом для котла служит антрацитовый штыб (АШ) с переменной зольностью и крайне низким выходом летучих, а также тощий кузнецкий уголь. По данным нескольких анализов проб АШ, отобранных в 2016–2017 гг., основной диапазон теплоты сгорания АШ составляет 18860–23045 кДж/кг (4500–5500 ккал/кг) при изменении зольности в пределах 20–35 и влажности 6–12%.

С 2016 г. ВТИ принимает непосредственное участие в освоении основного оборудования этого энергоблока, в первую очередь, котельной установки. В процессе выполненной наладки и первоначальной эксплуатации котла был выявлен ряд недостатков, связанных с технологией сжигания, среди которых наиболее важными являются:

- высокая средняя температура слоя и большая неравномерность температуры по поверхности слоя, приводящие к аварийным остановам из-за шлакования слоя;
- высокая температура на выходе из топки и увеличение температуры дымовых газов в сепараторе твердых частиц, также вызывающие аварийные остановки котла, но уже из-за агломерации частиц в системе возврата и зольных теплообменниках *INTREX*.

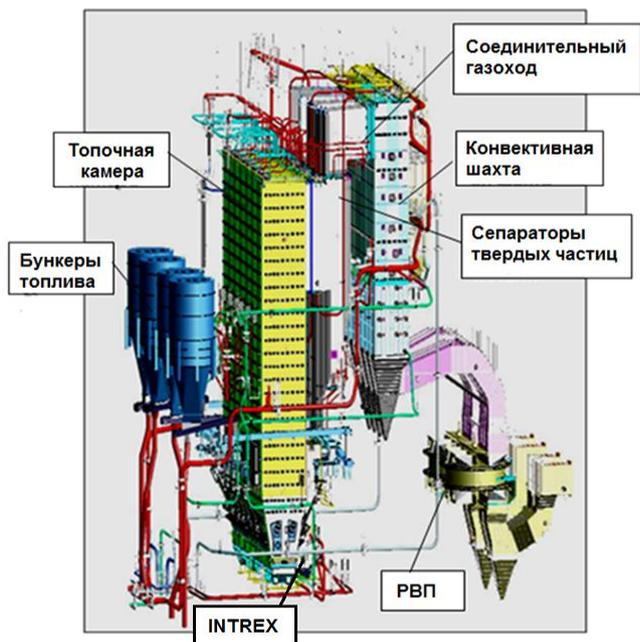


Рис. 4. Котел с ЦКС блока № 9 Новочеркасской ГРЭС

Повышение температуры дымовых газов на выходе из топки увеличивает также тепловосприятие поверхностей конвективной шахты, что приводит к необходимости впрысков в тракт промежуточного пароперегревателя и увеличивает температуру уходящих газов, снижая КПД котла.

Установлено, что основной причиной повышения температуры слоя и неравномерности температур по слою, а также роста температуры газов в сепараторе твердых частиц являются отклонения фракционного состава топлива от проектного.

В то же время при сжигании в котле проектного, стабильного по составу угля, как показали проведенные в мае 2017 г. тепловые испытания энергоблока, гарантии по мощности, КПД блока, затратам электроэнергии на собственные нужды (с учетом приведения к условиям гарантии) выполняются. При этом фактический КПД котла был выше гарантийного и составил 92,65%. Обеспечены гарантийные значения выбросов оксидов азота, как правило, они составляют около 200–250 мг/м³. Выбросы СО в основном близки к нулю. В ноябре 2017 г. проведено опробование системы подачи известняка в топку котла. Удалось добиться снижения выбросов оксидов серы с 2500 до 400 мг/м³ и менее. Результаты балансовых испытаний котла на нагрузках блока 310, 260 и 194 МВт показали, что опытные значения тепловосприятий поверхностей нагрева практически совпадают с проектными. При этом тепловая мощность котла составила в этих режимах 96, 82 и 69% от номинальной. Определенный по обратному балансу КПД котла при этих мощностях составил 92,30, 91,58 и 90,24% соответственно, что выше проектных данных.

Несмотря на отмеченные выше сложности, в августе – сентябре 2017 года блок отработал длительную кампанию с постоянными разгрузками на ночь. Разгрузки и нагружения происходили на скользящем давлении. Удавалось без подсветки газом снижать нагрузку до 60% от номинальной, что превосходит действующие требования по разгрузкам для пылеугольных котлов на АШ.

По результатам выполненных исследований, с целью совершенствования технологии сжигания АШ, намечено проведение первоочередных режимных и реконструктивных мероприятий на котле блока № 9. Исходя из оценки материальных и тепловых балансов слоя и надслоевого пространства, определены технологические решения, которые могут привести к снижению температуры и ее неравномерности: уменьшение доли первичного воздуха, подача известняка, подача золы рециркуляции. Крайне важно добиться увеличения степени циркуляции частиц и доведения состава материала слоя до наиболее приемлемого, с большой долей частиц, имеющих размеры около 0,2 мм.

В дальнейшем требуется более детальное изучение процесса сжигания в этом котле с организацией дополнительных измерений, проведение работ по доводке оборудования, тепловой схемы и оптимизации условий эксплуатации. При этом важным является также проведение исследований, которые позволят наилучшим образом реализовывать технологию сжигания топлив в циркулирующем кипящем слое на других объектах при использовании отечественного оборудования.

В заключение следует отметить, что в РФ имеются и другие перспективные конкурентно способные разработки котельных установок для новых угольных энергоблоков. В частности, ВТИ совместно с заводами-изготовителями и проектными организациями отработали технические решения, учитывающие особенности сжигания конкретных российских углей, для угольных энергоблоков 660 МВт на супер- (28 МПа и 600/620°C) и сверхкритические параметры пара (35 МПа и 700/720°C) [2]. Для ТЭЦ нового поколения разработаны технические решения по угольным энергоблокам мощностью 100–120 МВт с повышенными технико-экономическими показателями для перспективного замещения действующего оборудования или нового строительства [3].

2. Котлы-утилизаторы за газотурбинными установками

В настоящее время в РФ на 77 ТЭС находятся в эксплуатации или на стадии завершения монтажа 157 паровых котла-утилизатора (КУ), установленных после ГТУ, электрической мощностью более 25,0 МВт [4].

Динамика ввода в эксплуатацию КУ показана на рис. 5.

Большая часть КУ (примерно 85%) изготовлена на российских предприятиях. Можно сказать, что в России менее чем за двадцать лет накоплен большой опыт проектирования, изготовления и эксплуатации котлов-утилизаторов за ГТУ. Причем эти КУ имеют показатели на уровне мировых, а их создание ведется по вполне адекватным методикам.

Это подтверждают, например, результаты исследовательских испытаний котла-утилизатора П-134 (Пр-224/52-7,6/0,58-503/202), которые ВТИ проводил на Челябинской ТЭЦ-3 в составе парогазового энергоблока ст. № 3 (ПГУ-230Т) с газовой турбиной ГТЭ-160 и паровой турбиной Т-50/70-6,8/0,12 [5]. Целью испытаний являлось получение экспериментальных данных по теплотехническим параметрам котла-утилизатора и сопоставление их с расчетными параметрами для оценки адекватности расчетной модели, а также сопоставление фактических технико-экономических показателей с гарантийными.

Котел-утилизатор (КУ) Челябинской ТЭЦ-3 – барабанный, двухконтурный, с принудительной циркуляцией в испарительных контурах, однокорпусной, вертикального профиля с горизонтальным расположением труб поверхностей нагрева (рис. 6), разработан и изготовлен ПАО «ЗиО-Подольск».

КУ расположен внутри помещения, выполнен газоплотным для работы под наддувом. В пароводяном тракте КУ по ходу газов расположены пароперегреватель и испаритель контура высокого давления, экономайзер высокого давления, пароперегреватель и испаритель контура низкого давления, газовый подогреватель конденсата. Барабан контура низкого давления совмещен с деаэратором.

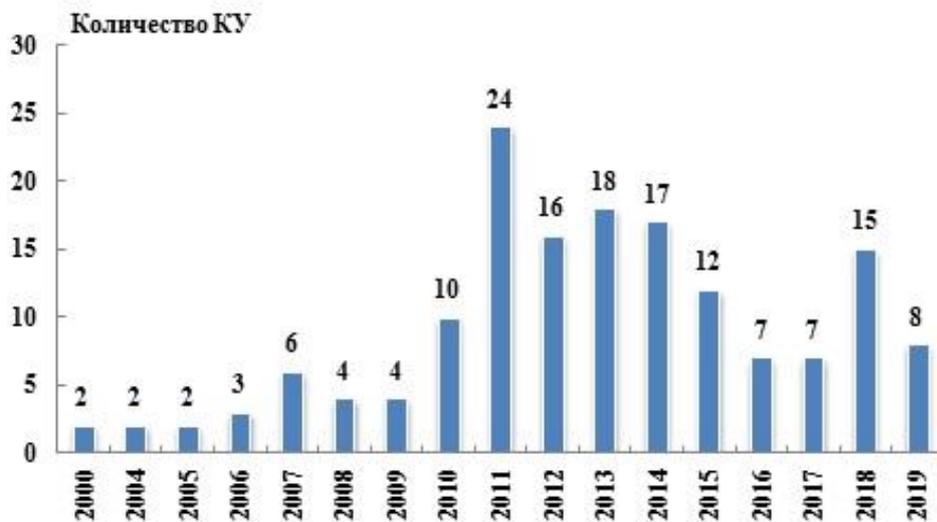


Рис. 5. Динамика ввода в эксплуатацию КУ

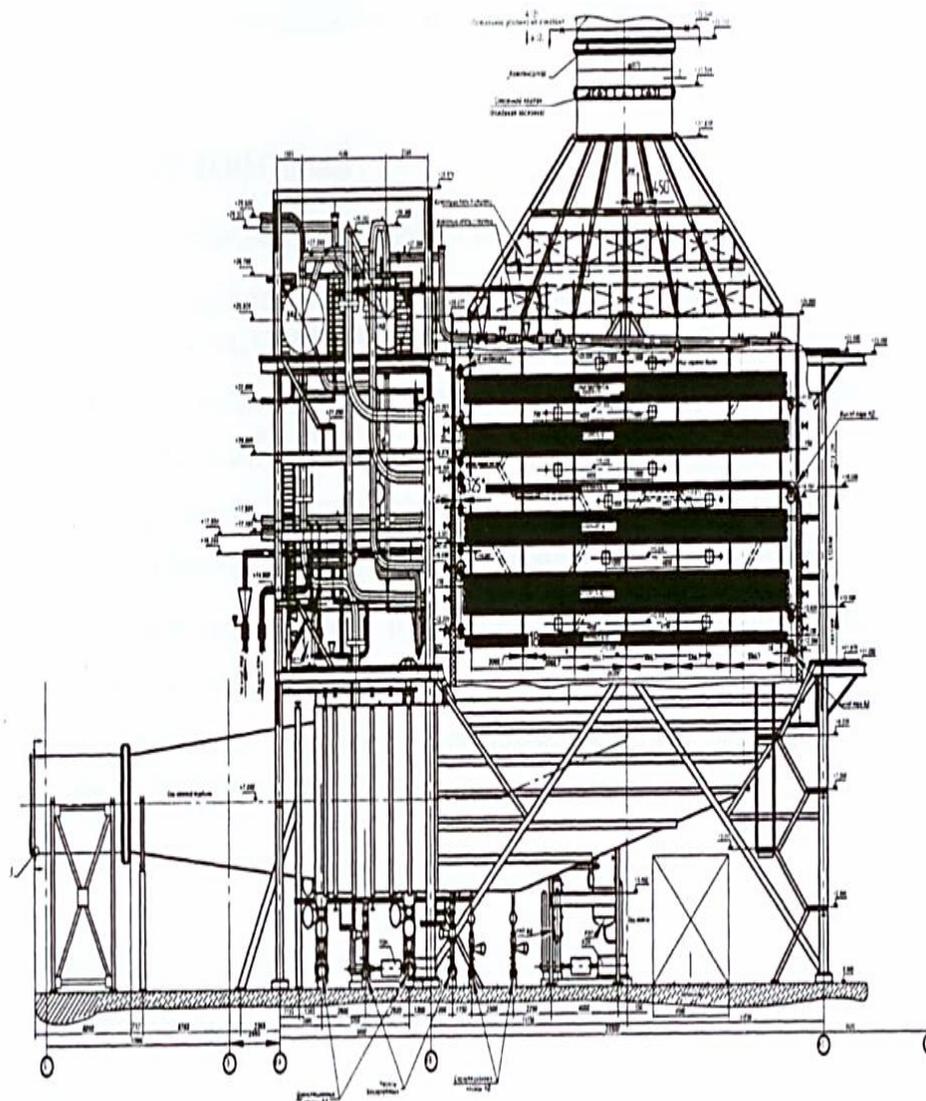


Рис. 6. Общий вид котла П-134 (Пр-224/52-7,6/0,58-503/202) для ПГУ-230Т на Челябинской ТЭЦ-3

Результаты испытаний на этом котле показали [5], что выполнение теплогидравлических расчетов КУ по расчетной модели, использованной ПАО «ЗиО-Подольск» при его проектировании, позволяет удовлетворительно описывать общее реальное состояние КУ во всем рабочем диапазоне изменения его нагрузки (100–50%). Расчетные значения общей тепловой мощности КУ и тепловой мощности поверхностей нагрева контура высокого давления, приведенные к условиям испытаний, незначительно (не более чем на 2,4% и в большую сторону) отличаются от фактических значений. По отношению к гарантийным показателям превышение тепловой мощности составило 1–1,5%, температура уходящих газов не выходила за пределы гарантийных показателей (110°C).

В РФ отсутствует опыт проектирования, а тем более изготовления и эксплуатации прямоточных котлов-утилизаторов для ПГУ, которые, как известно, обладают лучшими маневренными показателями. Отсутствие громоздких, сложных, а главное, толстостенных барабанов позволяет осуществлять быстрый пуск энергоблока. (По данным фирмы *Alstom Power*, для пуска из холодного состояния энергоблока с прямоточным КУ требуется 30 мин,

а с барабанным – от 60 до 90 мин). Именно поэтому ВТИ в настоящее время основное внимание уделено созданию прямоточных котлов-утилизаторов для маневренных ПГУ [6].

3. Котлы для сжигания вторичных энергетических ресурсов

С конца прошлого века в России стали уделять больше внимания использованию вторичных энергетических ресурсов: побочных горючих газов черной и цветной металлургии, процессов химической и термохимической переработки углеродистого сырья, твердых отходов производства и потребления. При этом определяющим фактором при проектировании котлов для сжигания этих топлив является обеспечение требований по выбросам вредных веществ, особенно оксидов азота, в атмосферу. Это обусловлено тем, что российским, и особенно зарубежным законодательством установлены достаточно жесткие нормы по их выбросам. Так, например, в соответствии с Директивой ЕС 2010/75/EU для всех новых газовых котлов, поставляемых на европейский рынок, концентрации как NO_x , так и СО в дымовых газах не должны превышать 83 мг/м^3 (100 мг/м^3 при $\text{O}_2=3\%$). Российские нормы несколько мягче и составляют для $\text{NO}_x=125 \text{ мг/м}^3$.

В работе [7] показано, что на современном уровне развития отечественной котельной техники это вполне достижимо. За счет уменьшения объемного теплонапряжения топки, применения специальных горелок, организации ступенчатого сжигания и рециркуляции дымовых газов на головном котле Е-135-3,2-420ДГ, предназначенном для сжигания газов сланцепереработки, удалось обеспечить устойчивое их горение во всем рабочем диапазоне котла с концентрацией оксидов азота в дымовых газах менее 800 мг/м^3 . Химический недожег практически отсутствовал.

Котел Е-135-3,2-420ДГ был изготовлен на ООО «Белэнергомаш-БЗЭМ» для электростанции фирмы *VKG ENERGIA OÜ*, входящей в состав сланцеперерабатывающего концерна *VKG AS* в Эстонии. Котел барабанный, двухходовой, сомкнутой компоновки, газоплотный, с номинальной паропроизводительностью 135 т/ч и параметрами пара $3,2 \text{ МПа}$ и 420°C . Продольный разрез котла Е-135-3,2-420ДГ показан на рис. 7.

Основным топливом для котла является побочный продукт сланцепереработки—полукоксовый газ, имеющий низшую теплоту сгорания $44000\text{--}50280 \text{ кДж/м}^3$. На нем котел должен нести нагрузку во всем диапазоне режимов. Дополнительным топливом является другой побочный продукт сланцепереработки—генераторный газ с теплотой сгорания $2720\text{--}3350 \text{ кДж/м}^3$, который должен сжигаться совместно с полукоксовым газом в пропорции 20/80 по теплу также во всем диапазоне нагрузок котла. Несмотря на существенное различие в свойствах горючих газов, было запланировано и реализовано их совместное сжигание в одном горелочном устройстве. Двухтопливные горелки (6 горелок тепловой мощностью по 20 МВт) были спроектированы и изготовлены фирмой *ENTEN Engineering AS* (Эстония) при участии ВТИ с учетом имеющегося у них совместного опыта по сжиганию указанных газов.

Как уже отмечалось, после завершения наладки во всем рабочем диапазоне нагрузок котла Е-135-3,2-420ДГ концентрация оксидов азота в дымовых газах составляла менее допустимой. Более того, были в дальнейшем реализованы режимы, в которых концентрация NO_x в дымовых газах была более чем в два раза ниже регламентируемых европейскими нормами значений, даже при номинальной нагрузке: 40 мг/м^3 при сжигании полукоксового газа и 33 мг/м^3 при работе на смеси полукоксового и генераторного газа (в пропорции 80 и 20% по теплу) [7].

Полученный положительный опыт по снижению образования NO_x в создании и освоении данного котла в дальнейшем может быть использован при проектировании других котлов, сжигающих подобные нестандартные газовые топлива, в частности коксовый и доменный газы в металлургии, пиролизные газы в нефтехимии.

Опыт ВТИ по сжиганию в котлах коро-древесных отходов, лузги подсолнечника, подстильно-пометного материала представлен в работе [8]. Результаты освоения котельных

установок для энергетического использования твердых коммунальных отходов изложены в монографии [9].

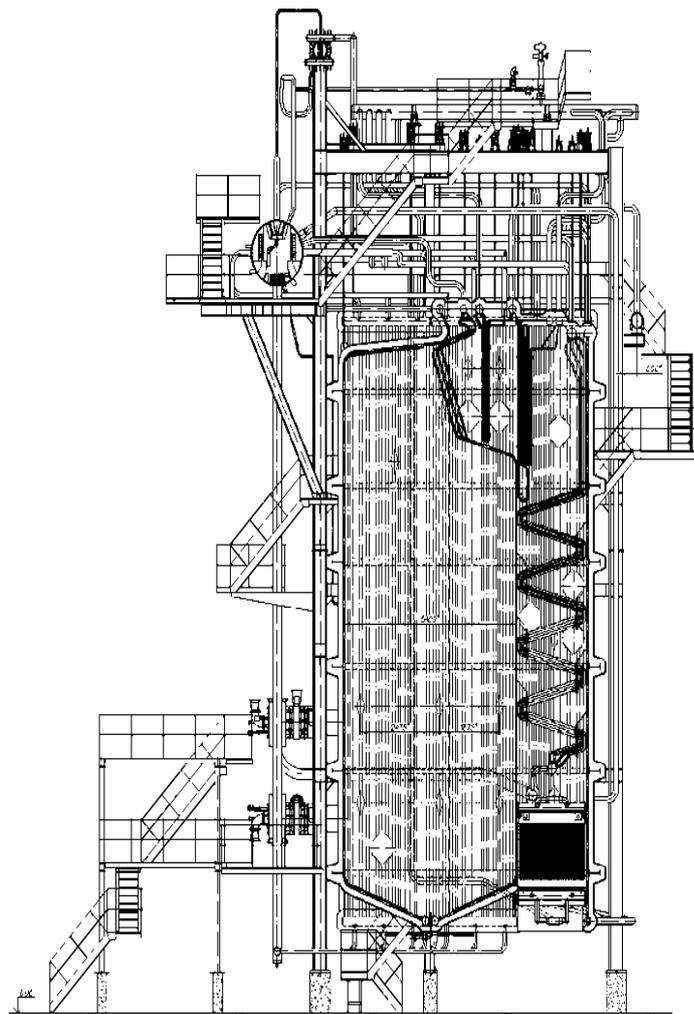


Рис. 7. Продольный разрез котла E-135-3,2-420ДГ на электростанции VKG ENERGIA OÜ

Заключение

Результаты выполненных сотрудниками ВТИ наладки, испытаний и промышленного освоения головных образцов котельных установок, введенных в эксплуатацию в последние годы на российских ТЭС, показали, что котлы, изготавливаемые отечественными котельными заводами, в целом соответствуют современным мировым требованиям как по технико-экономическим, так и по экологическим показателям.

Дальнейшее направление развития отечественной котельной техники должно быть связано с разработкой пылеугольных котлов на супер- (28 МПа и 600/620 °С) и ультрасверхкритические (35 МПа и 700/720 °С) параметры пара, внедрением котлов с ЦКС, с максимально возможной долей локализации производства на отечественных заводах, и созданием прямоточных КУ для ПГУ.

Литература

1. Тугов А.Н., Майданик М.Н. Угольная энергетика в России: состояние и перспективы // Электрические станции. 2017. № 12. С. 2–9.
2. Шварц А.Л. Разработка технических решений по пылеугольному котлу энергоблока 800 МВт на параметры пара 35 МПа, 700/720°C / А.Л. Шварц, Э.Х. Вербовецкий, Е.В. Сомова, А.В. Смолин // Теплоэнергетика. 2015. № 12. С. 56–60.
3. Рябов Г.А. Профиль энергоблока угольной ТЭЦ нового поколения / Г.А. Рябов, Г.Д. Авруцкий, А.М. Зыков [др.] // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 1. С. 16–26.
4. Тугов А.Н. Паровые котлы-утилизаторы за ГТУ мощностью более 25 МВт, установленные на ТЭС Россиизаводов: сб. науч.-техн. докл. / А.Н. Тугов, М.Н. Майданик // Сборник докладов междунаучно-техн. конф. «Проблемы эксплуатации котлов-утилизаторов парогазовых установок», 26–27 апреля 2018. М.: ОАО «ВТИ» С. 17–25.
5. Майданик М.Н. Исследовательские испытания котла-утилизатора П-134 энергоблока ПГУ-210Т Челябинской ТЭЦ-3: сб. науч.-техн. докл. / М.Н. Майданик, А.Н. Тугов, Н.И. Мишустин, А.Э. Зелинский // Сборник докладов междунаучно-техн. конф. «Проблемы эксплуатации котлов-утилизаторов парогазовых установок», 26–27 апреля 2018. М.: ОАО «ВТИ». С. 51-60.
6. Сомова Е.В. Разработка отечественных прямоточных котлов-утилизаторов для ПГУ различной мощности: сб. науч.-техн. докл. // Сборник докладов междунаучно-техн. конф. «Проблемы эксплуатации котлов-утилизаторов парогазовых установок», 26–27 апреля 2018. М.: ОАО «ВТИ». С. 34–41.
7. Тугов А.Н. Снижение выбросов оксидов азота на котле Е-135-3,2-420ДГ при сжигании газообразных продуктов сланцепереработки / А.Н. Тугов, В.А. Верещетин, В.Т. Сидоркин [и др.] // Электрические станции. 2018. № 5. С. 46–49.
8. Тугов А.Н. Опыт ВТИ по использованию в энергетике проблемных топлив / А.Н. Тугов, Г.А. Рябов, А.В. Штегман, И.А. Рыжий, Д.С. Литун // Теплоэнергетика. № 7. 2016. С. 3–11.
9. Тугов А.Н. Энергетическая утилизация твердых коммунальных отходов на ТЭС: монография А.Н. Тугов. М.: ОАО «ВТИ», 2017. 178 с.: ил.

Авторы публикации

Тугов Андрей Николаевич – д-р техн. наук, заведующий отделением парогенераторов и топочных устройств электростанций ОАО «ВТИ». E-mail: ANTugov@vti.ru.

Рябов Георгий Александрович – д-р техн. наук, заведующий лабораторией спецкотлов ОАО «ВТИ». E-mail: GARyabov@vti.ru.

Штегман Андрей Владимирович – заведующий лабораторией ОАО «ВТИ». E-mail: AVShtegman@vti.ru.

Майданик Михаил Николаевич – заведующий сектором ОАО «ВТИ». E-mail: MNMaydanik@vti.ru.

References

1. Tugov A.N., Maydanik M.N. Ugol'naya energetika v Rossii: sostoyaniye i perspektivy // Elektricheskiye stantsii. 2017. № 12. S. 2–9.
2. SHvarts A.L. Razrabotka tekhnicheskikh resheniy po pyleugol'nomu kotlu energobloka 800 MVt na parametry para 35 MPa, 700/720°S / A.L. SHvarts, E.KH Verbovetskiy, E.V. Somova, A.V. Smolin // Teploenergetika. 2015. № 12. S. 56–60.
3. Ryabov G.A. Profil' energobloka ugol'noy T·ETS novogo pokoleniya / G.A. Ryabov, G.D. Avrutskiy, A.M. Zykov [dr.] // Izvestiya RAN. Energetika. 2014. № 1. S. 16–26.
4. Tugov A.N. Parovyeye kotly-utilizatory za GTU moshchnost'yu boleye 25 MVt,

ustanovlennyye na T·ES Rossiizavodov: sb. nauch.-tekhn. dokl. / A.N. Tugov, M.N. Maydanik // Sbornik dokladov mezhdun. nauchno-tekhn. konf. «Problemy ekspluatatsii kotlov-utilizatorov parogazovykh ustanovok», 26–27 aprelya 2018. M.: OAO «VTI» S. 17–25.

5. Maydanik M.N. Issledovatel'skiye ispytaniya kotla-utilizatora P-134 energobloka PGU-210T CHelyabinskoy T·ETS-3: sb. nauch.-tekhn. dokl. / M.N. Maydanik, A.N. Tugov, N.I. Mish·chstin, A.E. Zelinskiy // Sbornik dokladov mezhdun. nauchno-tekhn. konf. «Problemy ekspluatatsii kotlov-utilizatorov parogazovykh ustanovok», 26–27 aprelya 2018. M.: OAO «VTI». S. 51-60.

6. Somova E.V. Razrabotka otechestvennykh pryamotochnykh kotlov-utilizatorov dlya PGU razlichnoy moshchnosti: sb. nauch.-tekhn. dokl. // Sbornik dokladov mezhdun. nauchno-tekhn. konf. «Problemy ekspluatatsii kotlov-utilizatorov parogazovykh ustanovok», 26–27 aprelya 2018. M.: OAO «VTI». S. 34–41.

7. Tugov A.N. Snizheniye vybrosov oksidov azota na kotle E-135-3,2-420DG pri szhiganii gazoobraznykh produktov slantsepererabotki / A.N. Tugov, V.A. Vereshchetin, V.T. Sidorkin [i dr.] // Elektricheskiye stantsii. 2018. № 5. S. 46–49.

8. Tugov A.N. Opyt VTI po ispol'zovaniyu v energetike problemnykh topliv / A.N. Tugov, G.A. Ryabov, A.V. Shtegman, I.A. Ryzhiy, D.S. Litun // Teploenergetika. № 7. 2016. S. 3–11.

9. Tugov A.N. Energeticheskaya utilizatsiya tverdykh kommunal'nykh otkhodov na T·ES: monografiya A.N. Tugov. M.: OAO «VTI», 2017. 178 s.: il.

Authors of the publication

Andrey Tugov – dr. tekhn. nauk, zaveduyushchiy otdeleniyem parogeneratorov i topochnykh ustroystv elektrostantsiy OAO «VTI». E-mail: ANTugov@vti.ru.

Georgiy Ryabov – dr. tekhn. nauk, zaveduyushchiy laboratoriyey spetskotlov OAO «VTI». E-mail: GARyabov@vti.ru.

Andrey Shtegman – zaveduyushchiy laboratoriyey OAO «VTI». E-mail :AVShtegman@vti.ru.

Mikhail Maydanik – zaveduyushchiy sektorom OAO «VTI». E-mail: MNMaydanik@vti.ru.

Поступила в редакцию

18 мая 2018 г.