УДК 621.1

ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ПГУ НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ

Гордеев С.И., Попов А.В., Рыжков А.Ф.

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, Екатеринбург, Россия

АННОТАЦИЯ

Рассматривается текущий уровень развития парогазовых технологий в России и мире, проводиться анализ энергетической эффективности. В ходе анализа выявлены достоинства и недостатки различных схем, отобраны наиболее подходящие схемы для дальнейшей разработки, сформулированы основные принципы создания новой ПГУ.

ВВЕДЕНИЕ

Высокая цена на нефть и природный газ, и все возрастающие требования к защите окружающей среды заставляют искать новые более термодинамически и коммерчески выгодные способы использования топлива на ТЭС. Существует два конкурирующих направления: традиционное с прямым сжиганием топлива и использованием теплоты топлива в паросиловом цикле и другое, базирующее на двух технологиях – газификация и сжигание угля под давлением выработка электрической энергии в комбинированном парогазовом цикле.Преимуществом традиционного направления является то, что это технологии прямого сжигания, хорошо освоенные у массового производителя энергетического оборудования и привычные для сознания технического персонала отрасли. Недостатками являются высокие издержки в системе газоочистки, повышенные требования к качеству топлива. Ухудшение качества топлива на долгосрочную перспективу при увеличении объемов его переработки и принципиально новый уровень требований к экологической стороне процесса, связанный с проблемой глобального потепления, существенно ограничивают конкурентные преимущества этого направления. Другое направление позволяет отойти от проблемы изменения качества топлива, а также, наряду с повышением КПД энергоблоков, повысить экологичность выработки тепловой и электрический энергии за счет термохимической подготовки топлива. Оно в своем развитии опирается на две промышленно отработанные технологии – это сжигание и кислородная газификация угля под давлением и выработка электроэнергии в комбинированном парогазовом цикле. Симбиоз технологий термохимического и энергетического преобразования топлива на основе мощного потенциала газотурбинного энергомашиностроения и хорошо отработанных в энерготехнологии процессов с многолетним опытом эксплуатации позволил предложить весьма эффективное решение энергетических и экологических проблем угольной отрасли. Наиболее последовательный переход к развитию угольных парогазовых технологий на протяжении нескольких десятилетий демонстрирует правительство США. В качестве партнеров выступают ведущие университеты и крупные концерны

Таким образом, существующие энергоблоки традиционного направления в ближайшей перспективе окажуться неконкурентноспособными с парогазовыми установками на твердом топливе. Поэтому разработка и внедрение новых энергоблоков, работающих по циклу Брайтона-Ренкина, а также доводка уже существующих установок является более перспективной, чем переход на ультракритические параметры в традиционном направлении.

Разработка ПГУ на твердом топливе ведется по четырем направлениям:

- ПГУ с внутрицикловой газификацией (ПГУ – IGCC);
- с топкой КСД (ПГУ-КСД);
- с пиролизером-карбонизатором (ПГУ-КСД-К);
- с высокотемпературным воздухонагревателем.

Из них первые два направления вышли на промышленный уровень, остальные находятся на стадии разработки.

Также существуют и другие направления. Хорошие показатели (и относительную легкость адаптации в России) имеет комбинированная многотопливная схема, широко применяемая на Западе для технического перевооружения угольных ТЭС. Схема является наиболее маневренной среди схем с различной степенью бинарности. По такому варианту работают новейшие многотопливные блоки в Дании (Аведора-2), Германии. В России выполняется по заказу Роснауки под патронажем РАН проект угольно-водородной ТЭС с высокотемпературными паровыми турбинами ВПТУ[8]. Также в Сибирском

© Гордеев С.И., Попов А.В., Рыжков А.Ф.

отделении РАН разработана технология механоактивации углей в процессе их измельчения (микропомола) до размера порядка 15–30 мкм. Столь мелкий помол обеспечивает эффект снижения энергии активации при воспламенении и горении и открывает возможности для использования прямого сжигания пыли вместо мазута или газа в газотурбинных установках без стадии газификации [9].

ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ С ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ

Наиболее успешно из заявленных направлений происходило развитие ПГУ с внутрицикловой газификацией (ПГУ-IGCC), перешедших к началу XXI века от демонстрационной стадии освоения к коммерческой и имеющих хорошую перспективу при замене кислородного дутья на воздушное.

Одна из причин концентрации усилий мирового энергетического сообщества вокруг технологии кислородной газификации заключена в относительной легкости выполнения жестких экологических требований (с улавливанием CO_2) в области энергетики и полигенерации.

Применение кислородных газификаторов на ближайшую перспективу наиболее востребовано в сценарии комбинированной переработки угля или полигенерации, когда электрогенерация сочетается с производством технологической продукции, что позволяет положительно решать известные экологические и технологические проблемы эксплуатации блоков ПГУ-IGCC [1]. Опыт подобной работы имеется в нефте- и углеперерабатывающих комплексах некоторых европейских стран; ряд химических заводов с блоками ПГУ создается в Северной Америке, Китае, Индии, Монголии. В Китае в целях повышения эффективности использования вторичных топливных энергоресурсов промышленные предприятия оснащаются ПГУ-IGCC для работы на коксовом и доменном газе. Лежащие в основе кислородных газификационных технологий процессы неселективной термохимической конверсии позволяют разложить на составляющие элементы практически любое топливо на основе углерода. Получаемый на их основе синтез-газ, содержащий преимущественно CO и H_2, достаточно просто подвергается очистке как от вредных примесей (серооксид углерода COS, сероводород H_2S, аммиак NH_3, соединения ртути), так и от оксидов углерода.

Метод улавливания углекислого газа до сжигания (pre-combustion capture) основан на конверсии синтез-газа в водород и CO_2 в специальном реакторе. Полученный газ сепарируется в абсорбере или мембранном реакторе с выделением водорода, используемого в качестве топлива в газовой турбине или топливном элементе. Благодаря этим свойствам кислородная газификация рассматривается как ключевая при переходе к водородной энергетике.

Широкое внедрение кислородных газификационных технологий в станционной энергетике сдерживается дороговизной получения кислорода, сложностью и недостаточной эффективностью технологической части (ненадежностью газоохладителя, отсутствием технологий высокотемпературной очистки газа, низкой эффективностью технологического горения по сравнению с энергетическим – в установках кипящего слоя химический КПД составляет 50–60%, в поточных и слоевых – 70–83%).

Ключевой фактор, влияющий на коммерциализацию технологий, – надежность. Свойственная действующим газификационным установкам эксплуатационная надежность составляет в среднем не более 80%, тогда как для энергообеспечения в ЖКХ должно быть не менее 90%, для промышленности (химических и перерабатывающих производств) – более 97%.

Для станционной энергетики на ближайшую перспективу более приемлемы новые методы многостадийной воздушной газификации с регенерацией (в потоке, кипящем слое), успешно развиваемые рядом энергомашиностроительных концернов, корпораций и университетов. ПГУ-IGCC на рис.1 занимают область 6, которая охватывает область КПД 40-45% (в зависимости от типа газоочистки).

ПГУ С ТОПКОЙ КИПЯЩЕГО СЛОЯ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

ПГУ с топкой кипящего слоя под давлением были разработаны в 80 годах XX века. Отработанность технологии позволяет органично вписать такую установку в структуру ТЭС. Применение такой технологии позволяет повысить энергетический КПД на 6-8 % по сравнению с паросиловым циклом на такие параметры.Технология ПГУ-КСД, основанная на воздушной конверсии топлив в низкотемпературном кипящем слое, наиболее хорошо подходит для энергетических приложений с умеренными экологическими требованиями (без улавливания CO_2). Однако жесткие ограничения по термической эффективности (не выше 44%) не позволяют ей развиваться без существенной модернизации. К достоинствам ПГУ с топками КСД следует отнести: отсутствие угольного газификатора и упрощенная система газоочистки (в ряде случаев – только горячий циклон); отсутствие газоохладителя и связанных с ним потерь физического тепла с потоком дымовых

газов, работа на воздушном дутье и низкий уровень температур в топке, синергетический эффект от совмещения сжигания с сероочисткой, высокая эффективность тепловой схемы ПГУ. Суммарные затраты на собственные нужды у ПГУ-КСД вдвое ниже, чем у работающих на кислороде ПГУ-IGCC [2]. На рис.1 ПГУ-КСД занимают область 5, уровень КПД 42-44%.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОСВОЕННЫХ ПГУ-Т

Укрупненно комбинированная энергоустановка состоит из двух частей – энергетической (ЭЧ) и технологической (ТЧ) (табл.1).

Энергетическая часть освоенных ПГУ-Т включает газовую турбину ГТ с КПД η_1, котел-утилизатор КУ (газоводяной теплообменник ТО) с КПД порядка 70–80% и паровую турбину ПТ с КПД η_2.

В ПГУ-IGCC движение тепловых потоков происходит по параллельным ветвям с замыканием на паровой турбине. Ветви, проходящие через газовую турбину, котел утилизатор и «часть» ПТУ создают эквивалентную $ПГУ_Э$, а ветви, включающие парогенерирующие части (охладитель реактора, газоохладитель) и «оставшуюся часть» ПТУ, формируют эквивалентную ПТУЭ комбинированной установки.

В ПГУ с КСД утилизируемая в экономайзере (ТО) теплота выхлопных газов ГТУ возвращается в котел КСД, увеличивая приходную часть в его тепловом балансе, что является одной из причин выравнивания эффективности выработки электро-энергии по обоим вариантам (с КСД и IGCC) при существенном различии в термодинамических параметрах циклов.

Основным назначением технологической части освоенных ПГУ-Т является подготовка рабочего тела для газовой турбины в виде высокотемпературных продуктов сгорания или топливного синтез-газа. Как отмечалось, для этого в настоящее время используют следующие типы технологического оборудования:

- высоконапорные поточные или слоевые газогенераторы (ГФ) с системой охлаждения и очистки синтез-газа (схема 1 в таблице 1);
- высоконапорные парогенераторы кипящего слоя (типа КСД) с высокотемпературной системой обеспыливания (схема 2 в таблице 1).

Из технологической части в энергетическую поступает два тепловых потока. Это – очищенные и компримированные горючие или дымовые газы, предназначенные для газовой турбины (a_1), а также – насыщенный или перегретый пар среднего и высокого давления из ВПГ, либо из системы испарителя-охладителя реактора и охладителя генераторного газа для паровой турбины (a_2). Здесь a_1, a_2 – есть относительные тепловые потоки-нетто из технологической части (газовая и паровая нагрузки).

Эти потоки определяются из теплового баланса технологической части через внутренние коэффициенты-нетто преобразования топлива a_1^0, a_2^0 в отдельных агрегатах, за вычетом потерь $\Delta_{тч}$. Между собой внутренние коэффициенты-нетто связаны соотношением $a_1^0+a_2^0=1$.

Потери $\Delta_{тч}$ в технологической части складываются в основном из потерь в конверторе $\Delta_к$, а также из потери в системе газоподготовки. Потери в конверторе – это обычные для котла или газификатора составляющие – с механическим недожогом q_4, через ограждающие конструкции q_5, с теплом шлака q_6 ($\Delta_к=q_4+q_5+q_6$),. Для современных котлов КСД и газификаторов $\Delta_к$=3–5%.

В отличие от «внутренних» коэффициентов a_1^0, a_2^0, «внешние» a_1, a_2 формируются с учетом внешних («ближних» и «дальних» – со стороны энергетической части) связей. Поэтому их сумма может быть как меньше, так и больше единицы. Очевидно, что перспективными являются те структурные схемы, «внешние» коэффициенты в которых превышают величину «внутренних».

Для рассматриваемых типов ПГУ относительная тепловая газовая нагрузка a_1 изменяется по фактическим данным в диапазоне 40÷80% [3]. Характерной особенностью установок ПГУ-IGCC, выполняемых на базе мощных поточных кислородных реакторов с жидким шлакоудалением (ЖШУ), является техническая невозможность достижения значений $a_1 \sim a_1^0$ близких к 1, поскольку для обеспечения жидкого шлакоудаления процесс газификации искусственно прерывается при температуре, превышающей точку плавления минеральной составляющей угля (около 1300°С), а современные сухие системы очистки газов от серы могут работать при температурах не выше 300÷500°С. В итоге в газоохладителе образуется температурный напор на уровне ~1000°С, и производимый в нем пар создает удельную паровую нагрузку на уровне $a_2^0=a_2\sim0{,}1\div0{,}15$. Таким образом, эффективность ПГУ-IGCC определяется химическим КПД реактора $\eta_x \sim a_1^0$ и типом газоочистки (холодная, горячая).

Для ПГУ-КСД, действующих на основе расширительных газовых турбин, значение параметра $a_1^0\sim0{,}4–0{,}5$.

Таким образом, благодаря развитию «дальних» обратных связей в структурной схеме ПГУ-КСД КПД-нетто (42–44% – расчетный, 42% – фактический) может достигать уровня эффективности газовых ПГУ с котлом-утилизатором при аналогичных параметрах цикла.

РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПГУ-Т

Преодоление отставания угольных ПГУ с перспективным энергетическим оборудованием от газовых осуществляется по двум основным направлениям. Это снижение затрат на собственные нужды в системах подготовки к сжиганию и газификации твердого топлива и окислителя, и повышение эффективности преобразования твердого топлива в газотурбинное. Наибольшие результаты по первому направлению ожидаются при удешевлении производства кислорода, либо его замене на воздушное дутье. Для повышения эффективности преобразования твердого топлива в газотурбинное рабочее тело ис-пользуются решения, позволяющие минимизировать паровой поток a_2 до уровня парового потока из котла-утилизатора газовой турбины. В отличие от освоенных, в технологической части разрабатываемых установок применяется другое оборудование и иные схемные решения. Первоначально за основу была принята хорошо зарекомендовавшая себя на предыдущем этапе технология кипящего слоя, рассматриваемая в двух вариантах (табл.2):

карбонизация (К) в пузырьковом и циркулирующем кипящем слое под давлением с утилизацией коксового остатка в высоконапорном парогенераторе типа ЦКСД и сбросом дымовых газов в газовую турбину (схема 3);

карбонизация аналогичного типа с утилизацией коксового остатка в низконапорном парогенераторе (НПГ) типа ЦКС по схеме 4;

Объединяет их ряд общих приемов. Это работа на воздушном дутье, горячая газоочистка, многостадийность процесса ТХП, конверсия в горючий газ части топлива.

По схеме 3 осуществляется топпинг-процесс (topping-cycle), разработанный по одной из программ перспективного развития Министерства энергетики США фирмой Foster Wheeler [4].

В карбонизаторе, являющимся общим источником топлива для ГТУ (синтез-газ) и для парового котла (полукокс), проводится частичная газификация угля. Вопросы маневренности такой ПГУ реализуются в той или иной степени за счет изменения бинарности.

Сравнительно низкая температура (~850°С), необходимая для бесшлаковочной работы и связывания серы, является как достоинством, так и недостатком, поскольку, позволяя достичь глубокого обессмоливания пиролизного газа, обусловливает повышенное содержание углерода в шлаковых остатках. Поэтому топливный газ уже после простой пылеочистки в горячем циклоне или фильтре может быть подан в камеру сгорания газовой турбины, а частицы полукокса и сорбент – сброшены в топку с циркулирующим кипящим слоем (в данном случае под давлением), обеспечивающую высокую степень выгорания углерода.

Подогрев дымовых газов до требуемой температуры за счет сжигания газа из карбонизатора увеличивает газовую нагрузку энергетической части до значений a_1=0,8÷0,9, что на 10–15% больше, чем по схеме с IGCC. При реализации такой схемы с получением температуры на входе в газовую турбину на уровне 1200–1300°С ожидалось получить КПД нетто до 48–50% (вместо КПД нетто в ПГУ с КСД ~38–42%). Однако высокий уровень технических про¬блем вынудил отказаться от подачи полукокса в котел под давлением и связанной работы паровой и газовой частей.

Альтернативной, исключающей недостатки схемы 3, хотя и в ущерб эффективности, является ПГУ с частичной газификацией под давлением и низконапорным парогенератором (НПГ) и по схеме 4. Синтез-газ подается в ГТУ со сбросом уходящих газов в котел-утилизатор, пар из которого направляется в паротурбинную установку. Полукокс сжигается в паровом котле без наддува, полученный пар отправляется в паровую турбину. Преимущество схемы – в возможности работы как в дубль-цикле (ГТУ+ПТУ), так и в моноцикле. Примером является технология ABGC (Air Blown Gasification Cycle) фирмы MBEL и Ольстерского университета, разрабатываемая первоначально под патронажем государства. Карбонизатор кипящего слоя под давлением производит горючий газ, направляемый в газовую турбину, и кокс (~50÷60%), сжигаемый в атмосферном котле ЦКС. Удельная газовая нагрузка составляет $a_1=a_1^0$~ 0,45÷0,55. Применение хорошо отработанного в энергетике оборудования позволяет предлагать разработку к коммерческому использованию [5].

Однако, структурная схема ПГУ в технологии ABGC аналогична схеме 1. Благодаря ряду решений (воздушное дутье вместо кислорода, горячая газоочистка, совмещение конверсии с сероочисткой) технология ABGC несколько эффективнее, чем IGCC с кислородными газификаторами, но заметно проигрывает схеме 3 по термическому совершенству. Ожидаемый КПД нетто не превышает 45% [5], что недостаточно для перспективных угольных разработок.

В настоящее время вновь намечается интерес к использованию высокоэффективных тепловых схем, близких к схеме 3, но с иным составом оборудования, другими параметрами и свойствами рабочих сред.Одной из таких схем является схема ПГУ с высокотемпературным воздухонагревателем Идея непрямого нагрева воздуха в рекуперативном теплообменнике позволяет использовать любой вид топлива для нагрева циклового воздуха газовой турбины, а также позволяет отказаться от термохимической подготовки топлива и последующей очистки синтез-газа, снижающей КПД установки и удорожающей ее. Таким образом, в рамках такой схемы возможно осуществление регенерации тепла в цикле газотурбинной установки, что существенно повышает термический КПД цикла. Однако, существует проблема с материалами для высокотемпературного теплообменника. Сейчас ведутся поиски

конструкционных материалов для теплообменника. Непрямой нагрев циклового воздуха позволяет организовать регенерацию теплоты, что позволяет существенно повысить КПД таких установок.

Специалистами ИЦЭУ и УрФУ проанализирована [6] угольная ПГУ сбросного типа с топпинг-процессом (рис.4.8), оснащенная пылеугольным пиролизером-карбонизатором, газоочисткой (ГОЧ) и секцией высокотемпературного нагрева воздуха в котле с парогенерирующей секцией в хвостовой части (НПВГ). Регенерация теплоты выхлопа газовой турбины в НПВГ повышает его производительность и увеличивает тепловую нагрузку на газовую турбину. При оптимальном сочетании параметров паровой поток a_2 может быть снижен до уровня, эквивалентного парогенерации в котле-утилизаторе газовой турбины. Исходной базой для разработки технологии явился успешный опыт создания технологии и аппаратов для предварительной термической подготовки угольной пыли непосредственно перед вводом ее в топку, приобретенный специалистами УралОРГРЭС в 80-е годы XX века, при работе на котле с жидким шлакоудалением (кузнецкий уголь СС) производительностью по пару 420 т/ч, где в каждой из 12-ти вихревых горелок были вмонтированы узлы подогрева угольной пыли до 650–800°С [7].

Энергетическая эффективность сбросной технологии с топпинг-процессом существенно зависит от выбора способа термохимической подготовки топлива, который может быть охарактеризован двумя показателями – качественным (полнота термохимической конверсии – ТХК) и количественным (доля топлива, подвергаемого термохимической конверсии).

Доля топлива, подвергаемая термохимической конверсии в реакторах ТХК, может изменяться от 0 до 1. При этом полнота конверсии, зависящая от способа (окислительный пиролиз, карбонизация, полная газификация), будет варьировать от a_1^0~0,2–0,3 до 0,8.

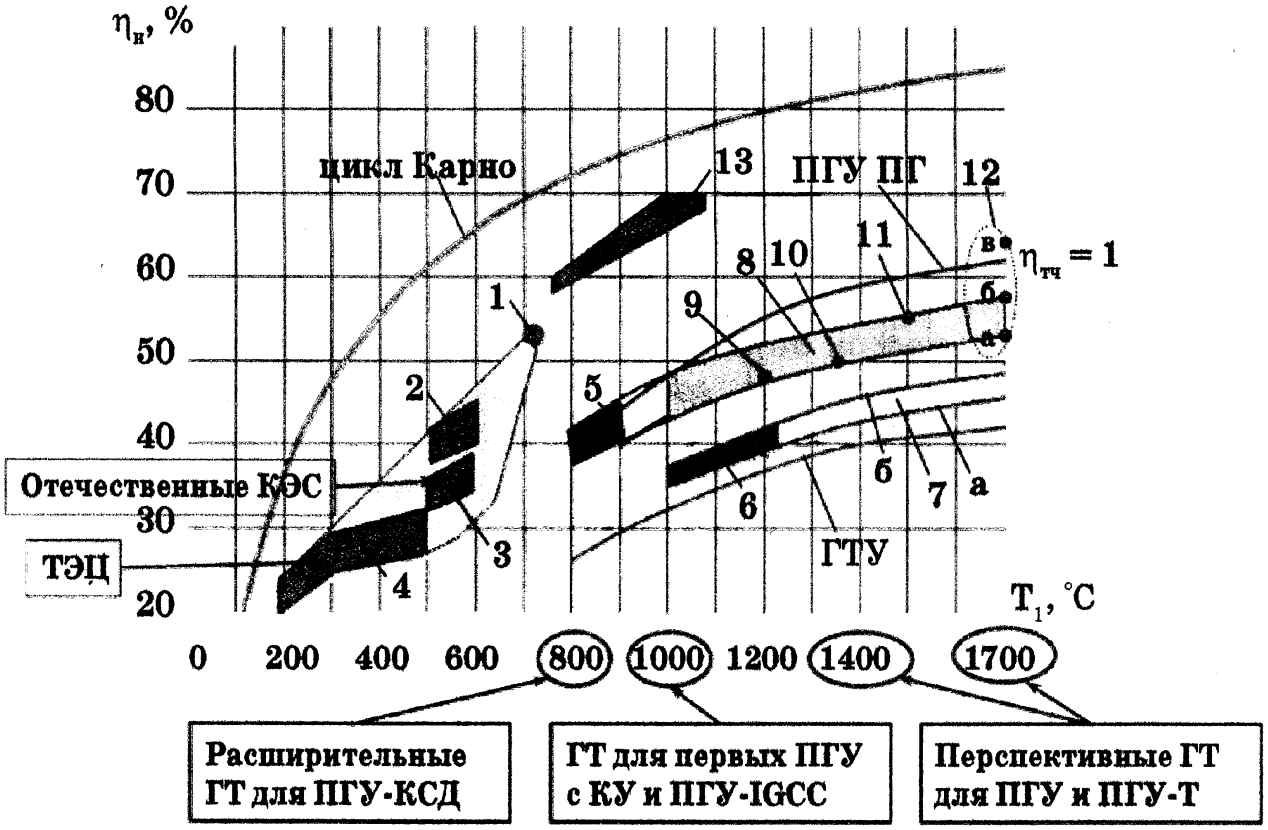


Рис.1 Развитие мировой угольной энергетики; конкуренция направлений: 1 – «THERMIE», 2 – блоки 1995- 2005 г.г. ЕС и Японии 300-1000 МВт, 3 – блочные ТЭС с промежуточным перегревом, 4 – ТЭС без промежуточного перегрева; 5 – освоенные ПГУ с топками КСД, 6 – освоенные ПГУ-IGCC с кислородными газификаторами; 7 - ПГУ-IGCC с кислородными газификаторами (а- с холодной газоочисткой, б – с горячей газоочисткой); 8 – разрабатываемые ПГУ с воздушными газификаторами 9 – HTW KoBRA, 10 – с карбонизатором и топпинг процессом Foster Wheeler, 11 – с пиролизером и воздухонагревателем в предложении ИЦЭУ-УрФУ, 12 – с поточным воздушным газификатором MHI (а – с холодной газоочисткой; б – с горячей газоочисткой; в – «б» + твердооксидный ТЭ; 13 – малые гибридные ПГУ с топливными элементами.

Таблица 1.
Схемы освоенных парогазовых установок.

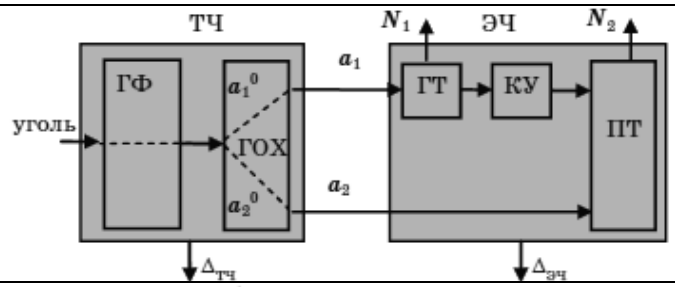
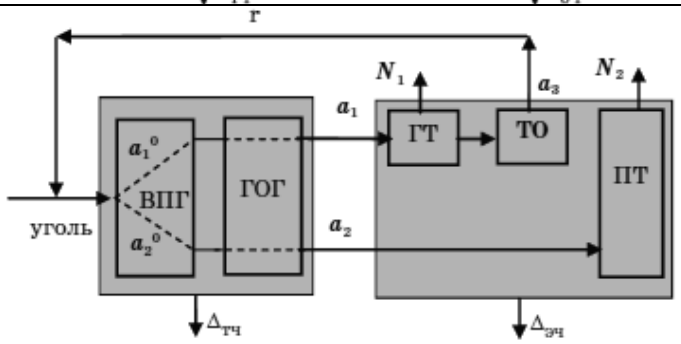
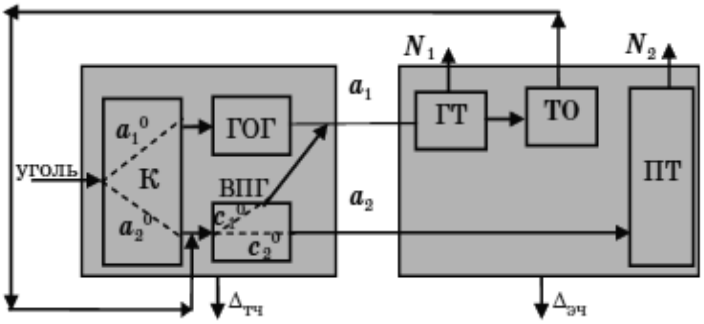
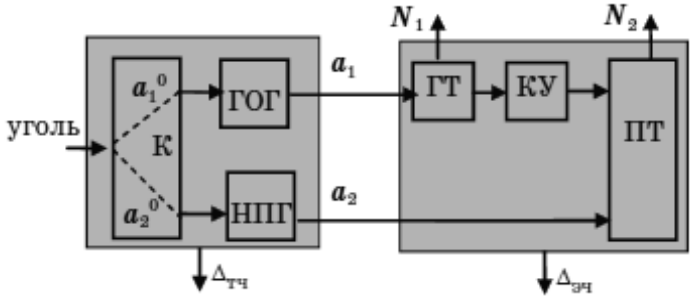
№ схемы	Тип ПГУ	Структурная схема ПГУ
1	С внутрицикловой газификацией	
2	С топкой кипящего слоя под давлением	

Таблица 2.
Схемы разрабатываемых парогазовых установок.

№ схемы	Тип ПГУ	Структурная схема ПГУ
3	С карбонизатором и ВПГ	
4	С карбонизатором и НПГ	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ относительно простых мероприятий по повышению термической эффективности угольных ПГУ позволяет утверждать о перспективности и конкурентоспособности угольных технологий с газоиспользующим энерооборудованием и о возможности создания в ближайшей перспективе угольной ПГУ с опорой на современную оте-чественную энергомашиностроительную базу. Разработка УралОРГРЭС и УрФУ совмещает в себе достоинства схем: с топпинг-процессом Foster Wheeler и с высокотемпературным воздухонагревателем, что позволяет достичь термического КПД на уровне 55% (рис.1 точка 11).

ЛИТЕРАТУРА

1. Материалы IV Международной конференции по технологиям внутрицикловой газификации и получению жидких топлив (Дрезден, 3–6 мая 2010 г.) [Электронный ресурс]. URL: www.gasification-freiberg.org
2. Ольховский Г.Г. Парогазовые установки на угле. Опыт разработки и применения, пути использования в России (аналитический обзор). Москва: ВТИ - 2000 г.
3. Эффективность угольных парогазовых установок / А.Ф. Рыжков [и др.] // Энерготехнологии и ресурсосбережение. 2009. № 3.
4. The Wabash river coal gasification repowering project // Topical report. 2000. September. № 20 [Электронный ресурс]. URL: www.netl.doe.gov.
5. Исследования и разработки в области чистых угольных технологий. Возможности Великобритании. CB011 // Harwell International Business Centre Didcot, Oxfordshire, OX11 0QJ, UK: March, 2001
6. Газогенераторные технологии в энергетике / А.В. Зайцев [и др.]; под ред. А.Ф. Рыжкова. Екатеринбург: Сократ, 2010.
7. Шульман В.Л. Предварительная термическая подготовка топлива как реальный способ технологического и экологического совершенствования пылеугольных котлов // Электрические станции. 2000. № 6.
8. Расчетно-экспериментальное обоснование создания угольно-водородной электростанции с высокотемпературными (850–1500°C) паровыми турбинами / О.Н. Фаворский [и др.] // Труды V Российской национальной конференции по теплообмену. Т. 1. М.: ИД МЭИ, 2010.
9. Экологически чистые и энергоэффективные технологии переработки и сжигания угля // Исследования и разработки Сибирского отделения Российской академии наук в области энергоэффективных технологий. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. Вып. 20.