

УДК 620.91:662.76.032

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ РЕАКТОРЫ ТХК ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ

¹Рыжков А.Ф., ^{1,2}Шульман В.Л., ¹Богатова Т.Ф., ¹Силин В.Е.,
³Загруднинов Р.Ш., ⁴Чернявский Н.В.

¹Уральский федеральный университет им. Б.Н. Ельцина, Екатеринбург, Россия

²ОАО «Инженерный центр энергетики Урала», Екатеринбург, Россия

³ЗАО «Концерн «ЕвразЭнергопром», Екатеринбург, Россия

⁴Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, Киев, Украина

Станции комбинированного цикла с внутрицикловой газификацией (IGCC) являются образцом фундаментально новой угольной технологии, которая в настоящее время становится коммерчески доступной. Технология газификации позволяет перерабатывать любое углеродосодержащее сырье, включая уголь, нефтяной кокс, топочный мазут, биомассу и твердые бытовые отходы. Примерно 75% действующих станций с IGCC используют несколько видов сырья одновременно. Технология сжигания угля в комбинированном цикле с внутрицикловой газификацией IGCC относится к категории наиболее эффективных среди так называемых «чистых» угольных технологий. При её применении значительно снижается уровень выбросов парниковых газов, а также несгоревших угольных микрочастиц, сажи и ртути. Однако сейчас работает лишь небольшое число электростанций IGCC, построенных в демонстрационных целях в основном – на государственные средства. Их максимальный электрический КПД составляет 42–45%. Ожидается, что в ближайшие десять лет КПД новых IGCC-станций превысит 50%. Повышение КПД преобразования топлива в электроэнергию сопровождается снижением выбросов.

Однако, данная технология при наивысшей доступной в настоящее время климатической эффективности (выбросы CO₂ снижаются в 9–10 раз по отношению к классическим технологиям использования твердого топлива) оказывается крайне дорогостоящей. Удельная стоимость ПГУ оценивается в 4000–4500 \$/кВт, а дополнительные затраты энергии на компрессию и закачку CO₂ в хранилище повышают собственные нужды станции на 8–10% абсолютных. Таким образом, при достигнутом КПД ПГУ без депонирования до 45%, КПД проектируемых ПГУ с депонированием не превышает 35–37%.

В мировой промышленности к настоящему времени сформировались два направления развития газогенераторных технологий.

1. Доминирующее направление – создание крупных установок (0,5–1,0 ГВт) единичной мощности двойного (энергетического и технологического) назначения. Установки работают на кислородном дутье при высоком давлении (до 6.5 МПа в технологических применениях, до 4.5 МПа в энергетических применениях), высоких температурах (до 2000°C в плотном слое, до 1600°C в спутном потоке), с жидким шлакоудалением и используют кондиционные энергетические угли. Основные достоинства мощных установок:

- высокий коэффициент термохимической конверсии: 83–85% в поточных реакторах, 90-93% в реакторах BGL плотного слоя;
- высокая интенсивность процесса: $bR = 7000 \text{ кг у.т.}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, $bV = 1600 \text{ кг у.т.}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч})$;
- высокий энергетический КПД – до 95%;
- газ с малым содержанием балласта ($\text{CO}_2 < 2\text{-}3\%$, $\text{CH}_4 < 0,5\%$, $\text{O}_2 < 0,5\%$).

Технологии отработаны на ряде ПГУ энергетического и промышленного назначения и в составе заводов по производству синтетического жидкого топлива, получен практический опыт, проводится поэтапная модернизация. Технологии действуют в США, ЮАР и странах ЕС и активно продвигаются на энергетические и химические рынки Китая, Индии, Австралии, Японии.

Существенные недостатки технологий:

- ограниченность экстенсивного роста – увеличение единичной мощности более 1 ГВт до сих пор не реализовано;
- значительные термодинамические потери – с паром среднего давления, генерируемым в газоохладителе до 12% полезной энергии топлива;
- сложная система газоподготовки (охлаждение и очистка);
- дороговизна воздуходелительной (кислородной) станции – до 17% от общих капитальных затрат; в то же время необходимость использования кислорода в энергетических приложениях в настоящее время ни технологически, ни экологически не обоснована;
- транспортные ограничения и конструкционные проблемы;
- надёжная эксплуатация только на кондиционных энергетических углях.

2. Альтернативное направление – развитие малых модульных установок до 10-50 МВт единичной мощности. Установки работают обычно на воздушном (реже на кислородном) дутье, при атмосферном и среднем давлении, средних (до 1200°C), реже – высоких (1600-1800°C) температурах в плотном, кипящем слое и в потоке, с использованием в основном низкосортного топлива (бурые угли, торф, биомасса). Уровень разработанности – в основном пилотные и демонстрационные проекты.

К особенностям установок на воздушном дутье относят:

- низкокачественный газ (значительное количество балласт – CO_2 , H_2O и CH_4 , а так же – смол и сажи);
- нерегулируемое соотношение H_2/CO ;
- громоздкость, сложность и дороговизна при малой эффективности;
- низкий коэффициент готовности.

Однако потенциальные достоинства этих агрегатов значительны:

- ориентация на использование местных топлив;
- компактность, мобильность, малый вес;
- работа без наддува (при атмосферном давлении) на воздушном или обогащённом воздушном дутье и с твёрдым шлакоудалением;
- заводская готовность.

Это стимулирует усиленные поиски удовлетворительных технологических решений.

Для успешного продвижения на рынке инновационных технологий, малые реакторы должны иметь показатели, сопоставимые с таковыми для мощных перспективных конструкций газификаторов [1, 2]:

- высокая полнота использования топлива (коэффициент полноты химической конверсии до 95%, энергетический КПД – до 95%);
- безотходность (малоотходность) технологии, минимальный выход нуждающихся в обезвреживании (дорогостоящем) токсичных отходов (фенольные стоки);
- простота технологии, обеспечивающая минимизацию затрат и высокую надёжность; низкий уровень потерь с коксом, сажей, смолами;
- высокий коэффициент готовности на уровне 85–90% для круглогодичной работы в базовом режиме;
- высокая манёвренность системы газификации для обеспечения приемистости энергоблока в диапазоне 50-100% от номинальной нагрузки при сохранении близкого к оптимальному режима работы оборудования (без спекания, «захлёбывания», провалов и др.)

В основу создания перспективных устройств конверсии малой мощности и предприятий на их базе необходимо закладывать несколько основных принципов: модульность, глубокая интеграция по теплу газоподготовительной и газоиспользующей частей установки для обеспечения химической регенерации тепла, разумная достаточность.

Принцип модульности. На базе модулей создаётся станция переработки топлива (СПТ), предназначенная для его подготовки к использованию в энергетической или технологической установке. СПТ включает системы механической подготовки твёрдого топлива (пылеприготовление, брикетирование), термохимической конверсии и систему газоочистки. Компоновка СПТ с энергетической или технологической установкой – блочная (индивидуальная) или групповая (с работой на общий коллектор чистого газа).

За счёт глубокой интеграции СПТ с основной частью (энергетической или технологической установками) достигается повышение коэффициента термохимической конверсии топлива до 92-95%. Организация возврата теплоты в СПТ из основной части (выхлопных газов теплового двигателя, химического реактора) переводит работу реактора из автотермического режима в алло- автотермический со сдвигом состава синтез-газа от паровоздушного к водяному или регенеративному с указанным повышением коэффициента термохимической конверсии. Заявленное повышение не является предельным. Теоретическим пределом служит коэффициент термохимической конверсии в 120-140% в зависимости от вида топлива и типа дополнительного газифицирующего агента (водяной пар, углекислота), достигаемый в аллотермических условиях.

Разумная достаточность реализуется за счёт получения в реакторе газов требуемого состава и количества без их дополнительной модификации: а) присадки топливного газа с ненормируемым составом и калорийностью при его использовании в процессах беспламенного сгорания в высокотемпературном воздушном потоке (в камерах сгорания гибридных ПГУ, нагревательных и мусоро-

сжигательных печах и пр.); б) бессмольного топливного газа с минимальным количеством углеводородов $\text{CH}_4 = 0-0,5\%$ и химического балласта ($\text{CO}_2 < 2-3\%$) и регулируемым содержанием водорода (от 1-2% для бездетонационной работы газопоршневых двигателей до 18-24% для получения СЖТ).

Энергетическое использование инновационного технологического процесса в парогазовых установках. Классические ПГУ, в том числе демонстрационные действующие ПГУ-IGCC за рубежом, а также принятая в рамках Технологической Платформы №15, работают обычно на кислородном дутье и по блочно-параллельной схеме, в которой энергия конвертируемого в мощном реакторе топлива уже в системе газоподготовки разделяется на две «ветви» – в форме химической энергии газа, направляемой в ГТУ, и в форме тепловой энергии пара, генерируемого в системах охлаждения газогенератора и газоочистки, направляемой в ПСЦ. При этом, поскольку лишь часть химической энергии топлива срабатывает в парогазовом цикле, КПД нетто таких ПГУ ограничен уровнем в 40-45% при работе как на кислороде, так и на воздухе. Другие проблемы – громоздкое оборудование, значительные затраты на ведение процесса газификации и очистку генераторного газа. Ещё более проблематична реализация весьма перспективной системы «внешнего» сжигания.

Совмещение в единой технологической схеме процессов термохимической конверсии угля и «внешнего» сжигания топлива позволяет существенно ослабить негативные стороны этих направлений и подступить к практической реализации твердотопливной парогазовой технологии на основе воздушного дутья. Такой принцип реализуется в схеме комбинированной гибридной угольной ПГУ (рис.1), позволяющей получать на входе в газовую турбину высокотемпературное рабочее тело, удовлетворяющее потребности перспективных газовых турбин (1400-1500°C).

Для подготовки рабочего тела используется трёхступенчатая разветвлённая схема, согласно которой получаемый в реакторе газ, после охлаждения и очистки от твёрдого уноса компримируется и направляется для сжигания в газовую турбину, а горячий пылевидный коксозольный остаток (КЗО) утилизируется в топке высокотемпературного рекуперативного нагревателя циклового воздуха (до 700-1000°C), работающего на КЗО и свежей угольной пыли. Для сокращения длины трассы транспортировки раскаленного коксового остатка в топку котла и его систему охлаждения разработана конструкция компактного реактора для отдельной индивидуальной горелки или группы горелок, устанавливаемого непосредственно на котле над соответствующими горелками. Догрев циклового воздуха до требуемой температуры (1200-1500°C) производится путём сжигания в нем присадки топливного газа из реактора. За рубежом такой процесс известен как *topping cycle* – процесс разработки *Foster-Wheeler*, но с существенно иным составом оборудования и со значительными ограничениями возможностей. Соотношение потоков топлива на газификацию и сжигание для турбин класса 1200-1470°C находится в пределах 0,3-0,5, что создаёт принципиально новую высокоэкономичную технологию угольной энергогенерации, позволяя рассматривать её как один из факторов инновационного развития отечественной энергетики.

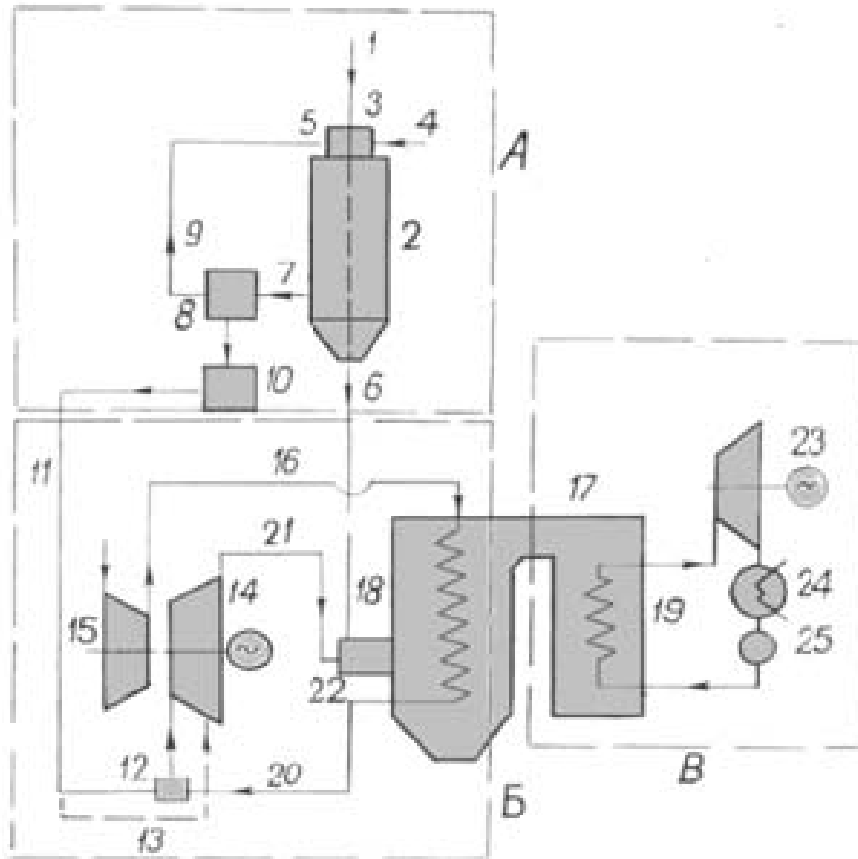


Рис. 1. Технологическая схема гибридной угольной ПГУ с работой реактора в режиме пиролиза

Оптимизация предлагаемой схемы позволяет практически всю химическую энергию топлива направить в парогазовый цикл, так что в предельном случае КПД брутто твердотопливной ПГУ достигает КПД брутто утилизационной ПГУ на природном газе. Снижение затрат на собственные нужды за счёт уменьшения доли газогенерирующей части, отсутствия воздухоразделительной станции и применения стандартных систем подготовки топлива к пылевому сжиганию дополнительно позволяют повысить КПД твердотопливной ПГУ на 5-7%. Таким образом, КПД нетто предлагаемой разработки на твёрдом топливе на действующем энергетическом оборудовании (ГТУ класса 1100-1200°C, ПТУ 14 МПа/545°C) составляет 47-48%, а с применением перспективного оборудования (ГТУ класса 1400-1500°C) – до 55%. При этом ожидается снижение удельных капитальных затрат по сравнению с воздушной ПГУ *Nakoso* на 7-10%.

Исходным узлом ПГУ по схеме (а) является блок термообработки топлива А. Здесь осуществляется конверсия топлива в поточном реакторе 2. На входе в него установлена камера генерации газового теплоносителя 3 за счет сжигания вспомогательного топлива 5 в смеси с воздухом 4. Из выходного участка карбонизатора 2 осуществляется отвод полукокса 6 и парогазовой смеси 7. Парогазовая смесь поступает на очистку и сепарацию газа 7, затем очищенный газ 8 подается компрессором 15 по газопроводу высокого давления 11 в блок Б, а жидкие продукты 9 поступают в качестве вспомогательного топлива в камеру 3, для получения газового теплоносителя.

В блоке Б осуществляются сжатие и нагрев циклового воздуха. Продукт-газ поступает на узел 12 догрева горячего воздуха 20 после высокотемпературного нагревателя 18. Сжатый цикловый воздух 16 от газотурбинного компрессора 15 подвергается высокотемпературному нагреву в паровоздушном котле 17 с горелкой 22 за счёт сжигания в нем полукокса 6 в смеси с выхлопными газами 21 газовой турбины 14.

Технологический контур паротурбинного цикла В включает паровую турбину 23, в которую подаётся пар из парогенерирующего тракта 19 паровоздушного котла 17. Конденсат после конденсатора 24 подаётся насосом 25 в тракт 19.

При использовании низкотемпературной газификационной технологии может быть организован второй вариант ПГУ с реактором полной газификации на воздушном дутье.

В разработке применена схема с независимой подачей воздуха в газификатор, обеспечивающая независимый от ГТУ запуск газификатора и улучшение динамических свойств системы ГТУ-газификатор. Такой способ позволяет избежать проблем применяемых обычно интегрированных схем с отбором воздуха на газификатор за компрессором ГТУ, при которой осложнены запуск и ухудшены динамические характеристики установки.

Применение инновационной технологии при работе ПГУ дает:

- по сравнению с воздушной IGCC – достижение $\eta_{бр}$ как на ПГУ с КУ на природном газе (60-65%);
- по сравнению с кислородной IGCC – уменьшение капиталоемкости системы газоочистки и термодинамических потерь в ней в 2-3 раза, увеличивая за счет этого η_n на 2-3% абсолютных;
- по сравнению с известными ПГУ – достижение $\eta_n=55\%$, вместо максимально возможного – 44%;
- уменьшение капитальных затрат по сравнению с IGCC с высокотемпературным режимом (*Nakoso*) на 7-10%;
- по сравнению с IGCC снижение в 2-3 раза нагрузки на реактор ТХК, систему газоочистки и газоохлаждения.

Энергетическое использование инновационного технологического процесса в малых теплоэлектростанциях с двигателями внутреннего сгорания. Принципиальная схема мини-ТЭЦ с одним газогенератором и несколькими газопоршневыми электростанциями разработана кафедрой Тепловых электрических станций совместно с ЗАО Концерн «ЕвразЭнергоПром» (рис. 2). Такая автономная угольная станция электрической мощностью до 1500 кВт и тепловой мощностью от 2000 до 4000 кВт позволяет обеспечивать пиковые нагрузки и минимумы не только изменением мощности газогенератора, но и быстрым включением и отключением отдельных газопоршневых электростанций.

Топливо (каменный, бурый уголь, торф, древесина) поставляется на мини-ТЭЦ автомобильным или железнодорожным транспортом. С угольного склада конвейерами уголь проходит через дробилку и сепаратор (3). Дроблёнка размерами 0-6 мм поступает в систему (узел) подготовки топлива – УПТ (4), использующей тепло выхлопных газов ГПЭС. В зависимости от вида топлива в состав узла подготовки топлива (УПТ) входят: участок сушки, брикетирования или

низкотемпературного пиролиза. В случае работы станции на брикетах производятся цилиндры диаметром 25-30 мм и длиной 50-60 мм, которые далее загружаются в бункеры газогенераторов. Объем каждого бункера рассчитан на 8-ми часовую запас топлива. Из бункера брикеты питателями подаются в газогенераторы. В газогенераторах топливо газифицируется воздухом, нагнетаемым вентилятором (13) предварительно подогретым в воздухоподогревателе (6).

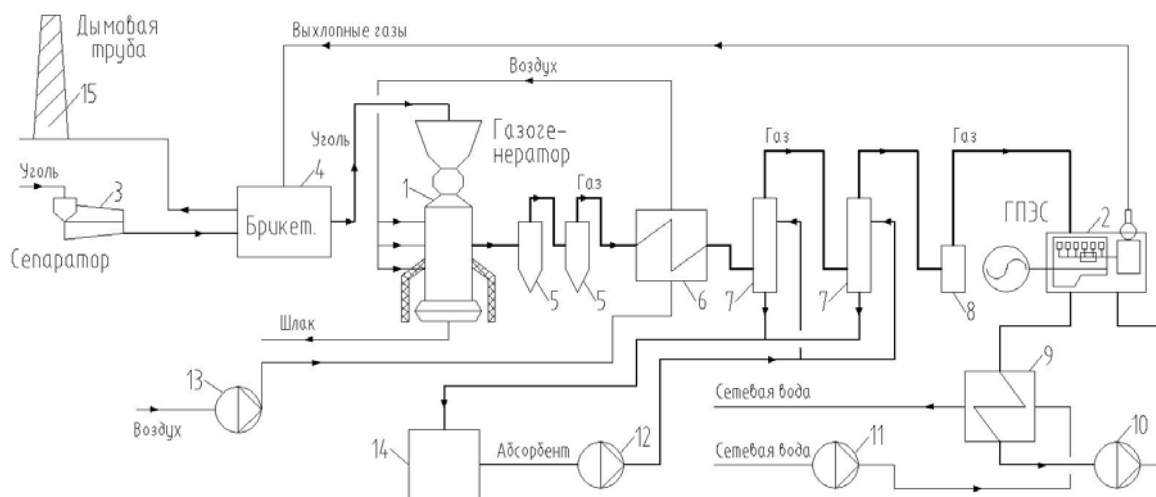


Рис. 2. Схема малой газогенераторной ТЭС-ДВС

Из газогенератора выходит генераторный газ при температуре 600-700°C и поступает в горячие циклоны (5), где сепарируются твердые примеси (унос золы). Далее газ охлаждается до 35°C последовательно сначала в воздухоподогревателе (6), подогревателе сетевой воды и затем перед системой сероочистки в газоохладителе (7). Сконденсировавшиеся пары воды удаляются в каплеуловителе (8).

Содержание сероводорода в генераторном газе из серосодержащих углей является одной из основных проблем его широкого применения в качестве топлива двигателей внутреннего сгорания. Допустимое содержание сероводорода в генераторном газе 200 мг/нм³. Для доведения газа до требуемой чистоты в технологической схеме применяется щелочная промывка. Процесс проводится в вертикальном абсорбере при температуре 40°C.

Очищенный и охлажденный газ подается в ДВС (2). Часть выхлопных газов ДВС поступает в котёл-утилизатор (9) и затем выбрасывается в дымовую трубу (15). Другая часть – пропускается через установку брикетирования топлива, низкотемпературный пиролизёр и прямоточный циклон и затем также выбрасывается в дымовую трубу (15). Тепловая энергия производится в системе утилизации физической теплоты генераторного газа и выхлопных газов ГПЭС.

Электрическая энергия производится в электрогенераторе, приводимом в действие ДВС. Могут использоваться ДВС как российского производителя, так и ДВС импортного производства. Электрический КПД-нетто мини-ТЭС в зависимости от используемой газопоршневой станции: на двигателях китайского производства – 22-23%, на двигателях австрийского производства Янбахер – до 25%, на двигателях американского производства Вокеша, разработанных в рамках программы *ARES* в США до 38%.

Применение инновационной технологии с ТЭС-ДВС дает прирост КПД на 10-12% абсолютных, благодаря увеличению хим. КПД за счет дальней и ближней регенерации и снижение капитальных и эксплуатационных затрат за счет уменьшения технического водопотребления и упрощения системы газоочистки.

Технические показатели разработанного инновационного технологического процесса. Химический КПД реакторов конверсии – 85%. Число часов работы в год – 6000 ч. При расчете производительности по продуктам передела газа-сырца принято:

- в варианте с реактором плотного слоя когенерация осуществляется в ДВС с КПДэл = от 23% до 38% (в зависимости от выбора станции ГПА) электрической мощностью $N_{эл} = 500-1500$ кВт;
- в варианте с реактором поточного типа когенерация осуществляется:
 - на ГТУ-ТЭЦ с КПДэл = 35% электрической мощностью 9000–9500 кВт;
 - на ПГУ с КПДэл = 48% электрической мощностью $N_{эл} = 30000-32000$ кВт;

Литература

1. Р.Ш. Загруддинов, А.Н. Нагорнов, А.Ф. Рыжков, П.К. Сеначин. Технологии газификации в плотном слое: Монография/ Под ред. П.К. Сеначина. Барнаул: ОАО «Алтайский дом печати», 2009. 296 с.
2. Зайцев А.В., Рыжков А.Ф., Силин В.Е., Загруддинов Р.Ш., Попов А.В., Богатова Т.Ф. Газогенераторные технологии в энергетике. Монография /Под ред. А.Ф. Рыжкова. Екатеринбург: ООО Издательство «Сократ», 2010. 611 с.