

ТВЕРДОТОПЛИВНЫЕ ПГУ С ЧАСТИЧНОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ

Т.Ф. Богатова, В.А. Бусоргин, А.Ф. Рыжков

ГОУ ВПО «Уральский государственный технический
университет – УПИ», г. Екатеринбург

Рецензент С.И. Дворецкий

Ключевые слова и фразы: газификатор; парогазовая установка; угольные парогазовые технологии.

Аннотация: Предложен новый подход к созданию парогазовой установки, который позволяет существенно сократить объем инвестиций на реализацию проекта, получить компактный агрегат, который может быть установлен на существующих ТЭС с использованием имеющегося котельного и турбинного оборудования.

Энергетическое использование технологии газификации угля имеет стратегическое значение, в том числе и для России, располагающей более чем 20 % мировых запасов угля. Однако в настоящее время в России нет ни одной промышленной (демонстрационной) энергоустановки с газификацией угля.

Зарубежные установки ПГУ с внутрицикловой газификацией уже вышли на уровень демонстрационных блоков. Основным элементом технологической схемы такой ПГУ является газификатор (газогенератор), в котором происходит термическая обработка топлива и преобразование его в генераторный (синтезгаз). Основным недостатком большинства разрабатываемых газификаторов – значительная неполнота выгорания топлива, достигающая в реальных установках от 20 до 40 % [1], что не позволяет реализовать так называемый идеальный паровоздушный процесс с $\eta_x \rightarrow 100\%$ или приблизиться к нему, достигнув $\eta_x \sim 0,9$ (что достаточно по [2] для экономической реабилитации технологии). Титанические усилия, применяемые в течение последних 100 лет для этого, давшие не слишком большой результат, указывают на тщетность производимых попыток и подталкивают к иному подходу, позволяющему преобразовать недостаток технологии в достоинства.

Ярким хрестоматийным примером, иллюстрирующим эффективность такого подхода в энергетике, является известное всем радикальное реше-

Богатова Т.Ф. – кандидат технических наук, доцент УПИ, г. Екатеринбург

ние удвоения (утроения) экономичности паротурбинной технологии путем перевода турбоагрегата из конденсационного режима в теплофикационный, либо замены его на противодавленческий, перечеркивающий «рост черком пера» многолетнюю упорную борьбу по уменьшению тепловых потерь путем углубления вакуума в конденсаторе.

Аналогичное решение для случая газификации следует искать в технологии частичной газификации, когда весь «мехнедожег» становится товарной продукцией. Именно такой подход восторжествовал в конце XX в. у разработчиков угольных ПГУ применительно к наименее экономичным газификаторам типа КСД, неполнота выгорания топлива в которых может достигнуть 40 % и более. Отличительной особенностью такой технологии является организация двухстадийного процесса сжигания угля: в карбонизаторе, где вырабатывается синтезгаз и образуется полукокс («мехнедожег»), и в ЦКСД-топке, где сжигается полученный в карбонизаторе полукокс. Синтезгаз далее сжигается в газовой турбине. КПД такого цикла составляет 44...46 % [1]. Такая двухтопливная технология наиболее отработана компаниями Foster Wheeler и Ahlstrom. Основным элементом технологической схемы является карбонизатор. Конструктивные элементы и технологические процессы в карбонизаторе, а также в ЦКСД-топке отрабатываются на демонстрационных установках (мощностью 1 МВт в г. Ливингстоне, штат Нию-Джерси; мощностью 7 МВт в г. Вилсонвилле, штат Алабама). [1]. Рабочее давление в карбонизаторе от 0,7 до 1,4 МПа, температура слоя от 816 до 922 °С, относительный расход пара до 0,4 кг/кг угля. Степень улавливания серы до 96 %. Разрабатывается демонстрационная ПГУ с КСД второго поколения мощностью 95 МВт на ТЭС Кальвер Сити (США) [3]. КПД такой установки планируется до 50 %. По программе «чистого угля» предусмотрено создание на действующей ТЭС Баррен в Пенсильвании демонстрационной установки с внешним ступенчатым сжиганием угля и ГТУ, работающей на горячем воздухе. Аналогичная технологическая схема разрабатывается в Харькове [4].

Национальной академией наук и Минтопэнерго Украины ведутся работы по двухстадийной схеме сжигания и газификации угля. Полученные результаты использованы КБ «Южное» им. М.К. Янгеля (Днепропетровск) при создании установки, получившей название ЦКС-1,0. Тепловая мощность установки до 10 МВт, расход угля 2 т/ч. На базе этой установки планировалось разработать технологический регламент для проектирования промышленных ПГУ с внутрицикловой газификацией мощностью 100...300 МВт.

Отсутствие в России производства топок с КСД не позволяет ориентироваться на описанные схемы и делает более предпочтительной схему ПГУ с частичной газификацией угольной пыли (ABGC-процесс) [5]. Такая ПГУ работает по разветвленной схеме: синтезгаз подается в ГТУ со сбросом уходящих газов в КУ, из которого полученный пар направляется в ПТУ. Полукокс сжигается в ПК с камерной топкой и полученный пар также сбрасывается в ПТУ. Преимущество такой схемы – в возможности работы ПГУ как в дубль- (ГТУ+ПТУ), так и в моноцикле (только ГТУ).

Менее распространены двухтопливные процессы для реакторов с плотным слоем. Из традиционных к ним следует отнести установки (печи)

полукоксования топлив (углежжение, Лурги для бурых углей, для прибалтийских сланцев и др.). Из современных разработок это установки окислительного пиролиза брикетированного топлива, нестационарного полукоксования по методу «обратной тепловой волны». Последний метод разработан ООО «Карбоника», в основу его положен принцип автотермической частичной газификации угля на воздушном дутье с использованием открытого разработчиками технологии в 1990-е годы эффекта «обратной тепловой волны» в слое угля [6]. В результате газификации из низкосортных углей производится среднетемпературный кокс (полукокс) с высокой калорийностью и реакционной способностью, низким выходом летучих веществ и большим электросопротивлением. Такой продукт используется как металлургическое и технологическое топливо, бездымное коммунально-бытовое топливо, карбюризатор и углеродный восстановитель для металлургии. Полукокс из бурого угля обладает, кроме перечисленных качеств, большой удельной поверхностью (500 м²/г и выше) и адсорбционной активностью. Преимуществами технологии являются:

- экологическая безопасность и безотходность: в технологии «Карбоника» все органические соединения расщепляются и газифицируются внутри аппарата, и газ не содержит пыли и смолистых веществ. При его сжигании даже без дополнительной очистки удельные выбросы NO_x, SO_x, CO и пыли ниже, чем у угольной котельной или ТЭЦ, ниже действующих нормативов и на два порядка ниже, чем в коксохимическом производстве;

- простота и высокая маневренность: удельные капитальные затраты ниже, чем в других технологиях. В зависимости от масштаба производства они составляют величину от 2700 до 3200 р. на 1 т полукокса в год, цикл вывода, газификатора на стационарный режим составляет 1 час (коксовой батареи – две–три недели);

- гибкость технологии и производства: технология «Карбоника» позволяет перерабатывать угли различных марок, используемых в основном в энергетике, для получения дефицитных целевых продуктов, а также, изменяя только технологические параметры, регулировать выход конечных продуктов в зависимости от требований потребителей (выпускать полукокс или сорбент, увеличивать выход горючего газа и т.д.).

Данная технология реализована в Красноярске в опытно-промышленном масштабе 30 тыс. т угля в год, на протяжении 5 лет отработаны все основные технические и технологические решения, проведены исследования процесса на различных углях и наработаны промышленные и опытные партии продукта, прошедшие испытания на ряде предприятий России и за рубежом.

Аналогичная схема отработана ООО «Торинс» [7]. Решая проблему низкой удельной производительности технологии «обратной тепловой волны», ими была предложена схема интенсификации процессов тепло-массообмена путем обогащения дутья кислородом. Это приводит к значительному увеличению скорости движения фронта обратной тепловой волны – до 2 раз при концентрации кислорода 40 %.

Анализ возможности применения существующих схем ПГУ с внутрицикловой газификацией для создания отечественной перспективной ПГУ

на буром угле показал, что каждая из существующих схем имеет наряду с преимуществами свои недостатки. Как отмечалось ранее, наиболее распространенная в мире схема воздушной газификации углей в кипящем слое недоступна для создания отечественной ПГУ в связи с отсутствием в России опыта производства топок с КСД, хотя и обладает рядом преимуществ. Другая схема – газификации потока угольной пыли – является более предпочтительной, хотя и имеет в отработанных вариантах, как уже говорилось, ряд недостатков. При организации низкотемпературной поточной воздушной газификации можно усилить достоинства и ослабить недостатки этих вариантов. Для этого угольную пыль необходимо подвергнуть внутрицикловому окислительному пиролизу (JPCC) или частичной газификации (карбонизации), а полученные два вида искусственного топлива – синтезгаз и полукокс – направить соответственно в утилизирующую ПГУ и паросиловую установку (рис. 1).

ПГУ работает по разветвленной схеме: синтезгаз подается в ГТУ со сбросом уходящих газов в КУ, из которого полученный пар направляется в паровую турбину. Полукокс сжигается в котле и полученный пар также сбрасывается в паровую турбину.

Очевидно, что в современных условиях, при возможностях отечественного энергомашиностроения невозможен резкий переход на использование в энергетике угольных парогазовых технологий, разрабатываемых за рубежом. Целесообразен планомерный переход от классического паросилового к угольному парогазовому циклу, осуществляемый в два этапа:

- надстройкой паротурбинного угольного блока газовой турбиной на природном газе по параллельной схеме (рис. 2, а);
- перевод ГТУ на угольный генераторный газ и преобразование паротурбинного угольного блока в ПГУ с внутрицикловой газификацией (рис. 2, б).

Выполнение первого этапа приведет к повышению КПД нетто не менее, чем до 45...48 %. Второй этап находится в стадии демонстрационных работ и за рубежом. Отработка конструкций газификаторов, повышение температуры газа перед ГТУ позволят получить КПД до 50 % на твердом топливе.

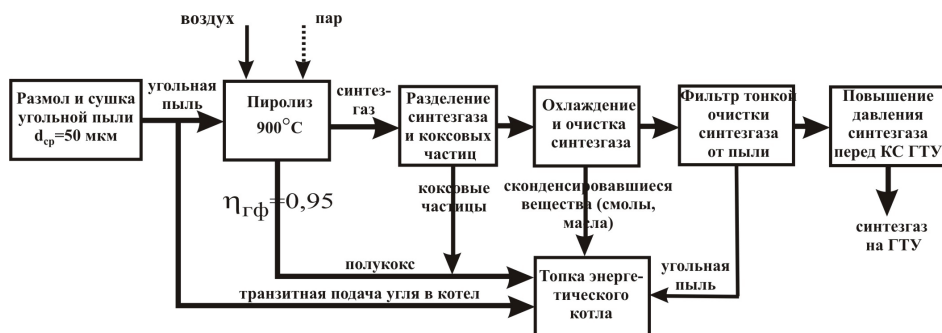


Рис. 1. Технологическая схема пиролиза угля в составе угольной ПГУ [8]

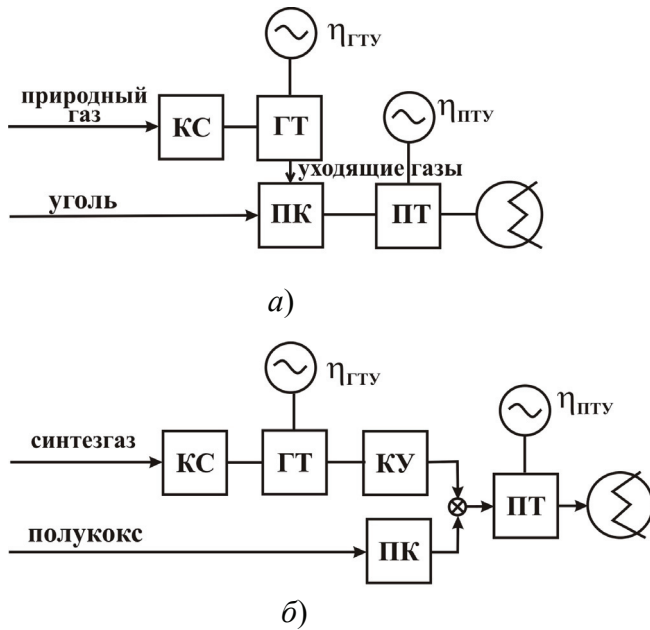


Рис. 2. Этапы перехода на технологию ПГУ-IGCC

Оценку эффективности рассматриваемой технологической схемы ПГУ можно произвести по формуле

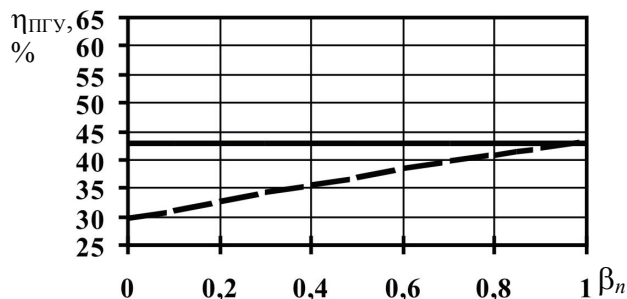
$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{1}{\frac{K_{\text{ПГУ}}}{\eta_{\text{П}} \eta_{\text{ГТ}}} + (1 - K_{\text{ПГУ}}) \frac{1 - \beta_n}{\eta_{\text{ПТ}} \eta_{\text{П}}}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^3}{N_{\text{ПГУ}}^3}$ – коэффициент относительной мощности; $\beta_n = \frac{Q_{\text{КУ}}^0}{Q_{\text{ПГУ}}}$ –

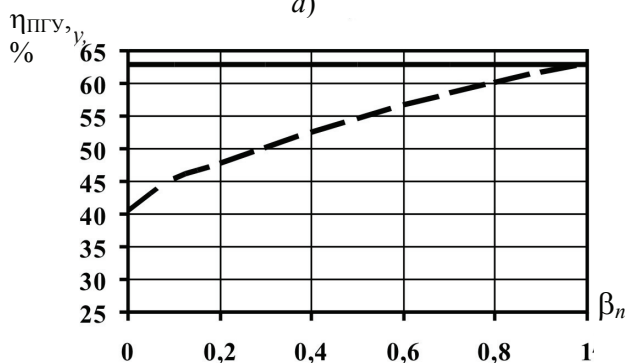
коэффициент, характеризующий долю теплоты пара, поступающего в ПТУ из котла-утилизатора. Расчеты для двух вариантов оборудования (действующего и перспективного) зависимости от коэффициента бинарности цикла β_n приведены на рис. 3.

Предлагаемый подход к созданию ПГУ позволяет существенно сократить объем инвестиций на реализацию проекта ПГУ, получить компактный агрегат, который может быть установлен на существующих ТЭС с использованием имеющегося котельного и турбинного оборудования. При этом решаются следующие задачи:

- снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии на 10...15 %;
- снижение инвестиционных затрат на создание новых ТЭС на основе угольных ПГУ;
- создание компактной и динамичной генерирующей установки на твердом топливе, которую можно использовать как для реконструкции действующих ТЭС, так и для и создания новых;
- возможность реализации данного проекта в короткие сроки.



а)



б)

Рис. 3. Зависимость КПД цикла от коэффициента бинарности ПГУ с частичной газификацией:

а – действующее оборудование $\eta_{ГФ} = 0,7$; $\eta_{ГТ} = 0,38$; $\eta_{ПТ} = 0,42$;

б – перспективное оборудование $\eta_{ГФ} = 0,95$; $\eta_{ГТ} = 0,43$; $\eta_{ПТ} = 0,45$;

----- КПД ПГУ по формуле (1); ————— КПД ПГУ IGCC

Список литературы

1. Корчевой, Ю.П. Экологически чистые угольные энерготехнологии / Ю.П. Корчевой, А.Ю. Майстренко, А.И. Топал. – Киев : Наукова думка, 2004. – 186 с.
2. Ольховский, Г.Г. Состояние и перспективы тепловой энергетики / Г.Г. Ольховский // Электрические станции. – 2005. – №2.
3. Ольховский, Г.Г. Разработка перспективных ГТУ в США / Г.Г. Ольховский // Теплоэнергетика. – 1999. – №9.
4. Рухлинский, В.В. О комбинированном цикле производства энергии при сжигании топлива в кипящем слое под давлением / В.В. Рухлинский // Энергетик. – 1994. – №1.
5. Рыжков, А.Ф. Региональный аспект развития угольной энергетики / А.Ф. Рыжков, Т.Ф. Богатова, В.Е. Силин // Топливо-металлургический комплекс : сб. науч. тр. Международ. научно-практ. конф. – Екатеринбург, 2007. – 23–24 марта.
6. Степанов, С.Г. Технология совмещенного производства полукокса и горючего газа из угля / С.Г. Степанов, С.Р. Исламов, А.Б. Морозов. // Уголь. – 2002. – №6.

7. Гроо, А.А. Интенсификация процессов тепломассообмена при слоевой газификации угля с использованием обратного дутья /А.А. Гроо, Д.А. Логинов // Горение твердого топлива : сб. науч. тр. 6-й Всерос. конф. – Новосибирск, 2006. – 8–10 ноября.

8. Горький, В.Г. Технологическая схема парогазовой установки на твердом топливе и оценка ее эколого-экономических показателей / В.Г. Горький [и др.] // Горение твердого топлива : сб. науч. тр. 6-й Всерос. конф. – Новосибирск, 2006 г. – 8–10 ноября.

Solid-Propellant Gas-Steam Units with Partial Gasification

T.F. Bogatova, V.A. Busorgin, A.F. Ryzhkov

Urals State Technical University, Ekaterinburg

Key words and phrases: gas generator; gas-steam unit; coal gas-steam technologies.

Abstract: A new approach to the designing of gas-steam unit is proposed; it enables to reduce the volume of investments in the project implementation, produce compact apparatus, which can be installed at the existing steam power plants using available boilers and turbines.

© Т.Ф. Богатова, В.А. Бусоргин, А.Ф. Рыжков, 2007