**УДК 662.76**

# СОЗДАНИЕ УНИФИЦИРОВАННОГО ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ С ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА МОЩНОСТЬЮ 200-300 МВТ

**Михайлов В.Е., Хоменок Л.А., Шестаков Н.С., Лейкам А.Э.**

*ОАО «НПО ЦКТИ», Санкт-Петербург, РФ*

**АННОТАЦИЯ**

Приведены современные данные по состоянию и перспективам развития процессов газификации твердых топлив за рубежом и в России.

## АНАЛИЗ И СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Фундаментальные изменения, происходящие в энергетической политике, непрекращающийся на мировом рынке рост цен на нефть и природный газ, диктуют необходимость применения новых технологий использования твердых топлив. Одним из перспективных направлений по новому использованию твердого топлива является газификация с получением в качестве конечного продукта синтез - газа.

Можно выделить несколько основных причин бурного развития в последнее время технологий газификации твердого топлива, а именно:

- дефицит традиционных углеводородов (природного газа и нефти) и высокая цена на них;
- высокая плата за эмиссию двуокиси углерода;
- возможность производства высококачественного синтетического жидкого топлива;
- возможность производства «чистого» топлива (водорода), пригодного к использованию в энергетике и транспорте;
- возможность использования топлив, ранее считавшихся непригодными для энергетики («тяжелые» нефтяные остатки, битуминозные и нефтенасыщенные пески, сланцы, биомасса);
- повышение энергетической безопасности в случае перебоев с поставками энергоносителей (в том числе из-за террористических актов на магистральных газопроводах природного газа и нефтепроводах)
- возможность использования синтез-газа в высокоэффективных парогазовых установках (ПГУ)

Газогенераторные установки применяются в большинстве промышленно развитых стран:

- США,
- Англия,
- Германия,
- Италия,
- Китай,
- Испания и др.

Применяются системы очистки от $CO_2$, технологии конверсии CO с получением товарного водорода ($H_2$), пригодного для энергетики и транспорта, производство метанола.

Газификация происходит под давлением внутри сосуда, где уголь реагирует с окислителем (пар, кислород, воздух), превращаясь в «грязный» горючий газ. «Грязный» газ содержит в частности твердые частицы, которые подлежат удалению с помощью циклонных сепараторов. Удалять надо и нежелательные химические соединения, вызывающие коррозию проточной части турбины, и ядовитые соединения, которые могут проникнуть в среду обитания. В этом смысле характерны соединения серы $H_2S$, COS, и $CS_2$. Существующие газификационные установки способны переработать уголь с содержанием серы до 7%. В итоге сера удаляется практически полностью и может являться побочным товарным продуктом процесса. Очищенный горючий газ поступает далее в систему сжигания. Следует заметить, что процесс очистки полученного грязного газа требует нередко его охлаждения; в этом случае отбираемое от него тепло используется для получения водяного пара.

В настоящее время в мире действуют газогенераторы нескольких типов:

- 30% – газогенераторы Лурги (с вращающейся дутьевой решеткой, кусковое топливо на парокислородном дутье), морально и физически устарели.
- 30% – газогенераторы Тексако (Дженерал Электрик) топливо мелкодисперсное в виде водоугольной суспензии на парокислородном дутье (см. рис.1).

© Михайлов В.Е., Хоменок Л.А., Шестаков Н.С., Лейкам А.Э. 

- 30% – газогенераторы Шелл (Сименс) топливо мелкодисперсный уголь подаваемый в «сухом» виде на парокислородном дутье (см. рис.2).
- 10% – остальные типы газогенераторов, топливо кусковое с жидким шлакоудалением на воздушном дутье (Мицубиси), газогенераторы кипящего (циркулирующего) слоя, реакторы Винклера на паровоздушном дутье.

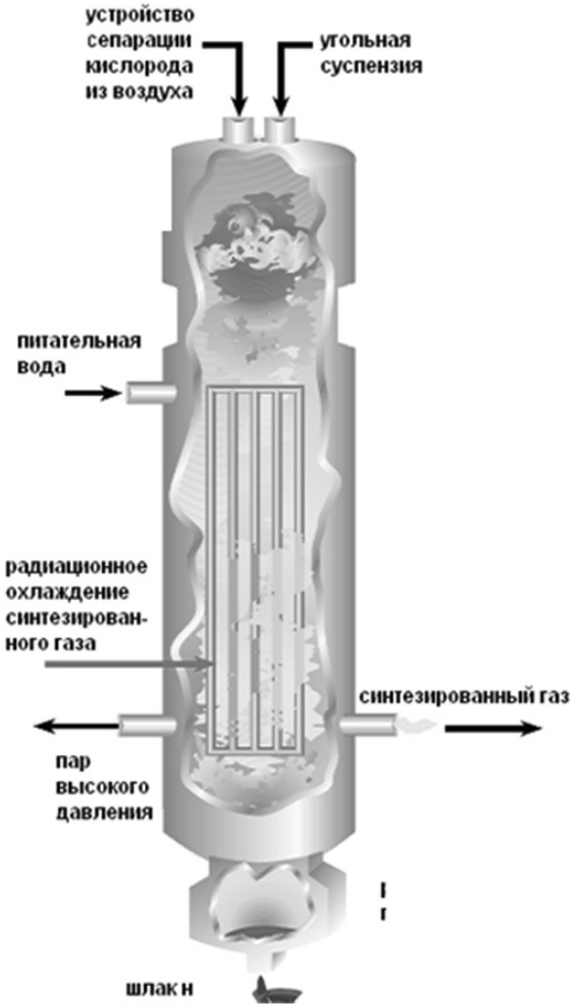


Рис.1 Газогенератор Тексако.

Наиболее унифицированные по топливу, с относительно простой системой подачи угля в реактор, с возможностью получать высококалорийный газ, водород, метанол, жидкое топливо и другие ценные продукты являются газогенераторы Шелл и Тексако (ныне Сименс и Дженерал Электрик). В настоящее время наиболее перспективными установками по газификации твердого топлива являются установки типа Shell или Тексако. Газификация мелкодисперсного топлива в среде пара и кислорода под давлением 2÷4 МПа.

В этих реакторах относительно недорогая и простая система очистки от $CO_2$ и $H_2S$ и других вредных примесей. Недостаток – затраты на производство кислорода. В последнее время для этих целей используются недорогие мембранные технологии (во многом дешевле криогенной техники).

Наиболее предпочтительная, отвечающая высоким экономическим и экологическим требованиям технология Шелл (Shell), работающая с 1956 г., использующая традиционную для пылеугольных котлов систему размола, имеющую возможность использовать смеси угля и биомассы. Всего в мире действует 85 газогенераторных установок Shell. На парокислородном дутье (доля кислорода 0,8÷0,9) при газификации угля Pittsec $Q_i^r$=7100 ккал/кг получают генераторный газ следующего состава: $H_2$=30%, CO=61%, $CO_2$=1%, ($N_2$+Ar)≈5%, $H_2S$=0,8%.

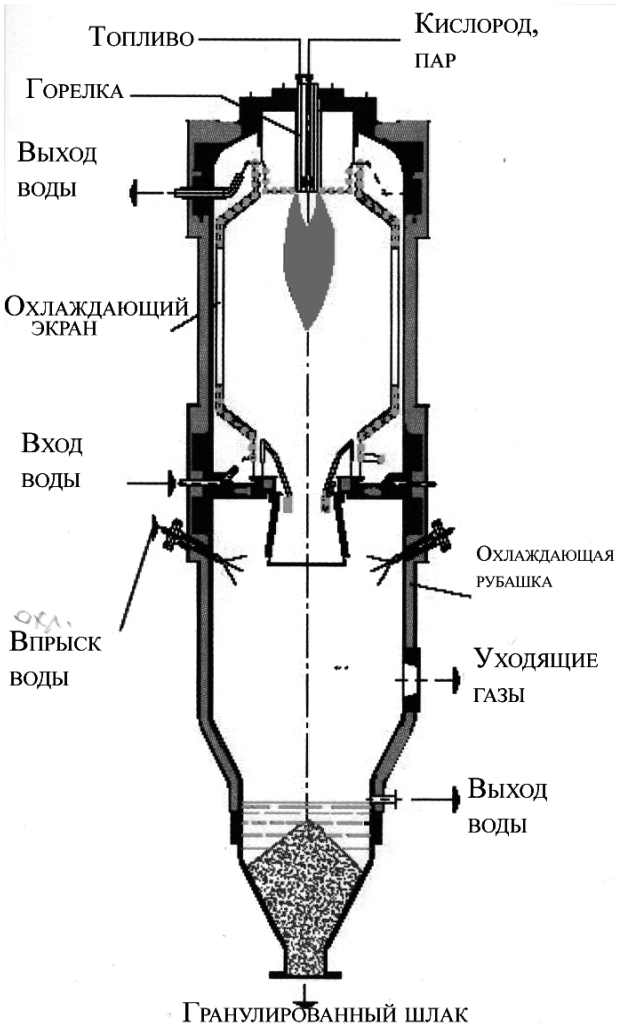


Рис.2 Газогенератор Шелл.

Газогенератор спроектирован для переработки битуминозного питтсбургского угля (bituminous Pittsburg #8 coal) и угля бассейна River Basin (Power River Basin coal), а также нефтяных остатков, и на сегодняшний день является одним из самых перспективных газификато-

ров. Фирма Shell получает множество заказов в Соединенных Штатах и Европе. Так, например, крупнейшая энергетическая компания Америки American Electric Power, на пылеугольных электростанциях которой установлено свыше 38000 МВт мощности, планирует построить в ближайшем будущем несколько энергоблоков с комбинированными установками с внутрицикловой газификацией (КУВГ), в составе которых используются газогенераторы Shell.

Представляет интерес технологическая схема установки, разрабатываемой в Соединенном Королевстве, с целью использования различных исходных топлив. Это так называемая «гибкая установка газификации» для электростанций на синтез-газе (с удалением или без удаления $CO_2$), на природном газе или их смеси. В зависимости от используемого топлива установка использует вырабатываемый азот и водяной пар для подавления в камере сгорания оксидов азота. В дальнейшем планируется разработать и включить в технологическую схему установки для получения товарного водорода и углекислого газа.

Всего в мире (по данным на январь 2006 года) насчитывается 15 КУВГ угля (или иного исходного топлива), а их суммарная установленная мощность составляет 3872 МВт.

Важным аспектом применения внутрицикловой газификации твердого топлива является стоимость капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности. На сегодняшний день эта величина для электростанций с внутрицикловой газификацией угля в среднем составляет $2200 на 1 кВт. Аналогичная характеристика для пылеугольной электростанции со сверхкритическими параметрами пара той же мощности ниже на 10÷15 %. Однако, разница постепенно уменьшается [3].

Следует отметить, что затраты существенно зависят от множества конкретных факторов – свойств исходного топлива, расположения и мощности строящегося объекта, атмосферных и климатических условий и проч.

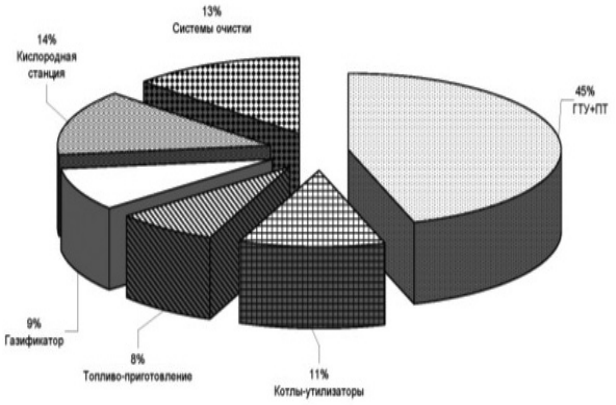


Рис.3 Структура затрат на сооружение ПГУ с внутрицикловой газификацией.

Анализ стоимостных показателей строительства в значительной степени затруднен, также, ввиду того, что газификационные установки являются многоцелевыми, и стоимость определяется в итоге технологическими нуждами потребителя. Одним из самых дорогих узлов является узел очистки синтез-газа, поскольку в отличие от дымовых газов, высокотемпературный синтез-газ приходится очищать не только от серы и азота, но и от органических соединений (фенол, аммиак, органические кислоты), которые не всегда являются объектами поставки.

Общая стоимость газификационной установки будет определяться ее технологической схемой, наличием систем очистки газов, а также местом строительства. Последнее играет весьма значительную роль, так как сейсмоопасные условия ведут к удорожанию строительства на ~10…20%, а сооружение в странах с холодным климатом (например – в России) к удорожанию на 15…20%, в силу повышенного объема капитального строительства.

Интересны опубликованные Министерством энергетики США данные по проекту строительства ПГУ с газификацией Tampa Electric мощностью 250 МВт. Изначально заложенный бюджет на строительство станции в 303,288,446 долл. Был превышен вдвое, и составил 606,916,000 долл. Однако для вновь вводимых мощностей, с учетом накопленного опыта, стоимость нового строительства оценивается в 1650 $/кВт.

Затраты на строительство другой известной ПГУ «Wabash», работающей на смеси каменного Иллинойского угля и нефтяного кокса мощностью 296 МВт (брутто) и 262 МВт (нетто) составили, по отчетам Министерства энергетики США 438,200,000 долл.

На рис.3 приведена примерная разбивка затрат на сооружение ПГУ с внутрицикловой газификацией.

В России велись работы по созданию опытно-промышленной парогазовой установки мощностью 250 МВт (ПГУ-250) с внутрицикловой газификацией угля под давлением в кипящем слое. В состав газогенераторной установки ПГУ-250 входят: система подачи топлива в газогенератор; реакционная камера газогенератора; система вывода золы из газогенератора; система подготовки паровоздушного дутья; растопочная камера сгорания; конвективная шахта газогенератора с системой глубокой очистки низкокалорийного газа; система охлаждения и нагрева низкокалорийного газа.

Ограничения, накладываемые условиями транспортировки и технологией завод-изготовителя, привели к необходимости осуществления газификации 107 т/ч Кузнецкого угля марки СС класса 0÷10 мм в двух корпусах диаметром 3800 мм. Интенсивность процесса газификации при этом достигает предельных величин

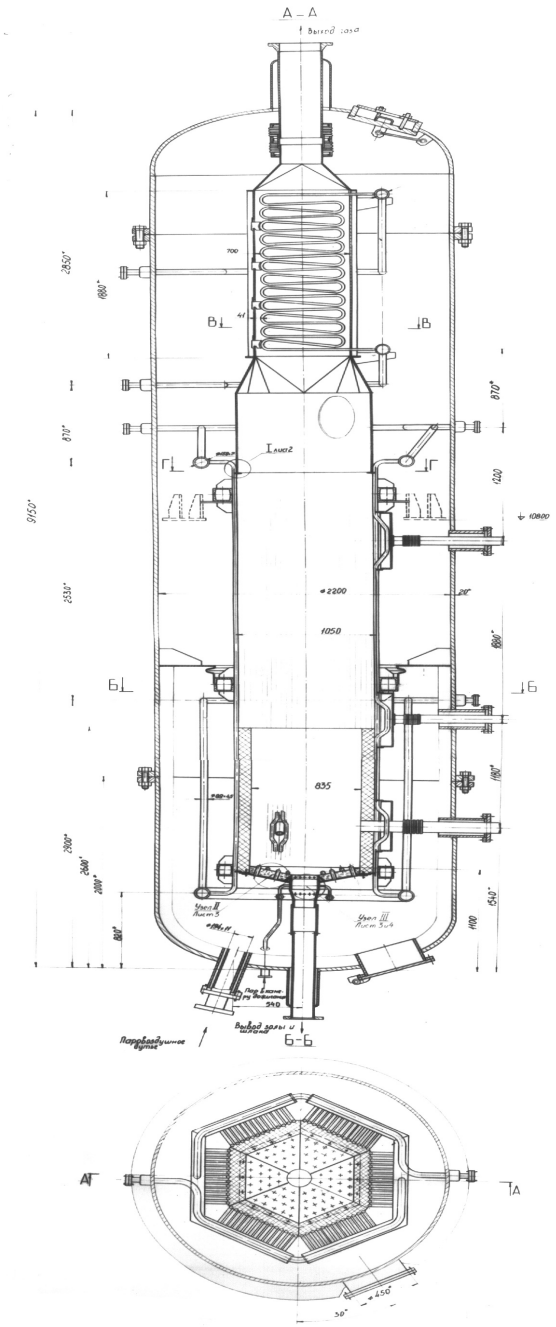

Рис.4 Газогенератор стенда ОАО «НПО ЦКТИ».

6230 кг/(м$^2$·ч). на газификацию подается 146950 нм$^3$/ч паровоздушного дутья (75% воздуха, 25% пара).

При этом скорость ожижения кипящего слоя находится на уровне 1,7 м/с.

В целях ускорения создания и освоения ПГУ-250, в НПО ЦКТИ был создан крупномасштабный стенд газификации угля и проводился комплекс исследовательских, наладочных и доводочных работ по отработке натурных и модельных образцов основного и вспомогательного оборудования [1,2].

Стенд НПО ЦКТИ работал при давлении 0,49 МПа. Он состоял из газогенератора производительностью до 1,5 т/ч (см. рис.4) со шлюзовыми системами ввода топлива и вывода золы, а также устройством для грубой очистки генераторного газа и камеры сгорания. Масштаб модели позволил произвести комплексные исследования процесса газификации, а так же отработать конструкцию газогенератора и включенных в него систем.

На сегодняшний день назрела необходимость возобновления на новом техническом уровне работ по созданию энергетической установки с внутрицикловой газификацией твердого топлива, мощностью 200÷300 МВт на парокислородном дутье., модуля 1100 МВт, с минимальными выбросами вредных веществ, включая «парниковые газы» ($CO_2$) с возможностью выработки товарного $H_2$, азота серы, метанола.

Для отработки процесса газификации различных марок отечественных углей необходимо создать пилотную установку со следующими характеристиками:

- Парокислородное дутье
- Газификация в потоке пыли с размерами частиц 0,01…0,1 мм
- Давление в реакционной камере до 5 кгс/см$^2$
- Расход топлива – 5000 кг/ч
- Теплота сгорания получаемого синтез-газа $Q_i^r$=2200…2300 ккал/нм$^3$
- Состав синтез-газа после очистки, %: CO – 65; $H_2$ – 30; $H_2O$ – 1; ($N_2$+Ar) – 3

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Е. К. Чавчанидзе, Н. С. Шестаков, Т. С. Добряков, С. В. Малиновский, А. А. Таракановский, В. Н. Шемякин, Г. И. Левченко, А. М. Копелиович, И. И. Черненко. Исследование газификации твердого топлива в кипящем слое под давлением на крупномасштабной установке. Энергомашиностроение. 1987, №4.
2. Е. К. Чавчанидзе, Н. С. Шестаков, С. В. Малиновский. Состояние освоения процессов и оборудования газификации твердого топлива для парогазовых установок. Тр. ЦКТИ. 1982. Вып. 197. С. 57-61.
3. GAS TURBIN WORLD: July - August 2005, pp15-20.