

УДК 662.76

## РАЗВИТИЕ ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ ДЛЯ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК

Хоменок Л.А., Шестаков Н.С., Лейкам А.Э.

*ОАО «НПО ЦКТИ», Санкт-Петербург, Россия*

### АННОТАЦИЯ

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

### ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

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. Мировые запасы твердого топлива существенны, а его цена, хотя и растет, но в обозримом будущем останется предпочтительней цен на нефть и природный газ. При газификации твердого топлива могут быть получены газы разнообразного заданного состава и различной теплоты сгорания, пригодные для широкого использования в качестве топлива в промышленности и в быту, а также в качестве сырья для химической промышленности [1,2].

Целесообразность развития газификации твердого топлива определяется также и тем, что применение газа вместо твердого топлива интенсифицирует производственные процессы, повышает производительность и культуру труда, улучшает санитарно-гигиенические условия на предприятиях, обеспечивает резкое сокращение загрязнения окружающей среды.

Развитие технологий газификации твердого топлива обусловлено:

- дефицитом традиционных углеводородов (природного газа и нефти) и высокая цена на них (цена на нефть уже выше \$ 130);

### РАЗРАБОТКИ ОАО «ЦКТИ»

В НПО ЦКТИ выполнены работы по созданию опытно-промышленной парогазовой установки мощностью 250 МВт (ПГУ-250) с внутрицикловой газификацией угля под давлением в кипящем слое. В состав комплекса газогенератора ПГУ-250 входят: система подачи топлива в газогенератор; реакционная камера газогенератора; система

- высокой платой за эмиссию двуокси углерода;
- возможностью производить высококачественное синтетическое жидкое топливо;
- возможностью производить "чистое" топливо – водород (H<sub>2</sub>), пригодное к использованию в энергетике и транспорте;
- возможностью использования ранее считавшихся непригодными для энергетики топлив ("тяжелые" нефтяные остатки, битуминозные и нефтенасыщенные пески, сланцы, биомасса);
- необходимостью повышения энергетической безопасности в случае перебоев с поставками энергоносителей, в том числе из-за террористических актов на магистральных газопроводах природного газа и нефтепроводах.

В связи с этим, инженерные разработки по высокоэффективным путям производства электроэнергии и "чистых" топлив сосредотачиваются на новых технологических процессах, в том числе на новейших процессах газификации угля.

Развитыми странами технология газификации твердых топлив освоена в промышленном масштабе. Большинство работающих в мире газогенераторов создано фирмами Лурги (Lurgi), Винклер (Winkler), Шелл (Shell), Тексако (Texaco).

вывода золы из газогенератора; система подготовки паровоздушного дутья; растопочная камера сгорания; конвективная шахта газогенератора с системой грубой очистки низкокалорийного газа; система охлаждения и нагрева низкокалорийного газа. Проектное топливо – Кузнецкий уголь марки СС класса 0 ÷ 10 мм. Расчетный состав

генераторного газа теплотой сгорания 973 ккал/м<sup>3</sup> следующий: CO = 16.65%, H<sub>2</sub> = 13.59%, CH<sub>4</sub> = 1.06%, CO<sub>2</sub> = 8.39, N<sub>2</sub> = 44.33%, H<sub>2</sub>O = 15.77%, H<sub>2</sub>S = 0.05% O<sub>2</sub> = 0.16%.

Ограничения, накладываемые условиями транспортировки и технологией завода-изготовителя, привели к необходимости осуществления газификации 107 т/ч угля в двух корпусах диаметром 3.8 м каждый.

Реакционная камера газогенератора изготавливается из сварных газоплотных панелей, охлаждаемых водой при давлении 16 МПа. В нижней части реакционной камеры устанавливается секционная колпачковая решетка с уклоном к центру 15°. В центральной части решетки расположена летка для вывода золы, а также зона дожигания и агломерации золы. Паровоздушная смесь (75% воздуха, 25% пара) подается на газификацию в кипящий слой через систему колпачков. Живое сечение отверстий в колпачках решетки составляет 2% от площади поперечного сечения реакционной камеры. Скорость паровоздушного дутья на выходе из отверстий колпачков 30 м/с. При этом скорость ожигания кипящего слоя находится на уровне 1.7 м/с. Процесс газификации твердого топлива протекает при температуре 1000°C. Уголь подается на решетку шнеком с тиристорным регулированием на высоте 2 м от уровня решетки при высоте кипящего слоя 3 м. Конструкция решетки оказывает существенное влияние на процесс газификации топлива, который должен протекать бесперебойно, устойчиво, с генерацией низкокалорийного газа постоянного состава, без спекания золы. Интенсивность процесса газификации достигает предельных величин 6230 кг/(м<sup>2</sup>·ч).

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 натуральных и модельных образцов основного и вспомогательного оборудования [3,4].

Стенд НПО ЦКТИ состоит из газогенератора кипящего слоя с давлением 0.5 МПа производительностью по углю до 1.5 т/ч, шлюзовых систем ввода топлива и вывода золы, системы улавливания и возврата уноса, устройств грубой очистки генераторного газа и камеры сгорания. Стенд оснащен системой дистанционного

управления, системой экспериментального и оперативного контроля, системой технологических защит и автоматики.

Масштаб модели позволил провести комплексные исследования процесса газификации, а также отработать конструкцию газогенератора и включенных в него систем. Особое внимание уделялось отработке систем подачи топлива и выгрузки золы. Оценивалось влияние ритмичности подачи топлива и выгрузки золы на эффективность процесса газификации. Отрабатывались режимы пуска и останова газогенератора.

Пуск газогенератора осуществляется специальной растопочной камерой сгорания при температуре за ней 550 ÷ 600°C. Время прогрева слоя 20 мин. Возможен также пуск газогенератора непосредственно на угле при разогреве слоя воздухом температурой 300 ÷ 350°C. Перед пуском в газогенератор засыпают "инертный" материал (гранулированную золу). Возможен также пуск газогенератора на угле без использования инертного материала. При пуске газогенератора, а также при изменении нагрузки необходимо поддерживать перепад давления на питающих шнеках ~ 0.02 МПа. Во время пуска при достижении в слое температуры 600 ÷ 700°C пар подается в зону агломерации, а при температуре свыше 700 ÷ 800°C - в смеситель дутья.

Результаты испытаний, проведенных на крупномасштабном стенде газификации твердого топлива, показали возможность получения в кипящем слое под давлением генераторного газа из кузнецкого каменного угля марки СС, а также бурых углей.

В настоящее время в мире широко ведутся работы по газификации угольной пыли. По методу Копперса-Тотцека угольная пыль и парокислородное дутье подаются через горелки в газогенератор с огнеупорной футеровкой внутри. Зола в виде жидкого шлака непрерывно стекает в водяную ванну. Температура в ядре факела 2000°C. Средняя температура процесса 1500°C. Полученный газ используется в основном для производства аммиака. Процесс хорошо регулируется, отсутствуют побочные продукты (смолы). Модернизацией процесса Копперса-Тотцека является схема газификации Шелл-Копперса, где газификация ведется при давлении 2 МПа.

охлаждаются в радиационном охладителе и конвективном котле-утилизаторе.

Заслуживает внимания история создания комбинированных установок с внутрицикловой газификацией (КУВГ) угля.

Первая в мире энергетическая ПГУ с

## ОБЗОР РЕШЕНИЙ ИНОСТРАННЫХ КОМПАНИЙ

В США и Германии ведутся работы по созданию газогенераторов, работающих по методу Тексако – еще одной модификации процесса Копперса-Тотцека. В реакционной футерованной камере газифицируется водоугольная суспензия при давлении 2 ÷ 4 МПа. Продукты газификации

внутрицикловой газификацией угля мощностью 170 МВт была реализована в Германии с применением газогенераторов Лурги. Однако, малая интенсивность процесса газификации в стационарном слое ( $2000 \div 2500 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$  при давлении 2.5 МПа), наличие смолистых веществ в составе газа, сложность конструкции, обусловленная применением вращающихся частей в объеме слоя, не позволяют эффективно использовать этот тип газогенератора в энергетике.

Более эффективными для использования в энергетике явились газогенераторы пылевидного топлива. Пилотные установки с газогенераторами этого типа были сооружены на электростанции Cool Water в Калифорнии и в Голландии на электростанции Buggenum.

Газогенератор на электростанцию Cool Water поставлен фирмой Тексако и предусматривал совместную работу с газовой турбиной мощностью 80 МВт производства General Electric. За период с 1984 по 1989 год наработка составила 27000 часов при использовании четырех видов угля. Получены хорошие экологические показатели: выбросы NOx составили 20 ppm. Заносов проточной части турбины золой не наблюдалось. В период ремонта газогенераторов установка работала на жидком топливе. В технологической схеме используется воздуходелительная установка (ВРУ). В реакционной камере газогенератора происходит газификация водоугольной эмульсии. Температура в газогенераторе находится в пределах  $1260 \div 1540^\circ\text{C}$ . Низшая теплота сгорания получаемого синтез-газа, который содержит в основном CO и H<sub>2</sub>, составляет  $2200 \div 2300 \text{ ккал}/\text{нм}^3$ , и зависит от массового соотношения кислород/углерод, концентрации водоугольной эмульсии, температуры и времени пребывания угля в газогенераторе, состава исходного топлива.

Расход угля составлял 1100 тонн в сутки при электрической мощности 118 МВт. Эти цифры были достаточно скромны для масштабной установки, тем не менее, вселили уверенность в целесообразности строительства КУВГ. Добавим еще, что использование современной газовой турбины позволило достичь на установке с внутрицикловой газификацией коэффициента полезного действия  $40 \div 42\%$ , в то время как на обычном паросиловом энергоблоке с непосредственным сжиганием угля КПД составляет  $36 \div 38\%$ .

В 1993 году на электростанции Buggenum в Голландии запущена более мощная демонстрационная установка – 250 МВт. В состав КУВГ вошла газовая турбина Siemens и газогенератор Shell. Газовая турбина может работать как на получаемом синтез-газе, так и на природном газе. Пуск турбины и работа в период ремонта газогенератора производились на природном газе. Паровая турбина поставлена также

фирмой Siemens. Пар получали в котле утилизаторе на хвосте газовой турбины и за счет тепла, отбираемого от синтез-газа в процессе его очистки. Установка газификации потребляла 2000 тонн угля в сутки; расход кислорода в воздуходелительной установке (ВРУ) составлял 1700 тонн в сутки. Воздух для воздуходелительной установки отбирали от основного компрессора, так что дополнительный компрессор для ВРУ не требовался.

После очистки синтез-газ имел следующий состав: CO = 65%; H<sub>2</sub> = 30%; H<sub>2</sub>O = 1%; (N<sub>2</sub>+Ar) = 3%. Следует отметить, что при сжигании окиси углерода CO и водорода H<sub>2</sub> адиабатическая температура горения (при коэффициенте избытка воздуха равном единице) выше, чем при сжигании природного газа, поэтому выбросы NOx выше. Положение усугубляется тем обстоятельством, что сжигание синтез-газа указанного состава исключает использование технологии сжигания в камерах с предварительным перемешиванием топлива с воздухом. Снижение адиабатической температуры горения производят иным путем – впрыском в зону горения азота, получаемого в воздуходелительной установке, или водяного пара, получаемого в процессе очистки синтез-газа. В результате в зоне горения достигается приемлемый температурный уровень и соответствующий ему уровень выбросов NOx.

Установка Buggenum показала перспективность создания мощных комбинированных установок с газификацией угля, надежную и экономичную работу оборудования и достижение к.п.д. 48%. Опыт создания и эксплуатации установки показывает также реальную возможность превращения существующих комбинированных энергоустановок на базе природного газа в комбинированные установки с внутрицикловой газификацией угля.

В Италии построено и успешно эксплуатируется четыре крупных комплекса по газификации тяжелых нефтяных остатков. Суммарная установленная мощность этих установок составляет 1600 МВт. При этом две установки имеют мощность более чем 500 МВт каждая. Использована технология газификации Тексако.

Первая из них - газификационная установка ISAB Energy была построена в Сицилии и пущена в эксплуатацию в 2000 году. Установка включает две газовые турбины Siemens V94.2K.

Вторая крупнейшая газификационная установка Sarlux мощностью 550 МВт сооружена на острове Сардиния. Это самая мощная в мире газификационная установка. Она вступила в действие в 2001 году. Комбинированная энергоустановка включает три одновалных блока STAG 109 GE/Nuovo Pignone, каждый мощностью по 184 МВт. Выработанная электроэнергия поступает в местную энергосеть. Комплекс

газификационной установки вырабатывает также дополнительно 200 т/ч пара и 40000 м<sup>3</sup>/ч водорода.

Всего в мире (по данным на январь 2006 года) насчитывается 15 комбинированных установок с внутрицикловой газификацией (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 электростанции с внутрицикловой газификацией угля в среднем составляет \$1500 на 1 кВт. Аналогичная характеристика для пылеугольной электростанции со сверхкритическими параметрами пара той же мощности ниже на 10 ÷ 15%. Однако, разница постепенно уменьшается. Интересны следующие цифры [5]:

1984 год. Стоимость капитальных затрат для угольных электростанций составила \$ 800/кВт; а для КУВГ – \$ 2700/кВт.

1994 год. Соответственно – \$ 1000/кВт и \$ 1700/кВт.

2004 год. Соответственно – \$ 1200/кВт и \$ 1500/кВт.

2010 год. Ожидается свыше \$ 1200/кВт; ожидается ниже \$ 1200/кВт.

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

Однако, анализ стоимостных показателей строительства в значительной степени затруднен, 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 товарным продуктом.

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%, [6] 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 млн. долл. был превышен вдвое, и составил 606 млн. 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 млн. долл.

Структура затрат на строительство КУВГ выглядит следующим образом: газификационный блок ~25%, системы очистки ~7%, установка по производству кислорода ~15%, топливоприготовление ~10%, силовой блок, включая паровую газовую турбину, котел, генератор ~43%).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрев сложившуюся ситуацию в области работ по газификации и проанализировав схемы газификации топлив, пригодные для использования в энергетическом и технологическом циклах, следует отметить, следующее:

- Газогенераторные установки используются в большинстве промышленно развитых стран: США, Англия, Германия, Италия, Китай, Испания и др. Использование газификации твердого топлива совместно с системами очистки от CO<sub>2</sub> и применение конверсии CO с получением товарного водорода (H<sub>2</sub>), пригодного к использованию в энергетике и транспорте, а также возможное производство метанола (жидкого топлива) показывает громадные перспективы этой технологии, все отдельные составляющие процессы которой промышленно отработаны. Бурное развитие

этих технологий можно ожидать при росте цен на нефть более \$ 150 за баррель и платы за превышение квот на CO<sub>2</sub> свыше \$ 20 за тонну; При этом решающим фактором для эффективного применения в энергетике внутрицикловой газификации являются капитальные затраты на 1 кВт мощности.

- В настоящее время в мировом сообществе отработано несколько успешных в промышленном масштабе технологий газификации твердого топлива, включая уголь, нефтяной кокс, насыщенные нефтью пески, биомассу и т.п. В этих системах используются также отработанные установки для получения кислорода, системы очистки генераторного газа от твердых и смолистых веществ, от двуокиси углерода (CO<sub>2</sub>), сероводорода (H<sub>2</sub>S). Наиболее распространенными являются промышленные

установки Лурги, Высокотемпературный Винклер (HTW), газогенераторы с жидким шлакоудалением (горнового типа), газогенераторы мелкодисперсного пылевидного топлива Тексако и Шелл (Дженерал Электрик, Сименс).

- Наиболее распространены газогенераторы типа Лурги с вращающейся колосниковой решеткой, работающие под давлением до 20 кгс/см<sup>2</sup>, с обогащенным кислородом паровоздушным дутьем. Производство оборудования газогенераторов Лурги было освоено в Германии и Чехии. Следует, однако, отметить, что газогенераторы этого типа морально устарели.
- Для производства синтез-газа, пригодного к сжиганию в энергетических установках, применяется технология газификации в циркулирующем кипящем слое под давлением - высокотемпературный Винклер (HTW). Такие установки работают в Германии и Чехии. Конечным продуктом установок этого типа, работающих в Германии, был метанол. НПО ЦКТИ совместно с ПО "Красный котельщик", ИГИ, ИТМО для парогазового блока 250 МВт с внутрицикловой газификацией угля разработал газогенератор производительностью  $G_{\text{угля}} = 50$  т/ч ( $\varnothing$  3.8 м, высота – 30 м) по технологии кипящего слоя под давлением (20 кгс/см<sup>2</sup>). На построенной в НПО ЦКТИ демонстрационной установке производительностью 1.5 т/ч обработаны регламенты газификации Кузнецких каменных углей, бурых (Иршабородинский и Подмосковский) и Экибастузского каменного угля, усовершенствована конструкция ряда элементов.
- Одной из распространенных и удачных систем газификации является процесс по методу Техасо. Уголь подается в виде водоугольной суспензии. Процесс протекает при высоком давлении на обогащенном кислородом дутье. Теплота сгорания полученного генераторного газа на уровне  $\sim 2300 \div 2500$  ккал/нм<sup>3</sup>, при температуре в реакционной зоне  $1500 \div 1600^\circ\text{C}$ . Технология освоена в промышленном объеме;
- 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 действуют 85 газогенераторных установок Шелл. На парокислородном дутье (доля кислорода  $0.8 \div 0.9$ ) при газификации угля Pittsec  $Q_p^{\text{н}} = 7100$  ккал/кг получают генераторный газ следующего состава:  $\text{H}_2 =$

$30\%$ ,  $\text{CO} = 61\%$ ,  $\text{CO}_2 = 1\%$ ,  $(\text{N}_2 + \text{Ar}) \cong 5\%$ ,  $\text{H}_2\text{S} = 0,8\%$ .

- Для замещения в топливном балансе металлургических комбинатов и пр. жидкого топлива или природного газа местными энергоресурсами (торф, бурый уголь, сланцы, биомасса) возможно использование относительно простых газогенераторов, работающих при давлениях близких к атмосферному, мощностью  $1 \div 15$  МВт.
- Расчеты материального и теплового балансов процессов газификации, а также экспериментальные работы на лабораторных и стендовых установках показывают, что на паровоздушном дутье получается низкокалорийный газ (НКГ) с теплотой сгорания  $800 - 1500$  ккал/нм<sup>3</sup>, а на парокислородном дутье – высококалорийный газ (ВКГ) с теплотой сгорания  $2300$  ккал/нм<sup>3</sup> и выше.
- Примерный состав НКГ, полученного из каменного угля:  $\text{H}_2 = 15.4\%$ ,  $\text{CO} = 22.2\%$ ,  $\text{CH}_4 = 0.3\%$ ,  $\text{CO}_2 = 7.5\%$ ,  $\text{H}_2\text{S} = 0.1\%$ ,  $\text{N}_2 = 54.5\%$ . Теплота сгорания газа  $Q_{\text{н}}^{\text{с}} = 1099$  ккал/нм<sup>3</sup>.
- Состав высококалорийного газа (ВКГ), полученного на угле того же состава:  $\text{H}_2 = 38.9\%$ ,  $\text{CO} = 43.7\%$ ,  $\text{CH}_4 = 0.6\%$ ,  $\text{CO}_2 = 14.8\%$ ,  $\text{H}_2\text{S} = 0.2\%$ ,  $\text{N}_2 = 1.8\%$ . Теплота сгорания газа  $Q_{\text{н}}^{\text{с}} = 2386$  ккал/нм<sup>3</sup>.
- Для промышленного производства генераторного газа с теплотой сгорания  $900 \div 1200$  ккал/нм<sup>3</sup>, пригодного для использования в большинстве энергетических установок, в НПО ЦКТИ разработана техническая документация на реактор, работающий под давлением 20 кгс/см<sup>2</sup> с кипящим слоем, в котором могут успешно газифицироваться большинство отечественных марок углей. Оборудование может быть изготовлено отечественными котлостроительными заводами (например, ПО "Красный котельщик") в кратчайшие сроки и по относительно низкой цене, в сравнении с зарубежными аналогами.
- На сегодняшний день назрела необходимость возобновления на новом техническом уровне совместных (Россией и Украиной) работ по созданию парогазовой энергетической установки с внутрицикловой газификацией угля  $\cong 250 \div 300$  МВт, модуля 1100 МВт, с минимальными выбросами вредных веществ, включая "парниковые газы" ( $\text{CO}_2$ ) с возможной выработкой товарного  $\text{H}_2$ , азота, серы, метанола.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Н. Э. Рамбуш. Газогенераторы. Перевод с англ. П. Г. Рашковского. Москва, Ленинград, 1939.
2. В. С. Альтшулер. Новые процессы газификации твердого топлива. Москва, "Недра". 1976.
3. 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.
4. 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.
5. GAS TURBIN WORLD: July - August 2005, pp15-20.
6. А. А. Саламов. Удельные капитальные затраты на сооружение ТЭС за рубежом. Теплоэнергетика, 1997, № 2. – с. 76...79.