

Тенденции развития и новые инженерные решения в газификации угля

С.Г.СТЕПАНОВ, кандидат техн. наук, директор филиала ЗАО "Карбоника-Ф"

Выполнен анализ основных тенденций развития современной технологии газификации угля, перспектив использования газа из угля и основных инженерных решений, обеспечивающих создание газогенератора большой единичной мощности (100 т/час и более по углю). Описан принцип работы пылеугольного газогенератора на кислородном дутье под давлением 3 МПа, в котором реализован качественно новый метод защиты стенок реактора от высокотемпературных воздействий и расплавленного шлака испаряющейся пленочной завесой воды. Использование пленочной завесы позволило осуществить высокотемпературную газификацию канско-ачинских углей с твердым шлакоудалением без шлакования стенок. Технические решения, апробированные на опытной установке производительностью 0,5 т/час по углю, позволяют на 16-25 % сократить удельный расход кислорода и на 7-8 % увеличить КПД газификации. Использование таких газогенераторов для ТЭС с внутрицикловой газификацией позволит увеличить электрический КПД выше 50 %.

Газификация угля – производство горючего (технологического) газа при неполном окислении органической массы угля, имеет давнюю историю с периодами бурного развития и спадами.

Впервые горючий газ из угля получил англичанин Мэрдок в 1792 году как попутный продукт при производстве "светильного масла". К 50-м годам XIX века практически во всех крупных и средних городах Европы и Северной Америки действовали газовые заводы для производства отопительного, бытового и светильного газа /1/. Это был "золотой век" газификации угля. С 60-х годов XIX века серьезную конкуренцию углю составила нефть. К началу 60-х годов XX века разработка месторождений дешевой нефти на Ближнем Востоке и в Западной Сибири привела практически к полной ликвидации углеперерабатывающей промышленности. Сохранились лишь небольшие островки в уникальных регионах. Например, в ЮАР углепереработка (главным образом на основе газификации угля) стала крупной промышленным сектором из-за эмбарго на поставку нефти. Началось триумфальное шествие нефти. Однако уже в 1972 году оно омрачилось первым "энергетическим кризисом", который, по существу, был спровоцирован на политической основе странами-участниками ОПЕК. Мировые цены на нефть подскочили с 5-7 долл. до 24 долл. за баррель (1 тонна сырой нефти сорта Brent \approx 8.06 баррелей), и стало ясно, что углепереработку списывать в архив рано, т.к. в большинстве развитых стран много угля и мало или совсем нет нефти. Интересно заметить, что если бы не этот первый "энергетический кризис", то крах социалистической системы мог наступить еще в 70-е годы. Активный приток "нефтедолларов" продлил агонию СССР. Этот кризис преподнес цивилизованному миру очень важный урок. Во-первых, все осознали, что запасы углеводородного сырья распределены крайне неравномерно и неудобно, и, во-вторых, эти запасы – исчерпаемы. Запасы же угля и других твердых горючих ископаемых – нефтяных сланцев, битумных песков, торфа и т.п. – распределены более равномерно, и сроки их исчерпания оцениваются многими сотнями лет. Но самый главный результат этого кризиса заключается в активизации работ по энергосбережению.

К прогнозам исчерпаемости природных ресурсов следует относиться очень осторожно. Как правило, за ними стоят политическая конъюнктура и узко корпоративные интересы. В 70-80-е годы научная периодика была полна прогнозов, согласно которым сегодня, в 2002 году, мы должны были добывать из недр остатки нефти и газа. Предрекалось, что в период 1995-2020 годов начнется второй «золотой век» угля. Была популярна точка зрения, что "нефть – это эпизод в эпоху угля".

Панические прогнозы относительно перспектив нефтяного рынка инициировали разработку новых технологических процессов переработки угля, причем приоритетным было получение жидкого топлива, как прямым ожижением угля, так и косвенным, т.е. синтезом жидких углеводородов из «угольного» синтез-газа. В США, Великобритании, Германии, Японии, СССР и ряде других стран при государственной поддержке были начаты масштабные программы создания технологий углепереработки. В какой-то мере это напоминало гонку конца 40-х начала 50-х годов в области создания атомной бомбы. В ней участвовали сотни фирм с мировыми именами, и к 80-м годам были сооружены десятки демонстрационных и пилотных установок для газификации, ожижения и термической переработки угля.

В середине 80-х интерес к углепереработке пошел на убыль. Причин этому несколько.

Во-первых, политикой "кнути и пряника" США установили контроль над странами-производителями нефти. Наиболее амбициозных (Ирак, Иран) наказали в назидание другим. В результате рост цен на нефть замедлился. Сохранять равновесие поручили 6-му флоту США и силам быстрого реагирования. Насколько это равновесие устойчиво покажет время. В течение 80-х гг. цены на нефть снизились с 40 долл./баррель (что соответствует ~ 65 долл./баррель в современных ценах с поправкой на инфляцию) до минимального уровня 9,13 долл./баррель в декабре 1998 года и в настоящее время колеблются в "коридоре" 17-27 долл./баррель.

Во-вторых, эффективно сработали государственные программы энергосбережения, что в конечном итоге привело к снижению темпа роста потребления нефти и природного газа. С середины 70-х годов энергоемкость единицы ВВП в развитых странах снизилась на 22 %, а нефтеемкость на 38 % /2/.

В-третьих, динамичное развитие нефтегазовой отрасли и масштабные работы по разведке новых месторождений нефти и газа показали, что запасы углеводородного сырья на самом деле значительно больше, чем предполагалось. Последние 20 лет ежегодный прирост разведанных запасов нефти и газа опережает их потребление, и прогнозные сроки исчерпания регулярно отодвигаются. По достаточно авторитетным данным /3/ глобальную замену нефти углем следует ожидать после середины XXI века, а замену природного газа углем – к концу века. Если, конечно, не произойдет прорыва в развитии технологии ядерного синтеза.

В-четвертых, ни одна из разрабатываемых технологий не позволила повысить рентабельность процесса получения жидкого топлива из угля в такой степени, чтобы "синтетическая нефть" могла конкурировать с природной нефтью.

В итоге «эпоха угля» не наступила, и интерес к переработке угля уменьшился. Большинство программ было свернуто, а оставшиеся – радикально урезаны. Более десятка проектов было завершено на стадии 5-летней готовности, т.е. при изменении конъюнктуры рынка углеводородного сырья можно в течение 5 лет на основе демонстрационных установок производительностью 10-60 т угля в час развернуть промышленное производство /4/.

Если от коммерческого использования технологий прямого и непрямого ожижения угля в конце 80-х годов пока отказались, то интерес к газификации угля хотя и уменьшился, но не прекратился. Например, в ряде регионов, где природного газа нет

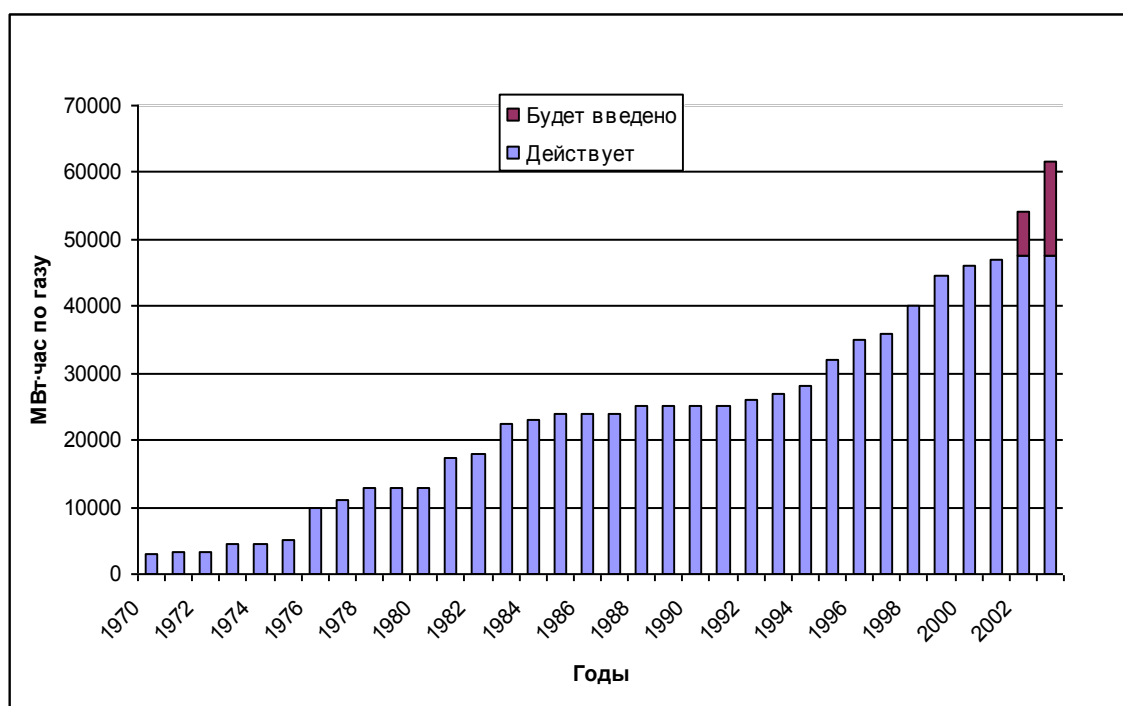
или мало (Северная Америка, Китай и др.), использование газа из угля для синтеза метанола и аммиака экономически оправданно и построен ряд промышленных предприятий.

В 90-е годы бурное развитие получила внутрицикловая газификация для производства электроэнергии, т.е. использование бинарного цикла, при котором горючий газ утилизируется в газовой турбине, а продукты сгорания используются при генерации пара для паровой турбины. Первая коммерческая электростанция с внутрицикловой газификацией – Cool Water, США, шт. Калифорния, мощностью 100 МВт (60 тонн в час по углю) была построена в 1983 году. Использовался газогенератор Техасо с подачей топлива в виде водоугольной суспензии /5/.

После 1993 года в разных странах было введено в эксплуатацию 18 электростанций с внутрицикловой газификацией твердого топлива мощностью от 60 до 300 МВт. На рис. 1 приведены данные по мировому производству газа из твердых топлив с 1970 года, а в таблице 1 – структура его потребления /6/. Приведенные данные наглядно демонстрируют ускорение динамики вовлечения газификации угля в мировую промышленность.

Повышенный интерес к внутрицикловой газификации угля в развитых странах объясняется двумя причинами:

- ТЭС с внутрицикловой газификацией экологически менее опасна. Благодаря предварительной очистке газа сокращаются выбросы оксидов серы, азота и твердых частиц.
- Использование бинарного цикла позволяет существенно увеличить КПД электростанции и, следовательно, сократить удельный расход топлива.



Динамика потребления газа из угля в мире

Табл. 1

Целевое использование	Использование в 2001 году, МВт по газу	Доля в 2001 году	Вводится в эксплуатацию до конца 2004 года, МВт по газу	Годовой прирост мощности в 2002-2004 году
1. Химическое производство	18 000	45 %	5 000	9,3 %
2. Внутрицикловая газификация (производство электроэнергии)	12 000	30 %	11 200	31 %
3. Синтез по Фишеру-Тропшу	10 000	25 %	0	0
ВСЕГО:	40 000	100 %	17 200	14,3 %

Рис. 1. Суммарная мощность газогенераторных установок

В таблице 2 приведены характерные величины удельных выбросов и КПД для ТЭС с внутрицикловой газификацией и для ТЭС с традиционным сжиганием угля /6/.

Необходимо отметить, что удельные капитальные затраты при использовании внутрицикловой газификации составляют ~ 1500 долл./кВт с перспективой снижения до 1000-1200 долл./кВт, в то время как для традиционной угольной ТЭС удельные капитальные затраты ~ 800-900 долл./кВт. Ясно, что ТЭС с внутрицикловой газификацией твердого топлива более привлекательна при наличии экологических ограничений в месте размещения и при использовании достаточно дорогого топлива, т.к. расход топлива на 1 кВт сокращается. Эти условия характерны для развитых стран. В настоящее время использование внутрицикловой газификации твердого топлива считается самым перспективным направлением в энергетике /7/.

Табл. 2.

Параметр	Традиционная угольная ТЭС	ТЭС с внутрицикловой газификацией
Концентрация вредных веществ в дымовых газах (для угольной ТЭС – согласно Евростандарту), мг/м ³		
– SO _x	130	10
– NO _x	150	30
– тв.частицы	16	10
Электрический КПД, %		

	33-35	42-46
--	-------	-------

Для современной химической промышленности и энергетики требуются газогенераторы с единичной мощностью по углю 100 т/час и более. К началу 70-х в промышленном масштабе было реализовано три типа газогенераторов /8,9/:

- Слоевые газогенераторы. В разное время действовало более 800 газогенераторов, в том числе более 30 газогенераторов «Лурги» с единичной мощностью по углю до 45 т/час. После 1977 года введено в эксплуатацию еще 130 газогенераторов «Лурги».
- Газогенераторы Винклера с кипящим слоем. Было сооружено более 40 аппаратов с единичной мощностью до 35 т/час по углю.
- Пылеугольные газогенераторы Копперса-Тотцека. К началу 70-х эксплуатировалось более 50 аппаратов с единичной мощностью до 28 т/час по углю.

Не случайно все самые мощные газогенераторы имели немецкое происхождение. Причина в том, что в Германии нет собственной нефти, но имеются большие запасы угля. В 20-40-е годы XX века в Германии была реализована беспрецедентная по масштабам программа углепереработки с производством моторных топлив, металлургического топлива, газов различного назначения и широкого спектра продуктов углехимии, включая пищевые продукты. Во время второй мировой войны с использованием жидких продуктов пиролиза, прямого и непрямого ожижения угля производилось до 5,5 млн. тонн в год моторных топлив. Именно немецкие разработки того времени определили на многие десятилетия стратегию развития технологий углепереработки, в том числе газификации топлив.

Если проанализировать конструктивные особенности и принцип действия современных промышленных газогенераторов (к настоящему времени до промышленного масштаба доведено еще более десяти конструкций газогенераторов), можно выделить 4 основополагающих инженерных решения:

- 1) Создание Фрицем Винклером (концерн BASF) в 1926 году газогенератора с кипящим слоем. Эта технология послужила основой для современных процессов НТВ (Hoch-Temperatur Winkler) и КРВ (Kellogg-Rust-Westinghouse) и др.
- 2) Разработка фирмой "Лурги" в 1932 году слоевого газогенератора, работающего под давлением 3 МПа. Использование повышенного давления для интенсификации процесса газификации реализовано почти во всех современных промышленных газогенераторах.
- 3) Разработка Генрихом Копперсом и Фридрихом Тотцеком в 1944-45гг. пылеугольного газогенератора с жидким шлакоудалением. Первый промышленный аппарат этого типа был построен в 1952 году в Финляндии. Пылеугольный принцип газификации с жидким шлакоудалением реализован в промышленных аппаратах Destec, Shell, Prenflo, разработанных на основе газогенератора Копперса-Тотцека, в аппарате Техасо и др. Удаление шлака в жидком виде реализовано в слоевом газогенераторе BGL (British Gas- Lurgy), разработанном на основе газогенератора Лурги.
- 4) Разработка фирмой Техасо в 50-е годы газификаторов для переработки тяжелых нефтяных остатков. Всего построено более 160 таких установок. В 70-е годы была разработана модификация аппарата Техасо для газификации водоугольной

суспензии. Принцип подачи угля в аппарат в виде водоугольной суспензии использован и в газогенераторе Destec.

Были попытки использовать и ряд других технических решений для создания новых газогенераторов: использование внешнего теплоносителя, в том числе тепла ядерного реактора; газификация в расплавах солей, железа, шлака; 2-3-х ступенчатая газификация; газификация в плазме; каталитическая газификация и др. Не имеет смысла подробно обсуждать эти попытки, поскольку они не привели к созданию современного конкурентоспособного технологического процесса.

В 30-50 годы были разработаны теоретические основы физико-химических процессов горения и газификации угля, выполнены фундаментальные исследования, не потерявшие актуальности до настоящего времени. В данном направлении неоспоримо лидерство советских ученых: А.С.Предводителя, Л.Н.Хитрина, Я.Б.Зельдовича, Н.В.Лаврова, Д.А.Франк-Каменецкого, Б.В.Канторовича и др. Парадоксально, но немцы, разработавшие все основные типы газогенераторов, не создали сильной научной школы и не выполнили сколько-нибудь ярких фундаментальных исследований по газификации угля. Еще один парадокс, уже из настоящего времени – в США существует несколько научных школ в области математического моделирования процессов горения и газификации твердых топлив, выполнен ряд интересных исследований и, бесспорно, американцы лидируют в данной области. Тем не менее, в публикациях результаты численных экспериментов крайне редко сравниваются с данными промышленных испытаний, а при разработке конструкций газогенераторов и отработке технологических параметров не упоминается об использовании результатов математического моделирования. Все это позволяет предположить, что теория и практика газификации угля пока существуют достаточно автономно.

Анализ работ по созданию промышленных технологий газификации угля позволяет сделать вывод, что наиболее перспективен газогенератор, в котором реализованы следующие технологические принципы:

1. Использование одноступенчатого автотермического реактора.
2. Использование мелкодисперсного топлива, как правило, до 100 мкм.
3. Использование повышенного давления – в большинстве случаев 3 МПа. Попытки использовать более высокое давление оказались неэффективны, т.к. привели к усложнению конструкции и уменьшению надежности.
4. Газификация при высоких температурах – 1500-2200 °С. Верхний предел ограничен жаропрочностью конструкционных материалов, а нижний – температурой нормального жидкого шлакоудаления.

Пылеугольные газогенераторы, в отличие от слоевых и с кипящим слоем, имеют существенно больший резерв для увеличения единичной мощности аппарата, т.к. менее громоздки и более просты в изготовлении. Основным недостатком пылеугольных газогенераторов является более низкий КПД газификации (отношение теплоты сгорания охлажденного газа к теплоте сгорания исходного угля) – 70-72 %, в то время как в газогенераторе Лурги – 80 % /9/. Это объясняется тем, что в первых необходимо поддерживать высокую температуру (1500-1600 °С) на выходе из аппарата для обеспечения жидкого шлакоудаления. В принципе реакции газификации ($C+CO_2 \rightarrow 2CO$, $C+H_2O \rightarrow CO+H_2$) достаточно интенсивно идут и в диапазоне температур 1000 –1500 °С, но необходимость удалять шлак в жидком виде требует повышения рабочей температуры до 1500-1600 °С во избежание шлакования аппарата. Если бы удалось снизить температуру на выходе из пылевого газификатора до 1000-1100 °С, его КПД увеличился бы до 80 % и достиг уровня слоевых газогенераторов.

Жидкое шлакоудаление является причиной повышенного удельного расхода кислорода, требует сооружения дополнительной ступени для утилизации физического тепла отходящих газов (радиационного теплообменника) и применения специальных жаропрочных коррозионностойких материалов для футеровки реактора. Надежность пылеугольных газогенераторов с жидким шлакоудалением во многом определяется именно работой футеровки. Обычный межремонтный срок службы футеровки от нескольких месяцев до одного года.

Попытки создать пылеугольный газогенератор с твердым шлакоудалением, т.е. с температурой на выходе из аппарата 1000-1100°C предпринимались в Германии в 1935 году (4 газогенератора Винтершаль-Шмальфельд в Шварцхайде и Люцкендорфе) и во Франции в 1945 году (газогенератор Паниндко) /8/. Температуру в ядре факела зоны горения ограничивали температурой размягчения шлака (1200-1300°C). В результате заметно снижалась интенсивность процесса. Громоздкие газогенераторы имели низкую степень конверсии угля, а технология оказалась сложной в управлении из-за частого зашлаковывания аппаратов. В конечном итоге эксплуатация установок была прекращена и в дальнейшем попытки усовершенствовать технологический процесс не предпринимались. Разработчики смирились с фактом, что для пылеугольных газогенераторов существует термодинамическое ограничение по КПД газификации на уровне примерно 72 %.

В 1990-92 году институтом КАТЭКНИИуголь (г. Красноярск) совместно с НПО "Луч" (г. Семипалатинск-21) был разработан принципиально новый тип газогенератора, позволяющий "отодвинуть" указанное термодинамическое ограничение и достичь КПД газификации 77-80 % без снижения удельной производительности аппарата – процесс "КАТЭК".

Суть процесса будет ясна, если мы рассмотрим температурный профиль по длине реактора (рис. 2). Аппарат для газификации пылевидного угля условно можно разделить на три зоны: зону сушки и пиролиза, зону горения и зону газификации. Часть

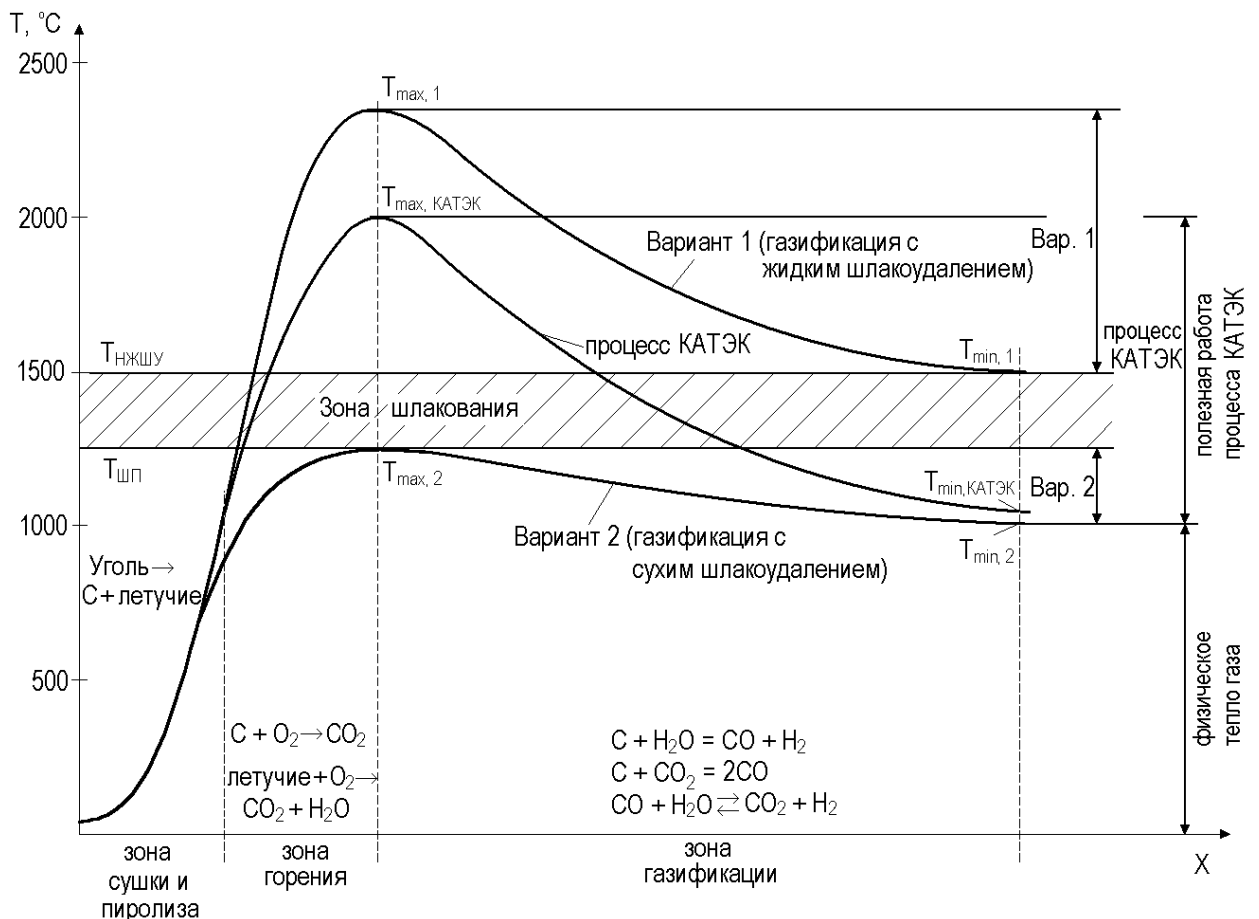


Рис. 2. Температурные профили в проточном пылеугольном газогенераторе

органической массы угля сгорает в кислороде для производства высокопотенциальной тепловой энергии, которая затем расходуется на осуществление реакций газификации, идущих с поглощением тепла. КПД газификации зависит от крайних уровней температур в аппарате:

$$КПД_{газификации} \sim \frac{T_{max} - T_{min}}{T_{max}}$$

Традиционные конструкции аппаратов с жидким шлакоудалением (вариант 1) и сухим шлакоудалением (вариант 2) не позволяют осуществить фазовый переход "жидкий шлак → твердое" для минеральных компонентов угля без нарушения нормального эксплуатационного режима. В технологическом процессе "КАТЭК" использована конструкция газогенератора, которая позволяет решить проблему фазового перехода без шлакования стенок реактора, и стадия газификации продолжается до температуры 1050-1100 °С /10/.

Принципиальное отличие газогенератора "КАТЭК" заключается в отказе от традиционного решения по защите стенок реактора гарниссажной футеровкой на водоохлаждаемом ошипованном экране. Защиту обеспечивает пристенная испаряющаяся пленочная завеса. Реактор выполнен в виде отдельных секций, каждая из которых имеет водоохлаждаемую рубашку и тангенциальный ввод воды внутрь аппарата для защиты стенок реактора.

Частицы расплавленного шлака, попадая в пограничный слой у стенки реактора, охлаждаются до температуры ниже температуры размягчения и затвердевают. Использование испаряющейся пленочной завесы позволяет осуществить фазовый переход "жидкий шлак → твердое" для минеральной части угля без шлакования стенок реактора.

Новое инженерное решение позволяет на 16-25 % сократить удельный расход кислорода и увеличить КПД газификации до 77-80 %, в то время как в традиционном процессе с жидким шлакоудалением КПД газификации не превышает 72 %. Расход воды на пленочную завесу составляет от 20 до 100 кг на 1 тонну угля в зависимости от мощности газогенератора.

Техническое решение проблемы защиты стенок от высокотемпературных агрессивных сред с помощью пленочной завесы отработано и широко используется в жидкостных ракетных двигателях /11/. Исследовательской группой института КАТЭКНИИуголь было выполнено расчетно-экспериментальное обоснование газогенератора /12-13/, изготовлена и испытана опытная установка производительностью 0,5 т/час по углю (рис. 3). В результате испытаний была подтверждена работоспособность конструкции в диапазоне температур до 2200 °С при давлении 3 МПа и получена удовлетворительная сходимости расчетных и экспериментальных данных как по температурному профилю, так и по составу газа при использовании угля марки Б2 разреза "Бородинский".

Дополнительным важным фактором использования нового инженерного решения является повышение эксплуатационной надежности реактора и теплообменных систем вследствие снижения уровня температурного воздействия на металлические конструкции. Газификатор "КАТЭК" представляет интерес для использования при внутрицикловой газификации твердого топлива, т.к. позволяет увеличить электрический КПД электростанции до 50 % (пока лучший КПД = 46 % /14/) при одновременном снижении капитальных затрат.

Использованные источники:

1. Химические вещества из угля. Пер. с нем./ Под ред. Ю.Фальбе – М.: Химия, 1980. – 616 с.
2. Бекаев Л.С., Марчепко О.В., Пинегин С.П. и др. Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию – Новосибирск: Наука, 2000. – 300 с.
3. Electricity Supply and Demand Side Management Options. Annexes and Appendices. WSD Thematic Review – Cape Town: Secretariat of the World Commission on Dams, Nov. 2000. – 178 p.
4. Dry M.E. The Fischer-Tropsch process: 1950-2000// Catalysis Today. – 2002. – Vol. 71, No 3. – pp. 227-241
5. Gasification of Solid and Liquid Fuels for Power Generation. Technology Status Report on Cleaner Coal Technology Programme – London: Depart. of Trade and Industry, 1999. – 14 p.
6. Phillips G. Gasification offers integration opportunities and refinery modernization – London: Foster Wheeler Energy, Ltd, Oct. 2001, – 15 p.
7. World Energy Outlook – 2001 Insights: Assessing Today's Supplies to Fuel Tomorrow's Growth// OECD Organisation for Economic Co-operation and Development Source /Energy. – 2001.– Vol. 1, No. 11. – 422 pp.
8. Шиллинг Г.-Д., Бонн Б., Краус У. Газификация угля / Пер. с нем. и ред. С.Р.Исламова – М.: Недра, 1986 – 175 с.
9. The Science and Technology of Coal and Coal Utilization / Ed by V. Cooper & W. Ellingson – NY: Plenum Press, 1984. – 666 p.
10. Патент 2052492 РФ. Способ получения синтез-газа и газификатор вертикального типа /С.Р.Исламов, С.Г.Степанов, А.Б.Морозов, О.С.Пивоваров, В.А.Зуев. – Опубл. 20.01.1996 г. в БИ № 2. – 4 с.
11. Основы теории и расчета жидкостных ракетных двигателей / Васильев А.П., Кудрявцев В.М., Кузнецов В.А. и др. / Под ред. В.М. Кудрявцева. – М.: Высшая школа, 1983. – 703 с.
12. Степанов С.Г., Исламов С.Р. Математическое моделирование газификации угля в прямоточном пылеугольном реакторе // Химия твердого топлива. – 1989. – № 3. – С. 87-92.
13. Степанов С.Г., Исламов С.Р. , Суслов В.А. Газификация канско-ачинского угля в прямоточном пылеугольном реакторе // Химия твердого топлива. – 1989. – № 3. – С. 93-98.
14. Campbell P.E., McMullan J.T., Williams B.C. Concept for a competitive coal fired integrated gasification combined cycle power plant// Fuel. – 2000. – Vol. 79, No 9. – pp. 1031-1040