

Стратегическое значение технологии газификации угля

Тиматков Василий, Руководитель отдела исследований
машиностроительных отраслей
Института проблем естественных монополий

Технология газификации угля имеет стратегическое значение для России, поскольку наша страна располагает более 20% мировых запасов угля. Однако до настоящего времени в России пока не создано ни одной промышленной энергетической установки с газификацией угля полного цикла. Как и в случае других не менее важных разработок, это обусловлено экономическим кризисом в 90-х годах прошлого столетия. В результате резкого сокращения финансирования научных и опытно-конструкторских учреждений начатые разработки так и не были завершены. Напомним, что на Несветай ГРЭС в Ростовской области на рубеже тысячелетий были начаты работы по созданию не имеющей в мире аналогов установки с газификацией угля в шлаковом расплаве. Проект разрабатывался совместно ОАО «Научно-исследовательский институт ЮжВТИ» (бывший НИИЭПЭ), НПО «Алгон», МИСИС, Гинцветмет, Стальпроект, ОАО ТКЗ «Красный котельщик» и др. Эта технология, в отличие от пылеугольной газификации, позволяет использовать любые сорта углей без предварительного обогащения и размола. Кроме того, в процессе горения происходит непрерывное образование шлакового расплава, который может быть разделен на тяжелую и легкую фракции. Тяжелая фракция может быть переработана для последующего использования при изготовлении чугуна, легкая – в экологически чистые строительные материалы. Низкий температурный режим в такой установке позволяет с сохранением низкого уровня вредных выбросов утилизировать в активной зоне различные горючие и негорючие отходы. При одновременном производстве из шлакового расплава строительных материалов суммарный экономический эффект от использования такой установки будет выше, чем у современных парогазовых установок (ПГУ). По заявлению разработчиков, на 2001 год степень готовности проекта составляла 20%, однако финансирование было остановлено, и работа по созданию этой установки была прекращена. По оценкам, для завершения работ и пуска опытно-промышленной установки требуется порядка 700 млн. рублей.

Другой перспективной российской разработкой является созданный в КАТЭКНИИуголь (г. Красноярск) пылеугольный газификатор. В зарубежных газификаторах для нормального шлакоудаления необходимо поддерживать высокую температуру $1500\text{--}1600\pm\text{C}$. При этом шлак расплавляется и не оседает на стенках реактора. Такая высокая температура требует применения жаропрочных материалов для футеровки реактора, и срок службы реактора в большинстве случаев определяется именно состоянием футеровки. Кроме того, по ряду причин столь высокая рабочая температура приводит к снижению эффективности газификации.

Основное отличие отечественной разработки от зарубежных аналогов заключается в том, что для охлаждения стенок реактора используется пристенная испаряющаяся водяная завеса. Такая испаряющаяся завеса позволяет поддерживать нужный температурный режим без шлакования стенок реактора. По заявлению разработчиков, технические решения, апробированные на опытной установке производительностью 0,5 т/ч по углю, позволяют на 16–25% сократить удельный расход кислорода и на 7–8% увеличить КПД газификации. Кроме того, утверждается, что использование таких газогенераторов для ПГУ с внутрицикловой газификацией позволит увеличить электрический КПД выше 50%.

Мировые достижения в области технологии газификации угля

Большинство разработок, связанных с технологией газификации угля, направлено на интеграцию газификатора в парогазовый цикл производства электроэнергии. В настоящий момент борьбу за лидерство в такой технологии, называемой ПГУ с внутрицикловой газификацией, ведут General Electric, Siemens и Mitsubishi. В мировой практике создание энергоблоков с внутрицикловой газификацией примерно на 20–25% дороже, чем пылеугольных энергоблоков на суперкритических параметрах. General Electric совместно с компанией Bechtel на создающейся опытно-

промышленной установке с газификатором компании Техасо прогнозируют уровень выбросов, существенно меньший, чем на энергоблоках с пылеугольными котлами на суперкритических параметрах. По заявлению производителя, уровень выбросов приблизится к ПГУ, работающим на природном газе. Проектная мощность электростанции составляет 630 МВт, используется газовая турбина 7FB. Планируемый коэффициент использования установленной мощности составит 85% при работе только на угле и 93% с использованием резервного топлива. При сжигании битуминозных и коксующихся углей электростанция обеспечит КПД «нетто» около 39%. Под КПД «нетто» подразумевается итоговая эффективность работы электростанции с учетом всего энергопотребления на собственные нужды. Siemens в настоящее время разрабатывает конструкторскую документацию на электростанцию, использующую газификатор от ConocoPhillips, для создания в США двух энергоблоков с внутрицикловой газификацией, для которых Siemens поставит турбины. Siemens, купившая в мае 2006 года технологию газификации Gas Schwarze Pumpe (GSP), планирует поставить оборудование для двух электростанций в США мощностью 600 МВт. По заявлению представителей компании, процесс газификации GSP, использующий кислородное дутье, позволяет подавать топливо пневматически либо в виде водной суспензии. Разрабатываемая в настоящее время электростанция, работающая на основе GSP-процесса, будет рассчитана на использование различных видов топлива, включая антрациты, отходы НПЗ и лигниты. Компания Mitsubishi, построившая в Японии в начале 90-х годов пилотную установку на газификации с воздушным дутьем, сейчас разрабатывает очередную ПГУ с газификацией, пуск которой намечен на 2007 год. Mitsubishi, в отличие от GE и Siemens, сделала выбор в пользу газификации с воздушным дутьем. Такая технология не требует создания мощных сепараторов, необходимых для получения кислорода и потребляющих значительное количество электроэнергии. Этот факт, а также отказ от использования водоугольных суспензий в качестве

метода подачи топлива, подразумевающих в дальнейшем испарение воды, повышает общую эффективность энергоустановки.

Используя газовую турбину M501F в своих ПГУ с газификацией, Mitsubishi планирует достигнуть КПД «нетто» на уровне 45%, а в дальнейшем, при использовании пароохлаждаемой турбины M501G – 48%.

Подземная газификация угля

Особое место занимает подземная газификация угля. Сущность технологии заключается в бурении скважин до угольного пласта с последующим их соединением по пласту. После этого в толще угольного пласта создается управляемый очаг горения, в котором протекает процесс газификации. Во входную скважину происходит дутье (воздушное или парокислородное), из выходной скважины выходит генераторный газ. На поверхности газ очищается и служит топливом для парогазовых установок либо используется другим образом. Особенности технологии позволяют использовать даже те месторождения, разработка которых традиционными способами неэффективна.

Мировым лидером в области подземной газификации угля является Китай. В настоящее время в этой стране работают более 10 подобных станций. На территории СССР в прошлом веке были созданы подобные станции, среди которых можно выделить Южно-Абинскую станцию «Подземгаз» в Кузбассе, пущенную в эксплуатацию в 1955 году и прекратившую свое существование в 1996 году, и Ангренскую станцию «Подземгаз» в Узбекистане, построенную в 1963 году и работающую по сей день.

В настоящее время специалистами ИУУ СО РАН разработан инвестиционный проект с использованием технологий подземной газификации угля по созданию шести добывающих энергетических комплексов, общей электрической мощностью 850 МВт. По оценкам авторов

проекта, необходимые инвестиции составляют 15,5 млрд. рублей, срок окупаемости составит около трех лет.