УДК 621.311

О ПЕРСПЕКТИВАХ И ОСОБЕННОСТЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЯ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ И КОММУНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Чернявский Н.В.

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, Киев, Украина

АННОТАЦИЯ

В статье проанализирована топливная база ТЭС, коммунальной и промышленной энергетики, оценены резервы угольной продукции и другие твердотопливные ресурсы, которые можно использовать для дальнейшего замещения газа в ТЭК Украины. Рассмотрены общие проблемы перевода газомазутных котлов на сжигание твердого топлива, требования к технологиям сжигания водоугольного топлива (ВУТ) и угля в зависимости от его качества. Выделены типы котлоагрегатов, перевод которых на ВУТ актуален, и обоснован комплекс требований к качеству сырья и реконструкции котлоагрегатов для их перевода на сжигание ВУТ.

ВВЕДЕНИЕ

При собственной добыче газа около 20 млрд м^3 в год его потребление в Украине в 2011 г. составило 54 млрд м^3. Актуальным является снижение потребления импортируемого газа, в том числе за счет его замещения отечественными топливными ресурсами, прежде всего ископаемым углем. Задача - оценить возможные объемы, найти реалистичные секторы и способы этого замещения.

На протяжении последнего десятилетия доля ТЭС и ТЭЦ в общей выработке электроэнергии в Украине составляет около 45% (рис.1), что определяется как наличием генерирующих мощностей, так и их участием в регулировании графика энергопотребления [1]. Однако если в 90-е годы прошлого века на ТЭС поставлялся уголь ухудшенного качества, и доля газа в топливной базе ТЭС составляла 30-40%, то с улучшением качества угля за последнее десятилетие доля газа снизилась до 2%, т.е. газ расходуется практически только на розжиг пылеугольных котлоагрегатов [2].

Это превратило тепловые электростанции из основного потребителя газа в одного из наименьших. Основными же потребителями газа (рис.2) остались население и бюджетные организации (34% от общего объема потребления), использующие почти исключительно газ местной добычи, коммунальные ТЭЦ и котельные (чуть более 20% объема потребления), использующие «смесь» газа импортируемого и местной добычи, а также предприятия промышленного комплекса (около 45% объема потребления) [3, 4].

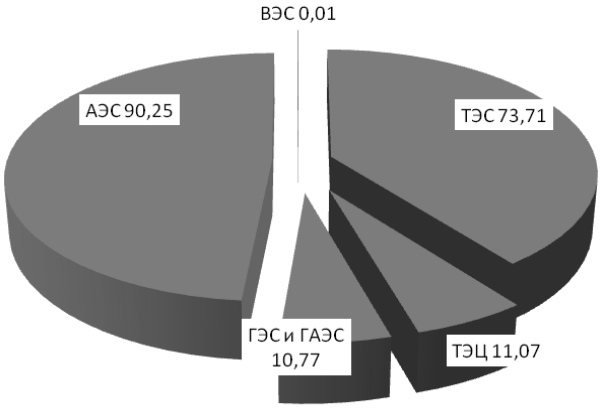

Рис.1 Структура производства электроэнергии в Украине в 2011 г., млрд кВт·ч (по данным НАК «Энергетическая компания Украины»)

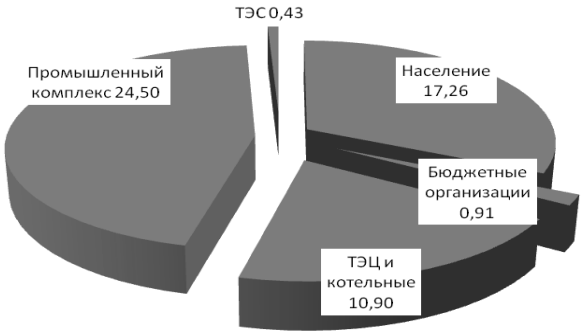

Рис.2 Структура потребления газа в Украине в 2011 г., млрд м^3 (по данным Минэнергоугля Украины)

Надо учесть, что часть газа на промышленных предприятиях потребляется на технологические нужды, например, в процессах органического синтеза, а часть – в энергоустановках.

Приведенные данные показывают, что основными энергообъектами, где замещение газа углем актуально, являются коммунальные и промышленные ТЭЦ и котельные. Чтобы оценить объемы угля, которые возможно использовать для этого замещения, надо сопоставить выпуск энергетической угольной продукции (с учетом снижения объема угля при обогащении) и ее потребление, основная доля которого приходится на ТЭС.

СООТНОШЕНИЕ ВЫПУСКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УГОЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ И ЕЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ТЭС. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТВЕРДОТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ И ИХ ОСОБЕННОСТИ

Ископаемые угли принято делить на коксующиеся, к которым относятся в первую очередь марки Ж, К, ОС, и энергетические – марки Д, ДГ, Г («газовая группа»), а также Т и А («низкореакционная группа»). Поскольку часть углей марки Г в шихте с углями марки ОС также имеют свойства коксуемости, они являются углями двойного назначения. Раньше объемы добываемых в Украине коксующихся и энергетических углей были сопоставимыми. Когда в 2005 г. началось активное замещение газа углем в энергетике и выяснилось, что объемы добычи энергетических углей для этого недостаточны, часть газового угля была переведена из коксования в энергетику [5]. Сегодня к энергетическим относят 70% добываемых углей [6]. В 2011 г., когда общий объем добычи в Украине достиг 82 млн т, добыча углей энергетических марок превысила 58 млн т.

Однако, не весь этот объем используется для производства тепловой и электрической энергии. Поскольку, за редким исключением, зольность рядовых углей превышает 35%, а проектный уровень зольности для существующих пылеугольных котлоагрегатов составляет от 20 до 25%, основную часть углей отправляют на обогатительные фабрики (ОФ), где их делят на мелкие классы, которые обогащают преимущественно отсадкой, и крупно-средние классы, которые обогащают в тяжелых жидкостях. Крупно-средние классы обогащают до зольности менее 8-14% (сортовые угли) и поставляют на экспорт, для слоевого сжигания в котельных, на бытовые нужды. В энергетику поступают концентраты мелких классов с зольностью 20-27%, выход которых составляет менее 60% от исходного рядового угля за счет исключения сортовых углей, удаления породы и потерь горючей массы с отходами при обогащении.

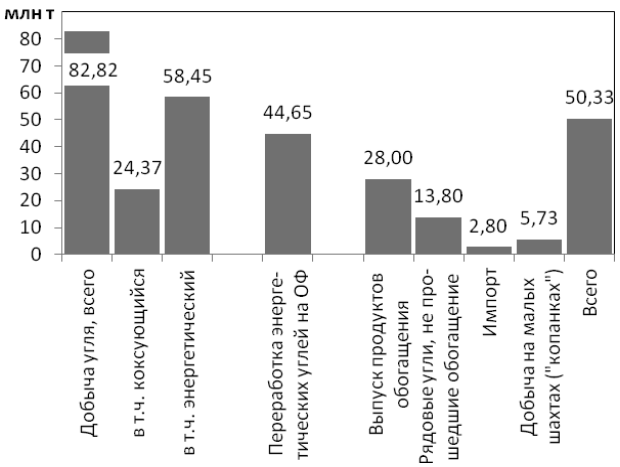

Рис.3 Баланс рынка энергетических углей и угольной продукции в Украине 2011 г.

На рис.3 представлен баланс исходных рядовых углей и энергетической угольной продукции в Украине в 2011 г. по данным [7]. Импорт учтен по [8]. Здесь же приведены данные о добыче угля на так называемых «копанках», объем которой еще в 2010 г. превысил 2 млн

т [5], а для 2011 г. оценен по разности между потреблением антрацита на ТЭС [9] и его экспортом [8], с одной стороны, и официально учтенной добычей и импортом [7, 8] – с другой стороны. На рис.4 представлены данные о потреблении энергетических углей (на ТЭС и ТЭЦ – по поступлению [9]). В настоящее время излишек энергетических углей, который можно было бы использовать для замещения газа в других секторах, равен разности между объемом экспорта (6,71 млн т) и выпуска сортовых углей (3,36 млн т), т.е. не превышает 3,4 млн т в год. Этим объемом угля можно заменить всего около 2,5 млрд м^3 газа.

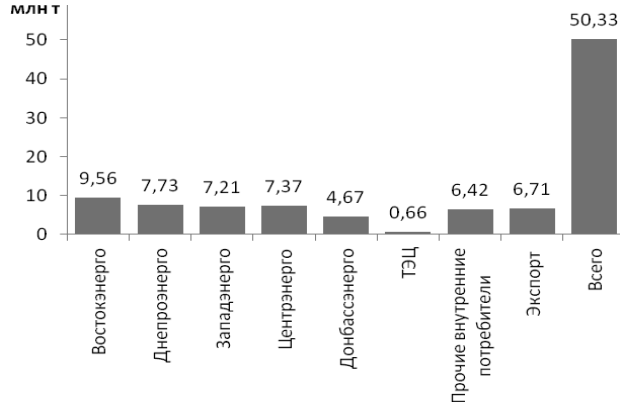

Рис.4 Потребление энергетических углей и угольной продукции в Украине в 2011 г.

Таким образом, на сегодня добываемых в Украине энергетических углей явно недостаточно для заметного замещения импортируемого газа на коммунальных и промышленных ТЭЦ и котельных. Кроме импорта угля, прежде всего из России (газовая группа и тощий – Кузбасс и Горловский бассейн, антрацит – Горловский бассейн и российская часть Донбасса), в [5] указывались такие альтернативные твердотопливные ресурсы:

— бурые угли Днепровского бассейна;

— углеродсодержащие шламовые и сухие отходы углеобогащения;

— углеродсодержащий материал золоотвалов антрацитовых ТЭС.

Если антрациты украинской и российской части Донбасса практически идентичны, то кузнецкие и горловские угли, как правило, выгодно отличаются пониженным содержанием серы. Большая их часть сосредоточена в мощных пластах, из-за чего зольность рядовых углей редко превышает 18%. Высокая доля открытой добычи предопределяет низкую себестоимость угля, что позволяет получать прибыль от его продажи по украинским ценам, даже с учетом высоких транспортных затрат. Однако угли открытой добычи часто бывают окисленными, что затрудняет их пылевидное сжигание в существующих котлоагрегатах. Кроме того, надо учесть, что существенное увеличение импорта российских углей по сути является переходом от «газовой зависимости» к «угольной зависимости», содержащей риски как политической конъюнктуры, так и снижения предложения в перспективе увеличения доли угля в российской энергетике.

Бурые угли Днепровского бассейна относятся к высоковлажным, низкокалорийным, высокосернистым, из-за чего они не могут сжигаться в существующих котлоагрегатах ТЭС, ТЭЦ и котельных и требуют специальных технологий термической переработки. Возможность их открытой добычи предопределяет более низкую по сравнению с энергетическими каменными углями себестоимость рядового угля, даже в пересчете на условное топливо (у.т.), однако это преимущество нивелируется высокими транспортными затратами в пересчете на у.т. Поэтому целесообразным выглядит создание энергоустановок на буром угле вблизи мест его добычи. Оно должно сопровождаться восстановлением Морозовского и Константиновского разрезов, практически потерявших работоспособность в результате непродуманной сдачи в аренду в минувшее десятилетие. Это даст в год до 2 млн т рядового бурого угля (эквивалент 0,6-0,7 млн т у.т.), что соответствует 0,5-0,6 млрд м^3 газа.

Шламовых отходов углеобогащения в отстойниках и накопителях сосредоточено более 120 млн т [5, 10]. Их зольность составляет от 35 до 60%, из-за чего они без вторичного обогащения до сих пор могли сжигаться только на ЦКС-энергоблоке Старобешевской ТЭС в объемах до 0,8 млн т в год (эквивалент 0,35 млрд м^3 газа). Зольность сухих отходов антрацита, которых накоплено более 600 млн т, и материала золоотвалов антрацитовых ТЭС, которых накоплено более 120 млн т, составляет 70-75% и 76-81%, соответственно, из-за чего их энергетическое использование требует предварительного извлечения топливной компоненты, объемы которой можно оценить на уровне до 2 млн т у.т. в год [5, 10, 11].

Из вышесказанного следует, что замещение газа твердым топливом на комму-

нальных и промышленных энергообъектах тормозится недостаточными свободными ресурсами энергетических углей и специфическими свойствами альтернативных твердых топлив, требующими разработки специальных технологий термической переработки и/или предварительного извлечения топливной компоненты. В какой-то мере недостаточность твердотопливных ресурсов может быть компенсирована увеличением добычи угля и его импортом из России. Однако существуют и другие, технологические трудности при переводе энергоустановок с газа или мазута на твердое топливо.

ОБЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕВОДА ГАЗОМАЗУТНЫХ КОТЛОВ НА СЖИГАНИЕ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

В Украине эксплуатируется 235 коммунальных и промышленных ТЭЦ, более 66 тыс. промышленных и 26 тыс. коммунальных котельных, причем только последние содержат около 65 тыс. паровых и водогрейных котлов. различной производительности, конструкций и степени изношенности [12]. Абсолютное большинство из них, даже изначально спроектированные для сжигания твердых топлив, к 2000 году были переведены на сжигание природного газа. В основном это водогрейные котлы с топкой неподвижного слоя на колосниковой решетке НИИСТУ-5 и «Универсал» тепловой мощностью до 1 МВт, паровые котлы ДКВР с топкой неподвижного слоя на цепной решетке тепловой мощностью до 16 МВт, водогрейные котлы с камерными топками типов КВГ, ТВГ, ПТВМ, КВГМ тепловой мощностью от 2 до 200 МВт. Промышленные ТЭЦ и котельные оснащены, кроме котлов перечисленных типов, паровыми котлами с камерными топками типов Е, БКЗ, ТП, ГМ, паропроизводительностью от 35 до 220 т/ч.

Если все газомазутные котлы оснащены камерными топками, то перечисленные угольные котлы по конструкции можно объединить в такие группы (рис.5):

— с плотным или (после реконструкции) с кипящим слоем;

— для пылевидного сжигания (с камерными топками).

Кроме общих необходимых условий перевода газомазутных котлов на сжигание твердого топлива (создание или восстановление угольного склада и системы топливоподготовки, системы шлакоудаления и золоулавливания, создание системы очистки дымовых газов от оксидов серы и азота в соответствии с современными экологическими нормативами), существуют принципиальные отличия процессов горения газомазутных и твердых топлив, требующие различной организации топочного пространства и распределения теплообменных поверхностей.

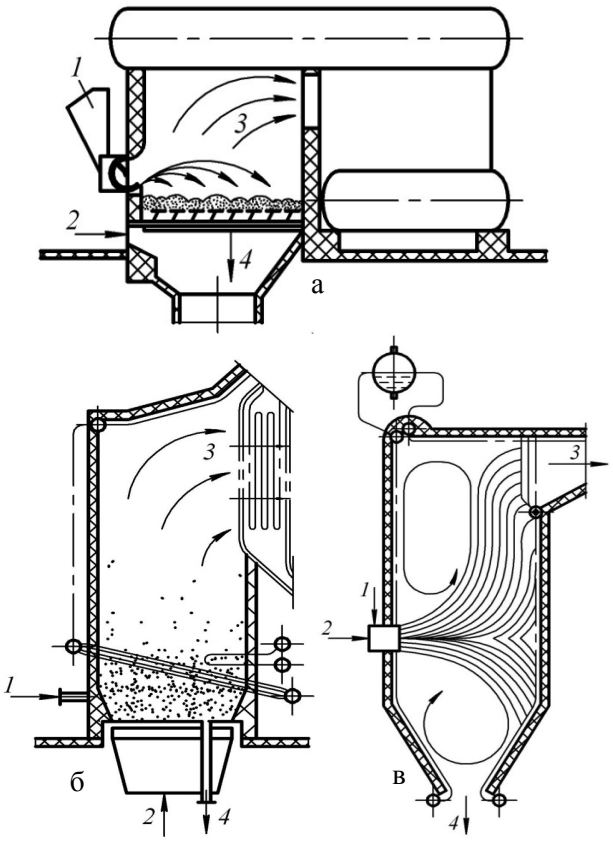

Рис.5 Типы угольных котлов малой и средней производительности: а – с неподвижным, б – с кипящим слоем, в – камерная топка; 1 – подача топлива, 2 – подача воздуха, 3 – выход продуктов сгорания и золы уноса, 4 – вывод донной золы (шлака)

При слоевом сжигании угля температуры в топке распределены крайне неравномерно: в зоне активного горения слоя температура

достигает 1400ºС, в зонах воспламенения, догорания шлака и в надслоевом пространстве – на 400-600 градусов ниже. Поскольку размещение теплообменных поверхностей в зоне активного горения слоя невозможно, то для обеспечения необходимого теплосъема топки котлов с плотным или кипящим слоем оснащают развитыми экранными поверхностями. Такие котлы, например, распространенного типа ДКВР, могут работать на газе и мазуте без существенных переделок. Однако с учетом того, что среднетопочная температура при сжигании газа и мазута значительно былее высока, чем твердого топлива с тем же избытком воздуха, для обеспечения проектной для твердого топлива номинальной нагрузки температуру газомазутного факела снижают путем увеличения избытка воздуха, – в противном случае экранные поверхности воспринимали бы переизбыток тепла. Поэтому при одной и той же конструкции котла и геометрии топочного объема номинальной для газомазутного топлива считается нагрузка примерно на 30% более высокая, чем для твердого топлива [13]. Справедливо и обратное: перевод котла ДКВР с газомазутного на твердое топливо (сжигание в плотном или кипящем слое) сопряжен с потерей его мощности на 20-25%.

Газомазутные и пылеугольные камерные топки котлов одинаковой производительности существенно отличаются между собой. Во-первых, из-за отмеченной выше большей температуры газомазутного факела при одинаковом избытке воздуха площадь экранных поверхностей газомазутных топок приходится уменьшать на 6-10% по сравнению с пылеугольными с жидким, и на 30-35% по сравнению с пылеугольными с твердым шлакоудалением [13]. Во-вторых, в силу меньшей, чем газа и мазута, реакционной способности угольной пыли она требует большего времени выгорания. При факельном сжигании время пребывания частиц в топке определяют делением объема топки на расход продуктов сгорания при среднетопочной температуре. При прочих равных условиях, чем больше реакционная способность топлива, тем меньшее время выгорания, а значит, и меньший минимальный объем топки $V_т^{мин}$ нужен для его сжигания [12]. В энергетике реакционную способность топлива учитывают обратным показателем – допустимой тепловой напряженностью топочного объема q_V, которая связана с минимальным объемом топки соотношением:

$$V_т^{мин} = B_р \cdot Q_i^r / q_V,$$

де $B_р$ – расчетный расход топлива, Q_i^r – его низшая теплота сгорания. Значения q_V и $V_т^{мин}$ для разных топлив (применительно к камерной топке котла паропроизводительностью 75 т/ч) приведены в табл.1. При анализе данных надо учесть, что у котлов с жидким шлакоудалением среднетопочная температура выше, чем с твердым. Можно видеть, что за исключением фрезерного торфа, которому необходимо дополнительное время на испарение влаги, для всех топлив величина q_V увеличивается, а $V_т^{мин}$ снижается в той же последовательности, что и реакционная способность. Величина $V_т^{мин}$ для природного газа вдвое меньше, чем для каменного угля.

Табл.1. Характеристики допустимой тепловой напряженности топочного объема и минимального объема топки для котлов БКЗ-75-39 [14]

Вид топки	Топливо	q_V, кВт/м^3	$V_т^{мин}$, м^3
Пылеугольная с твердым шлакоудалением	Антрацит	140	443
	Тощий уголь	160	388
	Каменные угли	175	354
	Бурый уголь	185	335
	Фрезторф	160	388
Пылеугольная с жидким шлакоудалением	Антрацит	145	428
	Тощий уголь	185	335
	Каменные угли	185	335
	Бурый уголь	210	295
Газомазутная	Мазут	290	215
	Природный газ	350	177

Отсюда следует, что в камерных топках, спроектированных для сжигания угля, можно сжигать газ и мазут с удалением части экранных поверхностей, что и делалось при их переводе в газомазутные. Такие котлоагрегаты можно перевести обратно в пылеугольные путем восстановления площади экранных поверхностей, котельного пучка и воздухоподогревателей. Однако перевод котла, спроектированного как газомазутный, на пылевидное сжигание твердого топлива без существенной реконструкции невозможен, поскольку он требует не только увеличения площади экранных поверхностей, но и значительного, практически вдвое, увеличения объема топки.

Известен ряд способов такой реконструкции, например, оснащение предтопками, в

которых происходит автотермическое воспламенение и частичное горение (газификация) угольной пыли, т.е. вынос части необходимого времени пребывания за пределы топки, организация в топке низкотемпературного вихря с увеличением времени пребывания пыли (рис.6) и т.д. Эти способы требуют не только капиталовложений, но и свободного пространства (площадей для установки предтопков, объемов для снижения подовой части для организации низкотемпературного вихря), что трудно осуществимо в условиях плотной компоновки котлоагрегатов ТЭЦ и коммунальных котельных. Поэтому в последнее время возрос интерес к водоугольному топливу (ВУТ), которое, как утверждают, может сжигаться в топках существующих газомазутных котлов без их реконструкции и ухудшения технико-экономических показателей.

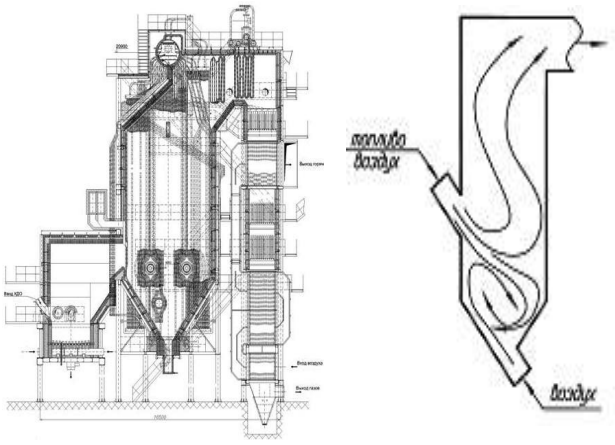

Рис.6 Способы перевода газомазутных котлов на сжигание твердого топлива: а – оснащение предтопком кипящего слоя, б – организация низкотемпературного вихря

ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕВОДА ГАЗОМАЗУТНЫХ КОТЛОВ НА СЖИГАНИЕ ВОДОУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА

В рамках провозглашенного правительством Украины курса на уменьшение потребления газа, как один из приоритетных путей рассматривается применение ВУТ для замещения природного газа и мазута на ТЭЦ, в коммунальных и промышленных котельных. Ссылаясь на опыт Китая и России, сторонники ВУТ указывают на его меньшую по сравнению с газом и мазутом стоимость, на упрощение систем хранения и подачи топлива в котел, а также на существенное снижение выбросов оксидов азота при сжигании ВУТ по сравнению с углем, с чем можно вполне согласиться. Вместе с тем утверждаются и достаточно спорные положения, а именно – о возможности широкой замены газа на ВУТ из местного угля в коммунальной и промышленной теплоэнергетике; о перспективно-сти применения ВУТ на угольных ТЭС; об увеличении полноты выгорания и калорийности ВУТ по сравнению с углем; о возможности изготовления ВУТ из угля любой марки и качества, включая бурый уголь и высокозольные шламовые отходы, и о возможности их сжигания в газомазутных котлах без существенной реконструкции; о снижении по сравнению с углем выбросов пыли и оксидов серы при сжигании ВУТ, и т.д.

Выше уже указывалось на отсутствие значительных резервов энергетических углей отечественной добычи для масштабной замены газа в коммунальной и промышленной теплоэнергетике. Резко снизившееся за счет повышения качества угля, восстановления тонины размола пыли, температуры горячего воздуха, футеровки зажигательного пояса котлоагрегатов потребление газа в «большой» энергетике снимает вопрос о целесообразности внедрения ВУТ на ТЭС. Кстати, это и технически было бы нереально. В России в рамках проекта Белово-Новосибирск в конце 80-х годов прошлого века ВУТ производилось из обогащенной до зольности 12-18% смеси угля марок Г и Ж с калорийностью 5500 ккал/кг (калорийность самого ВУТ – более 3500 ккал/кг) и сжигалось в газоплотной топке специально сконструированного многотопливного котла ТПЕ-241/А паропроизводительностью 670 т/ч с твердым шлакоудалением. Попытка сжигания ВУТ из угля марки Д с зольностью 20-25% и с калорийностью ВУТ 2500 ккал/кг на старом котлоагрегате ТП-35 Минкушской ТЭС (Киргизия) не увенчалась успехом, оно требовало подсветки мазутом до 20% и сопровождалось затянутостью факела со шлакованием труб пароперегревателя. А ведь на ТЭС Украины абсолютное большинство котлоагрегатов негазоплотные, имеют жидкое шлакоудаление, для чего необходим повышенный уровень температур факела, так что сжигание в них ВУТ невозможно вследствие нарушения условий ЖШУ.

При сжигании ВУТ, которое в Китае и России производят из высокореакционных углей марок ДГ, Г и Ж, механический недожог составляет около 5%. Это действительно меньше по сравнению со слоевыми топками, где мехнедожог зачастую превышает 10%. Но если сравнить его с современным уровнем мехнедожога на ТЭС Украины (угли газовой группы – 0,4-0,8%, антрацит и тощий – 3-6%) [2, 11], то преимущество по полноте выгорания не ощущается.

Если говорить о калорийности, то более точным является понятие низшей теплоты сгорания, не учитывающей теплоту конденсации влаги (ее невозможно утилизировать, поскольку температура отходящих газов должна превышать точку росы по серной и азотной кислотам - около 130ºС). С этим уточнением понятно, что при добавлении к углю дополнительной влаги при изготовлении ВУТ низшая теплота сгорания в пересчете на сухую массу угля обязательно снижается по сравнению с самим углем.

Китай в последние годы перерабатывает на ВУТ более 60 млн т угля, и большую часть продукта экспортирует в Японию, где он сжигается в газомазутных котлах с минимальным их переоборудованием. Но в масштабах угледобычи Китая это составляет лишь 4%. Это объясняется тем, что для ВУТ, способного сжигаться в газомазутных котлах с минимальным их переоборудованием, пригодны только марки угля ДГ, Г и Ж, уровень зольности должен составлять менее 8%, содержание серы - менее 0,5% (с применением именно такого угля связаны утверждения о снижении выбросов пыли и оксидов серы). Для такого малозольного и высокореакционного ВУТ можно обеспечить нужный тепловой баланс в зоне воспламенения факела для обеспечения дополнительных затрат тепла на испарение влаги и достижение температуры воспламенения пыли, а необходимое время выгорания можно регулировать утонением размола пыли. Но даже при этом, из-за снижения температуры факела по сравнению с газомазутным и увеличения удельного (на единицу калорийности) расхода продуктов сгорания за счет испаренной влаги, при имеющейся площади экранных поверхностей и ограниченной производительности дымососов тепловая мощность газомазутных котлоагрегатов при переводе на ВУТ уменьшается на 15-30%.

Отдельного обсуждения требует вопрос о ВУТ из бурого угля и антрацита. При дешевизне, связанной с возможностью открытой добычи, днепровский бурый уголь имеет 2 принципиальные особенности, затрудняющие его применение в энергетике: высокую (до 55%) влажность и содержание серы до 4% на сухую массу. Изготовление из него ВУТ обычным способом, т.е. добавкой воды и пластификатора, приводит к крайне низкой калорийности продукта. Для повышения калорийности ВУТ из бурого угля представляется перспективным направление его предварительной сушки с термостабилизацией, развиваемое в НТУУ «КПИ». Возможность связывания серы добавляемыми в ВУТ известью или известняком в низкотемпературном факеле требует экспериментальной проверки. Что до низкореакционного антрацита, низкая температура факела ВУТ препятствует его выгоранию за ограниченное время пребывания в топочном объеме. Однако, применительно к ВУТ из антрацитового шлама перспек-тивной выглядит технология его сжигания в комбинации с кипящим слоем, развиваемая ГП «Укруглемеханизация»: в этом случае распыление ВУТ используется не для создания факела, а для осаждения богатой глиной шламовой суспензии на крупных частицах слоя, время пребывания которых в топке достаточно велико.

По нашим оценкам, сжигание ВУТ, произведенного из газового угля с зольностью от 10 до 25%, потребует оснащения котлов автотермиче-скими предтопками-воспламенителями; до 30-35% – увеличения топочного объема и/или перевода на низкотемпературное вихревое сжигание; из высокозольного шлама – распыления ВУТ в верхней части кипящего слоя. Кроме того, во всех случаях необходимо перераспределение тепловоспринимающих поверхностей котлоагрегатов, их оснащение системами шлакоудаления, золоулавливания, сероочистки, увеличение производительности дымососов и т.д. Это выльется в серьезную реконструкцию котлоагрегатов, не всегда возможную в условиях плотной компоновки ТЭЦ и коммунальных котельных.

Вышесказанное, однако, не означает бесперспективности ВУТ. Напротив: по нашему мнению, преимущества ВУТ по сравнению с углем в простоте топливного хозяйства энергоустановок и в снижении выбросов оксидов азота, а по сравнению с мазутом – в цене, вполне реальны и обосновывают необходимость его внедрения. Однако это внедрение необходимо осуществлять лишь там, где это возможно и целесообразно; в

противном случае, неудача способна скомпрометировать саму идею ВУТ. Вышеприведенный анализ показывает возможность и принципиальную целесообразность применения ВУТ, которая должна быть доказана теплотехническими расчетами и технологическими испытаниями:

— из малозольных сортовых концентратов марок ДГ, Г и Ж – в слоевых котлах типа ДКВР и бывших пылеугольных, переведенных на сжигание газа и мазута, с централизованным изготовлением ВУТ, с восстановлением площади экранных поверхностей и наращиванием производительности дымососов или с потерей мощности за счет снижения температуры факела и увеличения объема дымовых газов;

— из высокозольных шламовых, в том числе антрацитовых, отходов углеобогащения – в котлах угольных предприятий с кипящим слоем в варианте распыления ВУТ в верхней части кипящего слоя.

Все остальные варианты топлив для изготовления ВУТ и его применения, связанные с необходимостью оснащения котлов предтопками и/или реконструкции топок и кардинального перераспределения тепловоспринимающих поверхностей, должны, на наш взгляд, сопоставляться с вариантами реконструкции топок для сжигания тех же топлив в факеле, плотном или кипящем слое.

ВЫВОДЫ

Основными энергообъектами в Украине, где замещение газа углем актуально, являются коммунальные и промышленные ТЭЦ и котельные, потребляющие более 20 млрд м^3 газа в год. Однако излишек энергетических углей, который можно использовать для замещения газа, не превышает 3,4 млн т в год, им можно заменить всего около 2,5 млрд м^3 газа. Кроме импорта угля, дополнительными твердотопливными ресурсами являются бурый уголь и отходы углеобогащения.

Кроме общих необходимых условий перевода газомазутных котлов на сжигание твердого топлива (создание угольного склада и системы топливоподготовки, системы шлакоудаления и золоулавливания, очистки дымовых газов от оксидов серы и азота в соответствии с современными экологическими нормативами), отличия процессов горения газомазутных и твердых топлив требуют различной организации топочного пространства и распределения теплообменных поверхностей.

Наименее затратным выглядит перевод с газомазутного на твердое топливо котлов, изначально спроектированных для его сжигания. Перевод котла, спроектированного как газомазутный, на сжигание твердого топлива без существенной реконструкции невозможен: он требует увеличения площади экранных поверхностей, значительного увеличения объема топки, оснащения автотермическими предтопками-воспламенителями и/или организации в топке низкотемпературного вихря с увеличением времени пребывания пыли.

Преимущества ВУТ по сравнению с углем в простоте топливного хозяйства энергоустановок и в снижении выбросов оксидов азота, а по сравнению с мазутом – в цене, реальны и обосновывают необходимость его внедрения. Однако это внедрение необходимо осуществлять лишь там, где это возможно и целесообразно, иначе неудача способна скомпрометировать саму идею ВУТ.

Перевод на ВУТ представляется актуальным:

— из малозольных сортовых углей марок ДГ, Г и Ж – слоевых котлов типа ДКВР и пылеугольных, ранее переведеных на сжигание газа и мазута;

— из высокозольных шламовых, в том числе антрацитовых, отходов углеобогащения – котлов угольных предприятий с кипящим слоем в варианте распыления ВУТ в верхней части кипящего слоя.

ЛИТЕРАТУРА

1. Майстренко О.Ю., Топал О.І., Гапонич Л.С. Сучасний стан вугільної енергетики України та перспективи її оновлення і розвитку // Наукові праці НУХТ. – 2010. - № 32. – С.43-47.
2. Майстренко А.Ю., Чернявский Н.В. Влияние качества угля на эффективность его пылевидного сжигания на ТЭС Украины // Энергохозяйство за рубежом. – 2011. - № 5. – С. 23-28.

© Чернявский Н.В.

3. Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей ПЕК України за грудень та 2011 рік // Міненерговугілля України: http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=216923&cat_id=35081 .
4. Промпредприятия в 2011 г. составили 45% от общего количества потребителей газа в Украине // РБК-Украина, Киев, 19.01.2012 http://www.rbc.ua/rus/newsline.
5. Майстренко А.Ю., Чернявский Н.В. Состояние и перспективы развития твердотопливной базы ТЭС Украины // Современная наука: Сб. научн. статей. – НПВК «Триакон», 2011. – №3(8). – С. 46-52.
6. Довідник показників якості, обсягу видобутку вугілля та випуску продуктів збагачення у 2011 р. / П.Т. Скляр, О.А. Золотко, Ю.М. Філіппенко та ін. – Луганськ: ТК 92, УкрНДІвугле-збагачення, 2010. – 68 с.
7. Добыча угля и итоги работы угольной отрасли в 2011 г. // Энергобизнес, 2012. - №5.
8. Экспорт и импорт угля и угольной продукции в 2011 г. // Энергобизнес, 2012. - №4.
9. Движение топлива в энергетических компаниях Украины в декабре и за 12 мес. 2011 г. // Энергобизнес, 2012. - №6.
10. Майстренко А.Ю., Чернявский Н.В. Вопросы повышения эффективности использования твердого топлива на ТЭС // Энергетика и электрификация. — 2004. – №12. – С. 17–27.
11. Чернявский Н.В., Росколупа А.И., Батрак А.А. Совместное сжигание углеродсодержащего материала золоотвалов антрацитовых ТЭС и шламов в кипящем слое // Электрические станции. – 2011. - № 11. – С. 33-38.
12. Майстренко О.Ю., Чернявський М.В., Василенко С.М. Перспективи використання твердого палива в цукровій промисловості України // Цукор України. – 2006. – №3. – С.16-20.
13. Роддатис К.Ф., Полтарецкий А.Н. Справочник по котельным установкам малой производительности. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 488 с.
14. Ковалев А.П., Лелеев Н.С., Виленский Т.В. Парогенераторы. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 376 с.