

9. Державний баланс запасів корисних копалин України // Державна служба геології та надр України. – К.: ДНВП “ГЕОІНФОРМ УКРАЇНИ”. – 2014. – Видання 34 “Руди заліза” – 124 с.
10. Сборник технико-экономических показателей горнодобывающих предприятий Украины в 2004-2005 гг. / В.Г. Близиюков, В.А. Салганик, Л.А. Штанько, П.А. Русаненко. – Кривой Рог: ГНИГРИ. – 2006. – 155 с.
11. Сборник технико-экономических показателей горнодобывающих предприятий Украины в 2006-2007 гг. / В.Г. Близиюков, В.А. Салганик, Л.А. Штанько, П.А. Русаненко. – Кривой Рог: ГНИГРИ. – 2008. – 147 с.
12. Сборник технико-экономических показателей горнодобывающих предприятий Украины в 2008-2009 гг. / Е.К. Бабец, Л.А. Штанько, В.А. Салганик, А.В. Петрухин, В.О. Терещенко. – Кривой Рог: ГП “НИГРИ”. – 2010. – 164 с.
13. Сборник технико-экономических показателей горнодобывающих предприятий Украины в 2009-2010 гг.: Анализ мировой конъюнктуры рынка ЖРС 2004-2011 гг. / Е.К. Бабец, Л.А. Штанько, В.А. Салганик, И.Е. Мельникова, А.В. Петрухин, С.Я. Гребенюк, В.О. Терещенко, Е.В. Нусинова; редкол.: Е.К. Бабец (гл. ред.), В.В. Цариковский и др. – Кривой Рог: Видавничий дім, 2011. – 329 с.
14. Сборник технико-экономических показателей горнодобывающих предприятий Украины / ГНИГРИ. – Кривой Рог, 2002. – 178 с.
15. Сборник технико-экономических показателей горнодобывающих предприятий Украины / ГНИГРИ. – Кривой Рог, 2003. – 164 с.
16. Перегудов В.В. Комплексна автоматизована система управління технологією проектування з використанням К-MINE / В.В. Перегудов, А.В. Романенко, В.В. Панченко // Матеріали міжнародної конференції “Форум гірників – 2015”. – Д.: ДВНЗ “НГУ”, 2015. – С. 94-100.
17. Гуменик И.Л., Панченко В.В. Развитие теории проектирования открытых горных работ. – Горный журнал. - № 5. – 2009. – С. 35-39.
18. Панченко В.В. Перспективи розвитку концепції стратегічного управління для залізородних кар’єрів / В.В. Панченко, В.В. Загубинога // Матеріали міжнародної конференції “Форум гірників – 2014”. – Д.: ДВНЗ “НГУ”, 2014. – С. 106-113.

УГОЛЬ ИЛИ ГАЗ ИЗ УГЛЯ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

В. А. Кулиш, Р. Е. Брицкий, ГП «Институт «УКРНИИПРОЕКТ», Украина

Как известно, газ, полученный из угля, без серы и твердых частиц, – это топливо, которое, как и природный газ, сгорает почти без отходов. Газифицировать можно весь уголь, но наиболее целесообразно – молодой уголь от бурого до каменного, который плохо спекается. Технологии газификации угля развиваются по трем направлениям:

- газификация для получения синтез-газа ($\text{CO}+\text{H}_2$), водорода (теплота сгорания полученного газа $Q = 10...16 \text{ МДж/м}^3$);
- газификация низкосортного угля с получением низкокалорийного отопительного газа ($Q = 3,6...7,8 \text{ МДж/м}^3$);
- газификация для производства заменителя природного газа с высокой теплотой сгорания ($Q > 21 \text{ МДж/м}^3$), что осуществляется в основном метанизацией синтез-газа.

Существует более 180 технологий газификации твердого топлива. В промышленности наиболее освоены технологии Лурги (газификация углей в плотном слое под давлением), Винклера (газификация твердого мелкозернистого топлива в кипящем слое на парокислородном или воздушном дутье), Копперса–Тотцека (газификация пылевидного

топлива в аэрозольном потоке), Тексако (газификация водоугольного топлива). Поэтому при замене угля на газ из угля необходимо рассматривать применение той или другой технологии газификации в зависимости от физико-механических и химических свойств угля, а также назначения конечного продукта.

Заметим, что строительство завода по газификации угля стоит дорого. К примеру, в США (штат Южная Дакота) в 1984 г. построен завод «Великие равнины» по газификации лигнита (по качеству лигнит хуже бурого угля, добываемого в Украине), на котором установлено 14 газогенераторов угля по технологии Лурги. Его годовое потребление угля составляет 4,7 млн т (по условиям сопоставимо со строительством аналогичного завода на базе Верхнеднепровского бурого угольного месторождения), стоимость строительства завода – 2,1 млрд долл. США. Производимый газ перерабатывается в заменитель природного газа. Примечательно, что при строительстве этого завода учитывалась не экономическая целесообразность, а энергетическая безопасность страны [1].

Часто при сравнении вариантов применения того или иного энергоносителя специалисты используют цену, приведенную к тонне условного топлива. Конечно, цена играет важную роль, но не всегда решающую. При замене угля на газ, полученный из угля, на тепловых электростанциях, необходимо учитывать следующее.

Любой бинарный процесс, в том числе и сжигание газа, полученного из угля, на электростанциях всегда более затратный, чем одинарный процесс (непосредственное сжигание угля в котлоагрегатах), поскольку для производства газа из угля при любой технологии сжигается до 25 % угля. Вероятно поэтому Германия, Польша, Болгария, Чехия и другие западноевропейские страны не производят газ из угля, а сжигают бурые угли на месте добычи для получения электроэнергии.

Так, Германия (хотя и владеет большими запасами бурого угля, наиболее пригодного для газификации, и является родоначальником всех технологий глубокой переработки угля, и во время Второй мировой войны имела большие мощности по производству газа и синтетического жидкого топлива из бурого угля) за последние два десятилетия построила и ввела в эксплуатацию энергоблоки единичной мощностью по 800 и 900 МВт, работающие на буром угле и удовлетворяющие всем требованиям защиты окружающей среды. Электроэнергия, полученная на этих станциях, – самая дешевая в Германии по нескольким причинам. Во-первых, бурый уголь добывают наиболее экономичным, открытым способом и его себестоимость в 2,5–3 раза ниже себестоимости добычи подземным способом. Во-вторых, уголь сжигается непосредственно на месте добычи (на борту разреза), что исключает транспортные расходы. В-третьих, применяются энергоблоки большой единичной мощности. В-четвертых, используются современные эффективные технологии сжигания угля и защиты окружающей среды.

Следует признать, что сравнение только ценовых показателей угля и газа при сжигании не совсем корректно. Необходимо учитывать весь комплекс процессов при производстве электроэнергии и теплоты: топливоподачу, золоудаление, защиту окружающей среды. При сжигании угля – это прежде всего топливоподготовка, включающая строительство и эксплуатацию накопительных складов (как правило, открытого типа) вместимостью не менее месячного запаса, а также подготовку угля для сжигания – сушка, дробление, размол и подача в котел (рис. 1). При сжигании газа эти сооружения, механизмы и процессы не требуются.

При сжигании угля количество золы часто достигает значительных объемов, уголь во многих случаях подается в топку котла высокой зольности (до 43 %). Поэтому способ золоудаления имеет важное значение. Например, на Экибастузских ГРЭС (Республика Казахстан) со сжиганием высокзолыного угля золоудаление мокрое: зола смешивается с водой и подается на высоту 20 м, а затем самотеком по трубам транспортируется на берег засоленного озера (на расстояние 20 км). Несмотря на мероприятия по рекультивации золоотвалов, вследствие равнинной, необжитой местности и ветреной погоды, зола разносится по степи, значительно ухудшая экологическую обстановку (рис. 2). На других теплостанциях, например, Александрийских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 (Украина), зола с водой

подается в золонакопители, занимающие большие территории.

На немецких электростанциях, работающих на буром угле, применяют сухое и мокрое золоудаление. Поскольку буроугольные электростанции, как правило, расположены на борту разреза, то при сухом удалении золу железнодорожным или автомобильным транспортом перемещают в выработанное пространство разреза, что снижает техногенную нагрузку на окружающую среду. Такой способ складирования золы по объему аналогичен разработке одного из вскрышных уступов разреза, он требует серьезных капитальных и эксплуатационных затрат.



Рис. 1. Угольный склад.

Существует несколько подходов к решению проблемы ограничения вредных выбросов в атмосферу с дымовыми газами ТЭС:

- рассеивание вредных выбросов с помощью высотных дымовых труб на большой площади;
- непосредственное воздействие на механизм образования вредных выбросов при горении угля;
- очистка продуктов сгорания угля от вредных примесей;
- удаление вредных компонентов из угля до его сжигания.



Рис. 2. Золоотвал.

На Запорожской ТЭС [2] – самой мощной тепловой электростанции Украины общей мощностью 3625 МВт установлено четыре блока мощностью по 300 МВт каждый,

работающих на угле, и три блока мощностью по 800 МВт – на газе.

Две дымовые трубы высотой 320 м, которые входят в тридцатку самых высоких труб в мире и на 3 м выше Эйфелевой башни в Париже, уносят вредные выбросы в атмосферу, снижая местное загрязнение в районе станции. Однако это не решает проблем защиты окружающей среды в целом (рис. 3).



Рис. 3. Запорожская ТЭС.

За последние 20 лет на стоимость тепловых электростанций, работающих на угольном топливе, наибольшее влияние оказывали ужесточившиеся требования к удалению газообразных, жидких и твердых отходов. На системы газоочистки и золоудаления современных тепловых электростанций приходится 40 % капитальных затрат и 35 % эксплуатационных расходов. С технической и экономической точек зрения наиболее значительным элементом системы снижения выбросов является установка для десульфуризации дымовых газов, часто называемая системой мокрого (скрубберного) пылеулавливания. Наибольшее применение она получила в США. Скруббер задерживает оксиды серы – основное загрязняющее вещество, образующееся при сгорании угля (отечественные угли содержат до 4 % серы).

Технология мокрого пылеулавливания состоит в следующем. Известь смешивается с водой и раствор распыляется в потоке дымовых газов. В результате образуется гипс. Чистый гипс, который используется в медицине и строительстве, в Германии получают на электростанциях, работающих на буром угле. Однако эта технология очень дорогостоящая. Строительство скрубберной системы на новых станциях в США составляет 150–200 долл. на 1 кВт установленной мощности. Установка скрубберов на действующих станциях, первоначально сконструированных без мокрой газоочистки, обходится на 10–40 % дороже, чем на новых. В скрубберах образуется большое количество гипсового шлама. Например, тепловая электростанция мощностью 1000 МВт, работающая на каменном угле, в котором содержится 3 % серы, производит в год столько шлама, что им можно покрыть поверхность площадью 1 км² слоем толщиной около 1 м. Кроме того, расходуется много воды (на электростанции мощностью 1000 МВт расход воды составляет около 3800 л/мин). Кроме того, скрубберные системы потребляют от 3 до 8 % вырабатываемой станцией электроэнергии.

Сжигание угля в кипящем слое уменьшает потребность во вспомогательных установках по очистке выбросов. Смесь угля и известняка (в количестве до 15 % объема угля в зависимости от содержания серы в нем) подается в топку, при этом частицы известняка реагируют с оксидами серы и улавливают их (до 90 %). Вместе с тем использование известняка в больших объемах требует строительства и эксплуатации карьеров по его добыче и переработке, что повышает капитальные и эксплуатационные затраты тепловой электростанции.

Сейчас в мире по технологии кипящего слоя работают более 650 электростанций мощностью до 250 МВт [3]. В Украине эта технология широко применялась при сжигании низкосортного угля в 1990-е годы на котлах мощностью 4–10 т/ч угля по питанию (шахтные котельные). Однако по объективным и субъективным причинам ныне работают единицы. На Старобешевской ТЭС построен котел с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) мощностью 200 МВт немецкой компании Lurgi Lentjes AG для работы на отходах углеобогащения, однако из-за сложности в поставках шлама и других обстоятельств котел сегодня не работает. Таким образом, сжигание низкосортного угля в циркулирующем кипящем слое как альтернатива его газификации в Украине не осуществляется.

Оценивая целесообразность замены угля на газ, полученный из угля, следует учитывать и современные технологии, в частности внутрицикловой газификации угля для использования газа в парогенераторных установках (ПГУ), которые получили широкое распространение в последние десятилетия XX ст. Этому в значительной степени способствовали ужесточившиеся требования для уменьшения вредных выбросов в атмосферу [4].

Парогенераторные установки с внутрицикловой газификацией твердого топлива постоянно совершенствуются. Например, в США приступили к созданию новых ПГУ специально для работы на синтез-газе ($\text{CO} + \text{H}_2$), коэффициент полезного действия которых должен быть не ниже 55,5 %.

Первая коммерческая электростанция с внутрицикловой газификацией – Cool Water (США, штат Калифорния) мощностью 100 МВт (160 т по углю) – была построена в 1983 г. Для газификации использовался газогенератор Тексако с подачей топлива в виде водоугольной суспензии. После 1993 г. в разных странах было введено в эксплуатацию 18 электростанций с внутрицикловой газификацией твердого топлива мощностью 60–300 МВт [1].

По данным работы [5], удельные капитальные затраты при использовании внутрицикловой газификации составляют 1500 долл. США на 1 кВт, в то время как для традиционной угольной ТЭС – только 800–900 долл. на 1 кВт установленной мощности, т. е. в 1,8 раза меньше.

Применение современных технологий сжигания угля показало, что при использовании слоевого и пылевидного сжигания угля внутренние потери в котлоагрегате составляют 4 % при общем КПД до 33 %, кипящего слоя – соответственно 8 и 42 %, внутрицикловой газификации – 16 и 55 %. Иными словами, в случае применения современных технологий сжигания угля повышается общий КПД установки, но одновременно возрастают внутренние потери, капитальные и эксплуатационные затраты.

Сравнивая работу электростанций на угле и газе, можно констатировать следующее.

На электростанциях, использующих газообразное топливо, нет надобности в топливном складе, устройствах подачи и приготовления топлива, удаления и улавливания золы и выбросов, что способствует снижению капитальных затрат, экономии металла, труб, оборудования. Использование газа упрощает систему автоматизации, позволяет сокращать численность обслуживающего персонала и повышает производительность труда на 20–35 %. Все это необходимо учитывать при решении вопроса замены угля на газ, полученный из угля, на тепловых электростанциях.

Наверное, в силу этих причин, несмотря на многочисленные разговоры о замене дорогостоящего природного газа другими энергоносителями, ни одна отечественная тепловая электростанция, работающая на газе, не отказалась от этого вида топлива.

Наглядным примером в контексте замены угля на газ (природного или из угля) может

служить использование энергоносителей в качестве бытового топлива. Буроугольная промышленность Украины, созданная в послевоенные годы для обеспечения степных районов бытовым топливом, в 1970-е годы производила до 4,5 млн т буроугольных брикетов (их потребляли 28 областей Украины) [3]. С газификацией населенных пунктов потребность в брикетах отпала (ныне производится небольшое количество брикетов из торфа, из бурого угля брикеты не производятся). И хотя стоимость газа гораздо выше стоимости брикетов и угля, большинство населения пользуется газом, поскольку использование брикетов и угля связано с дополнительными физическими, моральными, экологическими затратами: погрузка, разгрузка, транспортирование, хранение, подача в топку, уборка золы и др.

Показательно использование брикетов населением западноевропейских стран. Восточная Германия в 1970-е годы производила и потребляла 60 млн т буроугольных брикетов. С поступлением природного газа по трубопроводу из СССР потребление брикетов существенно снизилось. Сейчас Германия изготавливает до 2,5 млн т брикетов в год, причем это экологически чистые брикеты с добавлением 10 % антрацитового штыба и известняка, которые используют в основном для отопления дачных домов, а в Российской Федерации производство брикетов уменьшилось с 3,5 до 0,14 млн т. Природный газ, несмотря на высокую стоимость, вытеснил буроугольные брикеты. Подобная ситуация наблюдается в Польше, Болгарии, Чехии и других странах.

Таким образом, при замене бытового твердого топлива на газ цена последнего не имела и в настоящее время не имеет решающего значения.

Выводы. При сравнении вариантов технологий замены угля на газ, полученный из угля, необходимо учитывать, какой газ будет поставляться для сжигания на ТЭС (синтез-газ, низкокалорийный отопительный, заменитель природного), поскольку затраты на его производство существенно разнятся. К тому же и оборудование для сжигания газа на ТЭС отличается как по технологическим, так и по стоимостным параметрам.

Кроме цены на энергоносители необходимо принимать во внимание все технологические и стоимостные показатели процесса их сжигания с учетом требований защиты окружающей среды и возможности размещения завода по производству газа на промышленной площадке электростанции или вблизи нее.

Экономические показатели процесса газификации угля должны рассчитываться лишь на базе разработанных для конкретных условий проектов.

При замене бытового твердого топлива на газ цена последнего не имеет решающего значения, поскольку не отражает всех отрицательных нюансов сжигания буроугольных брикетов и угля в сравнении с газом.

Список литературы

1. *Осипов А. М.* Производство синтетического жидкого топлива из углей / А. М. Осипов, Т. Г. Шендрик // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 1995. – № 1. – С. 3–11.
2. *Ковалев В.* Запорожская ГРЭС // Архитектурное творчество СССР. – М.: Стройиздат, 1979. – Вып. 6. – С. 123–126.
3. *Сургай М. С.* Перспектива видобутку та переробки бурого вугілля в Україні / М. С. Сургай, В. А. Куліш. – Донецьк: Донбас, 2008. – 60 с.
4. *Яновский А. Б.* Угольная промышленность ЮАР в системе минерально-сырьевого комплекса страны / А. Б. Яновский, Н. К. Гринько, В. М. Зыков [и др.] // Уголь. – 1997. – С. 57–63.
5. *Шумейко М. В.* Новое решение в газификации угля для электростанций // Горный информ.-аналит. бюл. – 2008. – № 9. – С. 40–45.