

ВОЗМОЖНОСТИ СНИЖЕНИЯ СТОИМОСТИ ТОПЛИВА ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Бундюк А.Н., к.т.н., приват-профессор

Одесский национальный политехнический университет, г. Одесса

Энергетические установки комбинированного производства электрической и тепловой энергии значительно эффективнее, чем установки отдельного производства энергии. В данное время в Украине по технологии комбинированного производства генерируется приблизительно 8 % электроэнергии. На промышленных ТЭЦ установлены электрогенерирующие мощности на уровне 3,1 тыс. МВт [1]. Сравнение комбинированного и отдельного производства электрической и тепловой энергии показывает преимущество первого способа производства энергии [2]. При отдельном производстве энергии на ТЭС КПДэ = 29%, а на котельной КПДт = 78%, т.е. общий КПДоб равен:

$$\text{КПДоб} = (29\% + 78\%) / 200\% = 53,5\%.$$

При комбинированном производстве КПДэ = 42%, а КПДт = 46% и КПДоб равен:

$$\text{КПДоб} = (42\% + 46\%) / 100 = 88\%.$$

Многие промышленные предприятия Украины имеют газообразные отходы производства – попутные технологические газы (ПТГ), которые возникают как сопутствующие вторичные ресурсы и могут быть использованы для генерации тепловой и электрической энергии. К таким производствам можно отнести добычу угля и нефти, производство кокса, переработку нефти, доменное производство и др.

По сравнению с природным газом технологические газы имеют меньшую теплотворную способность, более низкие температуры пламени и колебания состава. Исходя из этого, на практике часть выделяющихся технологических газов используется с низким коэффициентом полезного действия или просто сжигается в факеле.

В работе [3] приведены энергетические характеристики ПТГ и для сравнения – характеристики природного газа (таблица 1).

Таблица 1

Энергетические характеристики технологических газов

п/п	Вид газообразного топлива	Плотность ρ , кг/м ³	Нижшая теплота сгорания, Q_n^p , кДж/кг	Теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1 кг газа, G_v^0 , кг/кг	Расход воздуха через компрессор, G_v , кг/с	Расход топлива, $G_{топ}$, кг/с	Расход газов через турбину, G_r , кг/с	Температура газов на выходе КС, t_3 , °С
.	Шахтный газ	0,720	40124	11,74	11,48	0,252	11,68	1114,7
.	Газ коксового производства	0,800	22504	6,43	10,89	0,495	11,33	779,3
.	Газ при нефтедобыче	1,152	46153	15,63	11,57	0,220	11,79	1209,3
.	Газ при перегонке нефти	1,726	46528	15,61	11,51	0,218	11,68	1219,3
.	Природный газ	0,782	45348	15,74	11,47	0,224	11,69	1200,0

Однако, для практического применения этих газов в КЭУ с газовой турбиной в качестве теплового двигателя следует решить проблемы подготовки газов:

- выделение из ПТГ сопутствующих химических продуктов;

- осушка газов;
- очистка газов.

Решению указанных проблем посвящены научные разработки как отечественных [5,6,7], так и зарубежных ученых [8,9,10,11], потому, что использование данных видов топлива для энергетических установок позволит снизить стоимость выпускаемой продукции за счет снижения стоимости топлива.

Постановка задачи. В данной работе рассматриваются возможные пути снижения стоимости топлива при использовании попутных газов технологического происхождения с переменной теплотворной способностью.

Основное содержание. Первым шагом на пути использования вторичных ресурсов является проблема выделения из ПТГ сопутствующих химических продуктов, которые могут вызывать эмиссию вредных веществ или нарушение технологического процесса.

Рассмотрим решение первой проблемы подготовки выбранных попутных газов.

Рудничный газ – это опасный побочный продукт угольной промышленности, так как в соединении с воздухом он может образовывать взрывные смеси. Основной составляющей рудничного газа является метан (25÷60%) который возникает при геохимическом преобразовании субстанций в уголь (карбонизации). Рудничный газ встречается в свободном виде в трещинах, ущельях и порах, а так же как адсорбированный скрытый газ на внутренней поверхности угля или на боковых породах. Проблема утилизации рудничного газа приобретает все большее значение в рамках возрастающей необходимости решения проблем климата, экологии и защиты окружающей среды [8]. В зависимости от способа образования выделяются три вида рудничного газа.

Рудничный газ из нетронутых горными работами месторождений (метан угольных пластов) Метан угольных пластов более чем на 90% состоит из метана и в некоторых месторождениях может быть получен независимо от угольных разработок. Состав газа, как правило, стабильный, так что газ может подаваться в существующие газопроводы.

Шахтный газ из действующих угольных разработок (метан угольных разработок). Газ угольных разработок – это освобожденная в результате добычи угля метаново-воздушная смесь. Газ работающих шахт содержит от 25 до 40% метана и значительное количество кислорода, что с учетом возможных колебаний состава и последующего обогащения кислородом, одновременно с метаном, сопряжено с возможностью возникновения взрывоопасных условий при переработке [8]. По имеющимся данным, на примере шахты «Суходольская-Восточная», которая относится к газоносным шахтам Донбасса выбросы метана в атмосферу за 2009 год составили 26,28 млн.м³. А таких шахт в Донбассе около сотни.

Шахтный газ из законсервированных шахт (метан угольных шахт). Даже после остановки разработки месторождений каменного угля может происходить освобождение шахтного газа. Шахтный газ в своем составе из законсервированных горнах разработок обычно не имеет кислорода и изменяет свой состав очень медленно. Шахтный газ угольных пластов, на которых разработка угля не ведется, а производится дегазация угольных пластов, отличается высоким качеством, содержит до 90% и более метана и минимальное количество примесей. Технология его переработки весьма проста. Как правило, это сепарация и фильтрация от твердых включений.

Преимущества использования рудничного газа:

- Альтернативное устранение опасного рудничного газа и его одновременное использование в качестве источника энергии.
- Высокая экономическая эффективность при выработке электроэнергии и тепла.
- Возможность работы с обедненными смесями газов, вплоть до 25% содержания метана (СН₄) в зависимости от состава газа.
- Высокая динамика регулирования мощности газовых двигателей.
- Прекращение выделения метана (СН₄) в атмосферу.
- Снижение влияния факторов, влияющих на возникновение парникового эффекта.

Попутные газы коксового производства. Коксовый газ – это горючий газ, образующийся в процессе коксования каменного угля, то есть при нагревании его без доступа воздуха до $900\div 1100$ °С. Парогазовая смесь выделяющихся летучих продуктов (до 25 % от общей массы перерабатываемого угля) отводится через газосборник для улавливания и переработки. Для разделения летучие продукты охлаждают впрыскиванием воды (от 70 °С до 80 °С). Дальнейшее охлаждение парогазовой смеси проводят до $25\div 35$ °С. Затем сырой коксовый газ последовательно очищают от аммиака и сероводорода. Очищенный коксовый газ (14÷15 % от общей массы перерабатываемого угля) используют в качестве топлива для обогрева батареи коксовых печей и энергетических установок [5].

В Германии был разработан первичный способ максимального удаления сопутствующих продуктов. Благодаря низкой селективности способа в отношении очень разных элементов газа большая часть сопутствующих продуктов отделяется от потока газа.

На большинстве коксохимических заводов Украины для очистки коксового газа от сероводорода применяется вакуум-карбонатный метод. Основным недостатком этого метода является низкая степень очистки газа от сероводорода, составляя 80-85% в зависимости от режима работы и состояния оборудования. При содержании сероводорода в прямом газе $16\div 18$ г/м³ потери его с обратным газом при очистке вакуум-карбонатным методом достигают $2,5\div 3,5$ г/м³, тогда как в соответствии с действующими требованиями экологии они не должны превышать 0,5 г/м³.

Одним из наиболее эффективных абсорбционных методов очистки газов от кислых соединений являются этаноламиновые методы, позволяющие снизить содержание сероводорода в газе до 0,1 г/м³ и менее при одноступенчатой очистке [6].

Процессы химической абсорбции основаны на химическом взаимодействии сероводорода и диоксида углерода с активной частью абсорбента. В промышленных масштабах из химических абсорбентов нашли широкое применение водные растворы алканоламинов.

В процессах физической абсорбции извлечение кислых компонентов основано на различной растворимости компонентов газа в абсорбенте. В качестве абсорбентов в этих процессах используют смесь диметиловых эфиров полиэтиленгликоля, метанол и др.

В процессах физико-химической абсорбции используют комбинированные абсорбенты – смесь физического абсорбента с химическим. Эти абсорбенты позволяют достигать тонкой очистки газа не только от сероводорода и диоксида углерода, но и от сероорганических соединений.

Адсорбционные методы очистки газа основаны на селективном извлечении примесей твердыми поглотителями – адсорбентами. Химическая адсорбция не нашла широкого промышленного применения в газопереработке из-за сложностей, возникающих на стадии регенерации отработанного адсорбента. Физическая адсорбция отличается легкостью регенерации адсорбента и широко используется в промышленных процессах для тонкой очистки газов. В качестве адсорбентов наибольшее распространение нашли активированные угли и синтетические цеолиты.

Каталитические методы очистки газа основаны на взаимодействии удаляемых веществ с одним из компонентов, присутствующим в очищаемом газе, или со специально добавляемым в смесь веществом на твердых катализаторах.

Попутный нефтяной газ. В основном, это попутный газ нефтяных месторождений, утилизацию которого многие нефтяные компании считают нерентабельной. Вместе с тем попутный нефтяной газ (ПНГ) является эффективным энергоносителем. Потери ПНГ связаны, в первую очередь, с неподготовленностью инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки. В этом случае ПНГ просто сжигается на факелах.

Подготовка нефтяного газа к дальнейшему потреблению наиболее эффективна с применением мембранной технологии [9]. Степень подготовки попутного нефтяного газа может изменяться в зависимости от качества исходного газа и требований заказчика.

Газ нефтепереработки. Газ нефтепереработки, образуется при разложении углеводородов нефти в процессах ее переработки. Перед использованием газа нефтепереработки в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности его разделяют на индивидуальные углеводороды или фракции. Сначала весь газовый поток сжимают и охлаждают. Здесь происходит конденсация части газов C3 - C4 (метан). Получившуюся газожидкостную смесь прокачивают через колонну с бензином, а затем из нее выделяют растворенные газы [10].

Доменный газ. Неэффективное использование доменного газа связано с его низкой теплотой сгорания и высокой влажностью. Повышение эффективности использования доменного газа может быть достигнуто при высокотемпературном нагреве газа и воздуха. Дальнейшее повышение эффективности использования доменного газа возможно при сжигании смеси доменного и природного газов [11].

Проанализировав существующие методы выделения из газа кислых компонентов, выделив их достоинства и недостатки, можно сделать вывод о том, что наиболее эффективным в технологическом и экономическом отношении является метод химической абсорбции [6].

Энергетические установки предъявляют весьма жесткие требования, касающиеся максимально допустимых значений относительной влажности газа, а также концентрации и размеров содержащихся в нем твердых частиц. Например, в соответствии с каталогом поставщика газопоршневых установок - фирмы Guasco Rouwer, газовое топливо, используемое для газопоршневых двигателей этой фирмы, должно иметь относительную влажность не более 80%, а максимальную концентрацию твердых частиц размером 1-5 мкм не более 10-12 мг/м³.

Для решения второй проблемы подготовки попутных газов необходимо исходный газ подвергать осушке. Возможно получение сухого газа (с относительной влажностью ниже 100%) путем нагрева исходного газа, содержащего капельную влагу, до температуры, превышающей температуру насыщения. Однако этот способ весьма энергоемкий. Осушка фильтрацией и с применением сепарирующих устройств не обеспечивает достаточно полного удаления капельной влаги и требует дорогостоящего оборудования.

Использование абсорбции для отделения из газа воды, содержащейся в нем в жидкой и паровой фазе, весьма дорогостоящее как из-за капитальных затрат на оборудование. Наиболее целесообразным и экономически обоснованным для осушки больших количеств газа является трехстадийный процесс, включающий:

- охлаждение газа с частичной конденсацией содержащегося в нем водяного пара;
- сепарацию капельной влаги;
- подогрев газа, отделенного от капельной влаги, до температуры, соответствующей требуемой относительной влажности.

Для решения третьей проблемы подготовки попутных газов необходимо провести очистку исходного газа. Оптимальным методом для достаточно тонкой очистки газов является использование пенных аппаратов [8]. Почти все другие известные методы газоочистки либо не обеспечивают требуемой чистоты газа (пылесадительные камеры, центробежные циклоны, скрубберы), либо энергоемки (электрофильтры), а тканевые рукавные фильтры вообще не могут быть использованы для очистки влажных газов.

Проанализировав существующие методы выделения из газа кислых компонентов, выделив их достоинства и недостатки, можно сделать вывод о том, что наиболее эффективным в технологическом и экономическом отношении является метод химической абсорбции [6].

Выводы. Проведенные исследования позволяют утверждать о том, что подготовленный ПТГ с теплотворной способностью в диапазоне 22504 – 46528 кДж/м³ можно использовать в качестве газообразного топлива для КЭУ с тепловым двигателем в виде ГТУ без добавки природного газа. Коксовый газ можно использовать только с добавкой природного газа для уменьшения объема потребляемой смеси при установленной газорегулирующей аппаратуре

перед КС. Доменный газ мало пригоден в качестве топлива для таких КЭУ. Учитывая получение ПТГ как вторичного энергосырья на разных предприятиях, можно утверждать, что этот вид топлива, несмотря на затраты по его подготовке, имеет более низкую стоимость, чем импортируемый природный газ.

Литература

1. Долінський А.А. Програми технічної модернізації комунальної теплоенергетики регіонів України /Долінський А.А., Басок Б.І., Кучін Г.П., Базєєв Є.Т., Скрипко В.Я., Капустін В.Б., Чайка О.І. // – К.: Пром. теплотехника. № 1, Т. 31. 2009. С. 5 – 14.
2. Долінський А.А. Комунальна теплоенергетика України: стан, проблеми, шляхи модернізації. Колективна монографія / Долінський А.А., Басок Б.І., Базєєв Е.Т., Пироженко І.А. // – К.: т. 1-2. 2007. – 828 с.
3. Золотов С. Об эффективном использовании технологических газов [Электронный ресурс] / С. Золотов // Доступ к ресурсу - www.nestor.minsk.by/
4. Бундюк А.Н. Исследование энергетических характеристик когенерационной энергетической установки в условиях изменения качества топлива / О.С. Тарахтий. А.Н. Бундюк // Журнал «Автоматизация технологических и бизнес-процессов», 2016, Том 1, Вып. 8. – С. 13-20.
5. Литвиненко М.С. Очистка коксового газа от сероводорода / М.С. Литвиненко // – Харьков: Metallurgizdat, 1959. – 307с.
6. Комиссарова О. В. Разработка теоретических основ расчетов очистки технологических газов растворами этаноламинов: Автореферат. ДонНТУ, – Донецк. 2008. – 22 с.
7. Шендрик Т.Г. Донбас-2020: Охорона довкілля та екологічна безпека: Науково-практична конференція / Т.Г. Шендрик, Л.В. Пащенко, В.А. Дроздов, В.В. Симонова // – Донецьк, НПК, – 21-22 листопада 2001.
8. Кузьменко И.Ф., Рубцов А.И., Довбиш А.Л. Технология комплексной переработки шахтного газа с получением товарного сжиженного метана // Технические газы. 2010. – №3. – С. 36-37.
9. Мембранное разделение газов. [Электронный ресурс] Доступ к ресурсу - <http://www.grasys.ru/technologies/membrane/>
10. Рудин М.Г., Особенности переработки сернистых нефтей и охрана окружающей среды / М.Г. Рудин, А.Е. Драбкин //– М., 2007.
11. Соловьева И.Г. Анализ возможности использования альтернативных видов топлива [Электронный ресурс] / И.Г. Соловьева// Доступ к ресурсу - <http://www.uran/donetsk>.
12. Результативність стратегічного цілепокладання енергогенеруючих підприємств. [Електронний ресурс] / О.О. Охріменко // Економіка: реалії часу. Науковий журнал. – 2014. – № 2 (12). – С. 63-68. – Режим доступу до журн.: <http://economics.opu.ua/files/archive/2014/n2.html>.
13. Особливості моніторингу ціноутворення в електроенергетиці [Електронний ресурс] / І.О. Кузнецова // Економіка: реалії часу. Науковий журнал. – 2013. – № 1 (6). – С. 212-216. – Режим доступу до журн.: <http://economics.opu.ua/files/archive/2013/n1.html>.
14. Концепція та модель узгодженого контролювання економічної діяльності і розвитку енергопостачального підприємства [Електронний ресурс] / А.А. Балан // Економіка: реалії часу. Науковий журнал. – 2012. – № 2 (3). – С. 22-29. – Режим доступу до журн.: <http://www.economics.opu.ua/n3.html>.