

УДК 614.842

*Луценко Ю.В., канд. техн. наук, доцент, нач. каф. ПЧСНП, УГЗУ,
Яровой Е.А., преподаватель, УГЗУ,
Тригуб В.В., канд. техн. наук, ст.преподаватель, УГЗУ*

ЗАВИСИМОСТЬ СОСТАВА И ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ГАЗОВ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ ОТ ВИДА ПРИМЕНЯЕМОГО ДУТЬЯ

Исследованы зависимости состава и теплоты сгорания горючих газов, получаемых в процессе газификации, от различных технологических факторов.

Постановка проблемы. Газификация — высокотемпературный процесс взаимодействия углерода топлива с окислителями, проводимый с целью получения горючих газов (H_2 , CO , CH_4). В качестве окислителей, которые иногда называют газифицирующими агентами, используют кислород (или обогащенный им воздух), водяной пар, диоксид углерода либо смеси указанных веществ [1,2]. В зависимости от соотношения исходных реагентов, температуры, продолжительности реакции и других факторов можно получать газовые смеси самого разного состава, обладающие различной воспламеняемостью и теплотой сгорания.

Анализ последних достижений и публикаций. Впервые промышленная реализация газификации твердых топлив была осуществлена в 1835 г в Великобритании. К середине XX в. этот процесс получил широкое развитие в большинстве промышленных стран мира. Например, в СССР в 50-е годы работало свыше 350 газогенераторных станций, на которых было установлено около 2500 газогенераторов. Эти станции вырабатывали ежегодно 35 млрд. m^3 энергетических и технологических газов. Как известно, в последующие 20-25 лет в мировом энергетическом балансе происходили изменения, обусловленные ростом добычи и потребления нефти, попутных и природных газов. Вследствие этого конкурентоспособность искусственных энергетических и технологических газов, получаемых из твердых топлив, резко снизилась, и их производство практически повсеместно (за исключением ЮАР) было прекращено. Однако в последние годы в связи с сокращением ресурсов нефтяного и газового сырья процесс газификации твердых горючих ископаемых вновь привлек к себе внимание, искусственные газы опять начинают рассматриваться как одна из существенных составляющих теплового баланса [3].

Постановка задачи и ее решение. Подземная газификация угля (ПГУ) представляет собой процесс превращения угольной массы в горючий газообразный энергоноситель непосредственно на месте залегания угольного пласта. Такая технология бесшахтной разработки угольного месторождения естественно сопровождается существенным сокращением экологических ущербов, присущих традиционным способам добычи, хранения и транспорта угля, а также несчастных случаев на производстве вследствие возможных пожаров, взрывов газопылевоздушных смесей, обрушений породы.

ПГУ может быть отнесена к экологически чистым угольным технологиям. Так, по сравнению с традиционными способами добычи и потребления угля подземная газификация его имеет следующие преимущества:

- на стадии добычи исключаются образование отходов горной породы (5-6 т/т угля), отчуждение земель (15-20 га/млн т угля) и выброс в атмосферу угольной пыли (3-6 т/т угля);

- на стадии транспортирования полностью предотвращается выброс пыли (3-6 кг/т угля)

- на стадии сжигания практически исключаются выбросы золы (с 13-17 кг/т угля до 0) и сернистого ангидрида (за счет улавливания сернистых соединений при обработке газа ПГУ в наземном химическом комплексе), уменьшается в 1,5-2 раза выход оксидов азота (с 2-5 до 1-1,5 кг/т угля).

Невысокая теплота сгорания газа ПГУ, получаемого на воздушном дутье, ограничивает расстояние его транспортирования. В новой технологии предусматривается использование воздуха, обогащенного кислородом (40-60%), и технического кислорода (95-98%). Это позволяет повысить теплоту сгорания газа до 9-11 МДж/м³ и существенно расширить сферу его применения. Однако окончательный состав применяемого дутья может быть принят в конкретных местных условиях на основе технико-экономической оценки с учетом предполагаемой сферы использования газа ПГУ.

В таблице 1 приведены составы газа ПГУ, получаемые на воздушном и парокислородном дутье. Во втором случае газ является сырьем для получения заменителя природного газа (ЗПГ).

Теплота сгорания газа ПГУ на воздушном дутье (каменноугольные пласты) составляла 4-4,2 МДж/м³, сырой газ на парокислородном дутье имеет теплоту сгорания около 10-10,5 МДж/м³, а после отмывки кислых газов (СО₂) –11,5-12,5 МДж/м³. В наземном газоперерабатывающем

комплексе после прохождения блока метанизации получается заменитель природного газа (ЗПГ) с теплотой сгорания 34-35 МДж/м³.

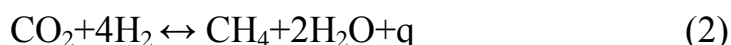
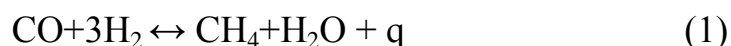
Таблица 1 – Составы газа ПГУ

Компоненты в об. %	Воздушное дутье *	Парокислородное дутье **	ЗПГ **
CO ₂	4,6/13,0	28,03	1,81
CO	27,3/12,4	20,20	0,01
CH ₄	1,8/2,15	11,13	93,01
H ₂	10,1/12,2	38,94	4,16
C ₂ H ₂	-	0,40	-
C ₂ H ₆	0,1/0,7	0,61	-
N ₂ +O ₂	56,2/59,5	0,29	1,01
H ₂ S	0,01/0,05	0,40	-
Итого	100,0	100,0	100,0

*Фактический состав газа на Южно-Абинской ст. “Подземгаз” (в числителе - благоприятные гидрогеологические условия на угольном пласте мощностью 9 м; в знаменателе – неосушенный пласт мощностью 2,2 м).

**Расчетный состав газа.

Химизм процесса метанизации определяется следующими двумя реакциями:



Согласно реакции (1) отношение H₂/CO должно быть не менее 3. Сырьевой газ на входе в блок метанизации имеет отношение, равное 3,75 (CO₂ – 3,1; CO – 16,92; CH₄ – 14,93; H₂ – 63,51; C₂H₄ – 0,45; C₂H₆ – 0,69; N₂+O₂ – 0,40%).

Производство ЗПГ на основе ПГУ представляется наиболее целесообразным и энергетически оправданным. По оценке американских и японских экспертов заменитель природного газа, полученный на основе ПГУ, может стоить 60 - 70 долл/1000м³. В этом случае он может транспортироваться на дальние расстояния.

В рамках рассматриваемой проблемы заманчиво выглядит также комплексное электроэнергетическое предприятие “ПГУ-ТЭС”. Теплоэлектростанция и производство газа ПГУ размещаются в непосредственной близости.

Для ТЭС мощностью 300 МВт необходима одновременная эксплуатация 60 газоотводящих скважин на воздушном дутье или 20 скважин на парокислородном дутье. При этом дебит одной скважины – 10 тыс. м³/ч, а КПД генерирования электрической энергии – 50 %. Тепловая мощность одной скважины подземного газогенератора составляет 10 МВт на воздушном дутье и около 30 МВт на парокислородном дутье.

Такие комплексные мероприятия “ПГУ – ТЭС” могут быть широко распространены на крупных и малых (линзовых) угольных месторождениях. Традиционная шахтная эксплуатация последних считается нерентабельной и нецелесообразной.

Таким образом, практическая реализация проектов комплексных предприятий “ПГУ-ТЭС” будет эффективно способствовать созданию действительно экологически чистых и пожаровзрывобезопасных угольных технологий в топливной электроэнергетике. Кроме того, такие предприятия представляют собой реальные примеры замещения природного газа и мазута углем и продуктами его переработки. Широкое их внедрение, особенно в энергодефицитных районах, существенно повысит долю угля в топливно-энергетическом балансе страны.

Выводы. Газификации может быть подвергнуто большинство известных видов твердых горючих ископаемых. При этом можно получить газ заданного состава или заданной теплоты сгорания, так как эти показатели в значительной степени определяются температурой, давлением и составом применяемого дутья. Варьированием состава горючих газов возможно достичь снижения его пожаровзрывоопасности при удовлетворительных эксплуатационных характеристиках.

ЛИТЕРАТУРА

1. Луценко Ю.В., Яровой Е.А. Получение горючих газов методом подземной газификации углей // Проблемы пожарной безопасности. Сб. научн. тр. – Харьков: УГЗУ, 2006. – вып. 20 – С. 128-132.
2. Луценко Ю.В., Шульга И.В. Олейник В.В. Деревянко И.Г. Оценка изменения качественного состава и пожарной опасности генераторных газов в зависимости от технологических факторов // Проблемы пожарной безопасности. Сб. научн. тр. – Харьков: ХИПБ, 1998. – вып. 4 – С.129-133.
3. Гамбург Д.Ю., Семёнов, В.П. Производство генераторного газа на базе твердого топлива // Химическая промышленность.-1983.- №5.- с. 4-10.