УДК 622.278.831

Ю.Ф.Васючков, М.Ю.Васючков

Московский горный университет

ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ УГОЛЬНЫХ ГАЗОНОСНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Изложены результаты и экологические последствия исследования применения скважинной технологии разработки метаноносных угольных месторождений. Разработаны проектные параметры технологии получения газового топлива с повышенной теплотой сгорания и выработки электроэнергии непосредственно на шахтном поле. Обоснована разработка угольных пластов и извлечение метана применительно к условиям Кузнецкого угольного бассейна и установлены некоторые проектные показатели предлагаемой технологии.

The results and ecological consequences of use of borehole technology applied for mining methane containing coalfields are cited in the paper. Project indexes of the technology for gaseous fuel with up rated heat of combustion and power generation are considered hereinafter; The proved technology can be employed in the Kuznetsk coal basin; several project indexes are cited for the proposed technology.

Уголь остается одним из основных энергетических ресурсов многих регионов Российской Федерации. Так, например, в Кемеровской области Кузбасса, по расчетам ВНИИКТЭПа, в 2005 г. потребность в электроэнергии составит 53 млрд кВт-ч, а потребность в тепле возрастет до 105 млн Гкал в год. Основную роль (81 %) в покрытии энергетической потребности области сыграют кузнецкие угли. Таким образом, в топливно-энергетическом балансе Кузбасса уголь и в ближайшем будущем будет играть определяющую роль. Такая картина характерна для многих регионов страны.

Однако, с точки зрения экологии, технологические процессы добычи и переработки твердого минерального топлива нуждаются в серьезном совершенствовании. Велики выбросы вредных газов в атмосферу: в Кузбассе удельные выбросы котельных на

твердом топливе с содержанием серы 1 % достигают по SO_x 0,5-1 кг/ГДж и по NO_x 0,3-0,6 кг/ГДж; горящие отвалы выделяют 2,7-7,5 т/сут углекислого газа, 0,03-0,1 т/сут сернистого ангидрида и 0,03-0,13 т/сут оксидов азота. При работе различной техники на разрезах выделяется от 0,2 до 3 т пыли на тонну добываемого угля. Значительны удельные объемы вскрыши, например, на предприятиях «Киселевскугля» они достигают 0,7-1,28 т/т у.т. На шахтах и разрезах расходуется до 5-6 м^3 воды на 1 т у.т., из которых до 60 % сбрасывается в поверхностные водоемы, причем только 50 % этой воды можно признать условно чистой. При транспортировке угля по железной дороге на землю сдувается до 2 % угля. По Кузбассу эти потери превышают 1,5 млн т в год. Энергетическая эффективность использования твердого минерального топлива такова, что общий КПД тепловых электростанций уже длительное время не превышает 42-44 %. Если же учесть энергетические потери при добыче и транспортировке угля, то энергетическая эффективность полезного использования топлива приближается к КПД паровоза.

Повышение доли газового топлива (использование нефти для целей отопления вообще, на наш взгляд, нецелесообразно по причине ее высочайшей химической ценности) в топливно-энергетическом балансе Кузбасса потребует увеличения его производства и поставки. Известно, что такое наращивание в будущем будет вступать в противоречие с истощением запасов газообразных энергоносителей и длительной перспективой их экспорта. В настоящее время из Нижневартовска поставляется 5,2 млрд м^3 природного газа (50 % его используется на энергетические нужды), а потребность в топливе составляет 24,5 млрд м^3 в год. Общий прогнозный расход природного газа с учетом технологического потребления в регионе должен составить 34 млрд м^3. Если учесть, что на строительство аналогичного трубопровода требуется примерно 0,3 млрд долларов США на 1 млрд м^3 его производительности, то понятны весьма серьезные трудности изыскания необходимых средств не только в регионе, но и на федеральном уровне.

Поэтому насущной задачей горной науки является изыскание методов использования угольных месторождений в качестве источников газообразного топлива. Наиболее целесообразной в настоящее время, в частности промышленно освоенной, является скважинная технология разработки угольных месторождений на базе трансформации угля в газовое топливо. Первым ее этапом, на наш взгляд, должна явиться скважинная технология модернизированной подземной газификации угля с использованием угольного метана.

Рассмотрим процесс образования горючих генераторных газов при подземном сжигании угольного пласта. При горении угля образуются горючие газы (окись углерода, водород и метан) согласно реакциям окисления, восстановления, а также реакций с H_2:

$$2C + O_2 = 2\,CO + 221\ \text{кДж/моль};$$

$$C + C_2O = 2CO - 173\ \text{кДж/моль};$$

$$C + H_2O = CO + H_2 - 130\ \text{кДж/моль};$$

$$CO + 3H_2 = CH_4 + H_2O + 205\ \text{кДж/моль};$$

$$C + 2H_2 = CH_4 + 75{,}3\ \text{кДж/моль}.$$

Реакция по формуле углерода с двуокистью углерода идет с гораздо меньшей скоростью, чем реакция с водой. Поэтому, как правило, сначала протекает вторая реакция, а уж затем (после окончания поступления воды) – первая. Это объясняет, в частности, быстрое увеличение содержания водорода в генераторном газе при использовании паровоздушного (парокислородного) дутья. Опыт показывает, что в канале, на расстоянии более 10 м от воздухоподающей скважины, кислород практически исчезает, т.е. расходуется из воздушной струи полностью. В этой же зоне содержание CO достигает примерно 25 %, а отношение $CO/CO_2 = 4$. И хотя таковы результаты частного случая (уголь осушен, его влажность 6 %,), общая рекомендация может быть следующей: для поддержания высокого содержания CO в генераторном газе следует постоянно про-

изводить сушку угля и не допускать горения CO в канале.

Однако, в первую очередь, при подземном горении угля идет реакция его окисления до углекислого газа

$$C + O_2 = CO_2 + 394 \text{ кДж/моль}.$$

При сжигании 1 кг угля выделяются 8,2 нм^3 углекислого газа, т.е. на образование 1 нм^3 CO_2 требуется 0,536 кг углерода. В соответствии со стехиометрическими реакциями для образования 1 нм^3 CO или CH_4 также требуется сжигание 0,536 кг углерода. Тогда уравнение материального баланса углеродосодержащих генераторных газов при горении угля имеют следующий вид*:

$$0{,}536 \cdot 0{,}01 V'_{\text{с.г}}(CO_2' + CO' + CH_4' +$$

$$+ 2C_2H_4') = 0{,}01 \cdot 1 \text{ кг} C^{\text{г}},$$

где слагаемые – содержание соответствующих газов в сухом генераторном газе подземной газогенераторной установки (ПГУ), % по объему; $V'_{\text{с.г}}$ – теоретический объем сухого газа подземного горения угля, содержащего продукты газификации, нм^3/кг угля.

Обозначим сумму горючих компонентов $\sum V'_{\text{г.г}}$. Тогда можно записать

$$0{,}536 V'_{\text{с.г}}(\sum V'_{\text{г.г}} + CO_2') = C^{\text{г}},$$

(здесь $C^{\text{г}}$ – содержание углерода в рабочей массе угля, %) или

$$V'_{\text{с.г}} \sum V'_{\text{г.г}} = 1{,}866\, C^{\text{г}} - V'_{\text{с.г}} CO_2'.$$

Условие оптимизации процесса подземного сжигания угля по фактору выхода горючих углесодержащих генераторных газов (УГГ) можно записать в виде

$$\sum V'_{\text{г.г}} = \left[\frac{1{,}866 \cdot C^{\text{г}}}{V'_{\text{с.г}}} - CO_2\right] \to \max. \qquad (1)$$

Выражение (1) имеет важное значение и позволяет теоретически рассчитать выход УГГ при подземном горении угля и различном содержании углекислого газа в продуктах сгорания и углерода в угле. Максимальный теоретический выход горючих генераторных газов в продуктах сгорания угля при постоянном содержании углерода имеет место при $CO_2' = 0$. Примем $V'_{\text{с.г}} = 4$ нм^3/кг угля и $C^{\text{г}} = 96$ % (антрацит), тогда для частного случая

$$\max \sum V'_{\text{г.г}} = \frac{1{,}866 \cdot 96}{4} = 44{,}8\,\%. \qquad (2)$$

Учитывая, что в газах ПГУ при различных притоках воды в зону горения содержатся разные объемы горючих компонентов, рассчитаем с привлечением данных монографии* их значения для угольных пластов Прокопьевско-Киселевского угольного месторождения (табл.1).

Таблица 1

Экстремальные содержания горючих компонентов в генераторном газе ПГУ, %

Компонент	Пласт IV Внутренний	Пласт VIII Внутренний
CO	19,30/8,85	15,28/6,35
CH_4	4,00/4,00	2,87/2,50
H_2	16,75/13,71	17,70/8,74
Σ	40,05/25,56	35,85/17,59

Примечание. В числителе и знаменателе - при удельном водопритоке 0,5 и 3,5 м^3/т соответственно

Сравнивая содержание горючих компонентов в реальных генераторных газах (12-24 %) с максимальным теоретическим значением (2), увидим, что при создании оптимальных условий горения угольного пласта в недрах долю горючих углеродосодержащих газов (теплоту сгорания) можно увеличить в 1,9-3,7 раза. При этом в среднем теплота сгорания генераторного газа возрастет с 3,7 до 6,5-14,4 МДж/м^3.

Таким образом, генераторные газы содержат от 18-25 до 36-40 % горючих компонентов. Меньшие значения характеризуют процесс в ПГУ при высоких водопритоках в

* *Янченко Г.А.* Материальный баланс процесса подземной газификации угля / Московский горный ин-т. М., 1988. 57 с.

* Подземная газификация угольных пластов / Е.В.Крейнин, Н.А.Федоров, К.Н.Звягинцев, Т.М.Пьянкова. М.: Недра, 1982. 151 с.

зону горения, большие – при низких. На практике (Южно-Абинская станция) среднее содержание горючих компонентов в генераторной смеси составляло 26,3 %, а углекислого газа 14,5 %. При удалении из генераторной смеси углекислого газа концентрация горючих компонентов увеличивается с 26,3 до 40,8 %.

Мы предлагаем не только исключить углекислый газ из генераторной смеси, но и обогатить очищенную смесь угольным метаном. Как известно, угольный метан, получаемый в результате дегазации неразгруженных пластов, особенно с использованием способов гидрорасчленения или физико-химической обработки пластов, отличается очень высокой концентрацией (95-98 %), т.е. является практически чистым метаном. Поэтому для обогащения очищенного генераторного газа целесообразно использовать именно угольный метан, получаемый из неразрабатываемых зон угольных месторождений.

Рассчитаем суммарный тепловой эффект горения генераторной смеси. Удельный тепловой эффект реакции горения i-го горючего компонента генераторной смеси

$$q_i^0 = Q_i^p / (m_i M_i),$$

где Q_i^p – тепловой эффект реакции горения i-го компонента в соответствии со стехиометрической реакцией, Дж/кг; m_i – мольная масса i-го компонента, участвующего в данной стехиометрической реакции, кг/моль; M_i – молекулярный вес i-го компонента (газа), моль/кг.

Масса i-го компонента в единице объема генераторной смеси

$$q_i = 10 p_i \rho_i,$$

где 10 – коэффициент перевода единиц объема, л/м^3; p_i – объемное содержание i-го компонента в генераторном газе, % по объему; ρ_i – плотность газа при давлении и температуре, характерных для канала горения, кг/л.

Тогда суммарный тепловой эффект горения генераторной смеси (химическое тепло генераторного газа), состоящей из i-го числа горючих компонентов,

$$Q_{\text{г.см}} = \sum_1^i (q_i^0 q_i). \qquad (3)$$

Расчеты на основе формулы (3) показали, что если генераторная смесь содержит 10,4 % CO, 3,3 % CH_4, 12,6 % H_2 и 14,5 % CO_2, теплота сгорания генераторного газа 3,9 МДж/м^3. Заменяя CO_2 на тот же объем чистого угольного метана, в соответствии с (3) получаем добавочный тепловой эффект 5,8 МДж/м^3. В этом случае суммарная теплота сгорания генераторного газа, содержащего 10,4 % CO, 3,3 % CH_4 (генераторный), 12,6 % H_2 + 14,5% CH_4 (угольный) и 59,2 % ($N_2 + O_2$) составит 9695 кДж/м^3. Такая теплота сгорания примерно эквивалентна теплоте сгорания вдвое меньшего объема городского (бытового) газа, используемого для газоснабжения населения, т.е. заменив в генераторном газе CO_2 на угольный метан, следует вместо одного объема бытового газа подавать потребителю два объема, что технически нетрудно осуществить.

Произведем оценку соотношения дебитов генераторного и угольного газов применительно к реальным условиям, характерным для Южно-Абинской станции в Кузбассе. Средний удельный выход газа в этих условиях составляет примерно 4 м^3/кг или 4000 м^3/т у.т.* Примем, что в подземных условиях в сутки сгорает 10 т угля и требуемый объемный расход генераторного газа 40000 м^3/сут. Для получения такой смеси необходимо иметь дебит угольного метана, равный 5800 м^3/сут, или примерно 4 м^3/мин. Такой дебит может реально обеспечить всего одна добычная скважина, работающая по традиционной технологии дегазации на том же шахтном поле. Таким образом, в требуемой смеси сырого генераторного газа (СГГ) с угольным метаном (23,75 м^3/мин СГГ + 4,03 м^3/мин CH_4) соотношение компонентов должно быть примерно 6:1.

Общее решение задачи обогащения генераторного газа угольным метаном, полученным при дегазации угольного месторождения, получим, рассматривая ряд значений производственной мощности участка по подземному сжиганию угля и дебиты генераторной смеси и угольного метана (табл.2).

* Подземная газификация угольных пластов / Е.В.Крейнин, Н.А.Федоров, К.Н.Звягинцев, Т.М.Пьянкова. М.: Недра, 1982. 151 с.

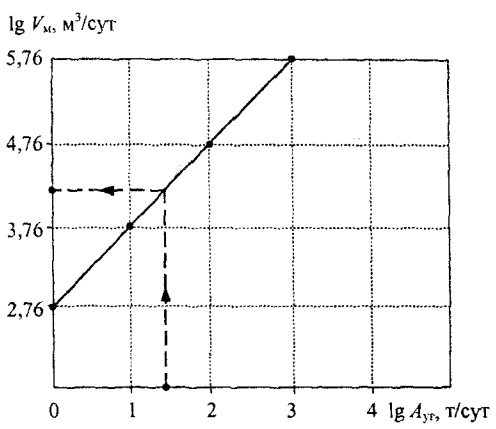
Таблица 2

Расчетная энергетическая мощность скважинного участка с использованием обогащения очищенного генераторного газа угольным метаном

Производительность участка по сжиганию угля, т/сут	Дебит, $м^3$/сут			Теоретическая мощность участка, МВт
	генераторного газа	добавочный угольного метана	общий	
10	34200	5800	40000	4,6
100	342000	58000	400000	44,9
1000	3420000	580000	4000000	448,8

Объем подачи свежего воздуха (окислителя) в очаг горения угольного пласта можно найти, используя опытные данные подземной газификации. Так, обширный экспериментальный материал подземной газификации на Южно-Абинской станции «Подземгаз» показывает, что удельный расход дутья составляет в среднем 0,907 $м^3/м^3$, колеблясь в пределах 0,82-1,03 $м^3/м^3$. Таким образом, выбирая нужную энергетическую мощность участка из табл.2 (например, 4,49 МВт), имеем общий расход (дебит) горючих газов (40000 $м^3$/сут) и расчетный дебит свежего воздуха $40000 \cdot 0{,}907 = 36280$ $м^3$/сут.

В данной технологии есть одно «узкое место»: угольного метана может потребоваться больше, чем физически и экономически целесообразно его добывать. Оценим этот фактор следующим образом. В логарифмических координатах график зависимости производительности участка по сгораемому углю для рассмотренных условий достижения потребного суточного дебита угольного метана



Зависимость суточного дебита угольного метана $V_{уг}$ от производительности участка по сгораемому в массиве углю $A_{уг}$

$V_м$ (см. рисунок) теоретически представляет собой прямую. Связь между аргументом и функцией выражается формулой $\lg V_м = 2{,}76 + \lg A_{уг}$ при $1 < A_{уг} < 1000$ т/сут. Примем, что дегазационные скважины на шахтном поле позволяют достичь общего дебита 20 $м^3$/мин. Будем условно считать этот дебит рационально предельным. Переводя этот дебит в суточный (28800 $м^3$/сут или $\lg V_{уг} = 4{,}46$), согласно графику найдем рациональную теоретическую производительность участка по углю – 50 т/сут ($\lg A_{уг} = 1{,}69$). При этом тепловая мощность участка составит 22,5 МВт. Проектные параметры участка, работающего по технологии ПГУ с обогащением очищенного от CO_2 сырого генераторного газа угольным метаном следующие:

Производительность по сжигаемому углю, т/сут	50
Расход свежего воздуха (дутья), $м^3$/сут	180000
Дебит угольного (дегазационного) метана, $м^3$/сут	29000
Дебит очищенного генераторного газа, $м^3$/сут	171000
Теплота сгорания очищенного и обогащенного генераторного газа, МДж/$м^3$	9,7
Тепловая мощность участка, МВт	22,5

Как показывают расчеты, все полученные параметры могут быть обеспечены существующим оборудованием. Проблему может вызвать необходимость получения значительных дебитов угольного метана на одном шахтном поле. Эта задача решается путем оптимизации тепловых мощностей участка и экономической эффективности работы дегазационных скважин применительно к каждому конкретному случаю.

Выводы

1. Решены задачи получения газообразного энергоносителя с повышенной теплотой сгорания при разработке газоносного угольного месторождения (с опорой на горно-геологические условия Прокопьевско-Киселевского угольного месторождения Кузнецкого бассейна). Доказано, что для получения газообразного энергоносителя с необходимой для промышленных нужд теплотой сгорания можно использовать существующие технологии трансформации твердого минерального топлива в газ, очистки газов и добычи угольного метана.

2. Предлагаемая скважинная технология разработки угольных пластов имеет преимущества по сравнению с традиционным циклом добыча угля – транспортировка твердого топлива – его переработка в отношении как повышения степени комплексного освоения недр при добыче стратегически важного сырья, так и улучшения экологических показателей вырабатываемого энергоносителя и цикла добыча – переработка в целом.