

5. Алексеев Ф.А., Войтов Г.И. Метан. – М.: Недра, 1978, 310 с.
6. Эттингер И.Л. Необъятные запасы и непредсказуемые катастрофы. – М.: Наука, 1988.- 314 с.

УДК 622.411.33.004.82:622.003.13

А.Ф. Булат, И.Ф. Чемерис,
ИГТМ НАН Украины

НАПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Розглянуто основні напрямки енерготехнологічної переробки метана вугільних родовищ. Виконано порівняння розглянутих напрямків по питомих капітальних витратах, питомого прибутку і строку окупності. Показано перевагу використання для переробки метана автономних енергоблоків на базі газопоршневих двигунів, а також шахтних енергокомплексів, що реалізують когенераційні технології.

TRENDS OF ENERGETIC-TECHNICAL PROCESSING OF CBM

The main trends of energetic-technical processing of the coal bed methane are analyzed. Discussed trends were compared as regard to the specific capital costs, specific profit and period of payback. The benefits of an autonomic power-generating unit used for processing the methane on the base of gas piston motor as well as energetic complexes, which realize co-generating technologies are demonstrated.

Запасы метана угольных месторождений Украины составляют около 10 триллионов нм³. В то же время при разработке угольных месторождений практически весь шахтный метан выделяется в атмосферу, что, с одной стороны, является невозполнимой потерей ценного энергетического и химического сырья и, с другой стороны, наносит существенный вред окружающей среде и угрожает возникновением парникового эффекта. За период времени 100 лет метан вызывает глобальное потепление на единицу веса примерно в 21 раз больше, чем СО₂. Выделение шахтного метана осуществляется в результате предварительной дегазации через наземные дегазационные скважины (содержание СН₄ более 95 %), через дегазационные внутришахтные ставы (содержание СН₄ в пределах 20 % - 90 %) и с воздухом исходящей вентиляционной струи. Доля эмиссии шахтного метана составляет примерно 10 % от всей эмиссии метана антропогенного происхождения и в настоящее время около 70 % этого метана выходит из шахты через системы проветривания.

Рассмотрим основные направления энерготехнологической переработки метана угольных месторождений. Сравнение проведем по следующим интегральным показателям: удельным капитальным затратам на кВт установленной мощности, удельной прибыли на 1000 нм^3 чистого метана, сроку окупаемости и коэффициенту использования оборудования.

Одним из наиболее перспективных направлений, на наш взгляд, является утилизация метана в шахтных энергетических комплексах, предназначенных для углубленной переработки низкосортного, с зольностью до 60 %, угля, отходов углеобогащения и шахтного метана на месте их получения путем производства тепловой и электрической энергий и внедрения на их базе теплоэнергоёмких технологий. Высокая эффективность шахтных энергокомплексов обусловлена реализацией принципа когенерации с выработкой электрической энергии на тепловом потреблении. При этом соотношение тепловой и электрической энергий составляет 6 : 1, что требует для эффективной работы энергокомплекса наличия больших тепловых нагрузок, порядка 100 – 200 МВт. Последнее предопределяет рациональность расположения площадок с энергокомплексами вблизи крупных городов с большим потреблением тепла на отопление и ГВС [1]. В шахтных энергокомплексах может быть утилизирован как метан дегазационных скважин, путем подачи на газовые горелки топок, так и метан, содержащийся в исходящей вентиляционной струе, путем ее подачи в топку паровых энергетических котлов с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), входящих в состав шахтных энергокомплексов. Потребность в воздухе энергокомплекса, включающего 4 котла с топками ЦКС, каждый производительностью 120 т пара в час, составляет 188 $\text{нм}^3/\text{с}$ (при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1,2$) и сравнима с дебитом шахтной вентиляционной струи.

Дадим технико-экономическую оценку использования исходящей вентиляционной струи на примере шахты им. Скочинского. Исходные данные: температура шахтного воздуха – 27,2 $^{\circ}\text{C}$; содержание метана в исходящей струе – 0,5 %; теплотворная способность метана – 8 555 $\text{ккал}/\text{нм}^3$; относительная влажность воздуха – 100 %; расход воздуха – 170 $\text{нм}^3/\text{с}$. Использование метаносодержащего воздуха шахтной вентиляционной струи для дутья в топку ЦКС обеспечит экономию угля в размере около 60 тыс.т. в год. Годовая прибыль от замещения части угля шахтным метаном составит

$$\mathcal{E}_m = \frac{V_m \cdot Q_m^h \cdot T_y \cdot N}{Q_y^h} = \frac{3060 \cdot 8555 \cdot 16 \cdot 8400}{4000} = 878\ 000 \text{ \$},$$

где V_m - часовой расход чистого метана, $\text{нм}^3/\text{ч}$; Q_m^h - теплотворная способность метана, $\text{ккал}/\text{нм}^3$; Q_y^h - теплотворная способность угля,

ккал/кг; T_y - тариф на уголь, \$/т; N - число часов работы энергокомплекса в год, ч.

Следует отметить, что шахтная вентиляционная струя является дополнительным источником тепла, также позволяющим получить ощутимую экономию угля. При среднегодовой температуре в районе Центрального Донбасса + 8,2 °С и температуре исходящей струи 27,2 °С, экономия угля составит 11,3 тыс.т. в год, что обеспечит годовую прибыль в размере

$$\mathcal{E}_{m.v.} = \frac{1,16 \cdot c \cdot m \cdot \Delta t \cdot N \cdot T_y}{Q_y \cdot 10^3} = \frac{1,16 \cdot 1010 \cdot 220 \cdot 19 \cdot 8400 \cdot 16}{4000 \cdot 10^3} = 164\,500 \text{ \$},$$

где c - теплоемкость воздуха, Дж/кг·°С; m - массовый расход воздуха, $\text{м}^3/\text{с}$; Δt - среднегодовой перепад температур воздуха исходящей струи шахты и окружающей среды, °С.

Таким образом, суммарная годовая экономия угля составит 71,3 тыс.т., что обеспечит годовую прибыль в размере более 1 млн.\$.

Рассмотрим экологические аспекты утилизации метана шахтной вентиляционной струи в топках ЦКС, входящих в состав энергокомплекса. При переработки каждых 100 $\text{м}^3/\text{с}$ шахтной исходящей струи с содержанием метана 0,5 % эмиссия парникового газа снижается на 208 тыс.т. эквивалента CO_2 в год [2]. Следовательно, в рассматриваемом случае снижение эмиссии парникового газа составит 353 тыс.т. эквивалента CO_2 в год, что с учетом возможной ставки кредитов за сокращение выбросов CO_2 , равной 1,5 \$ за одну тонну, может обеспечить дополнительную прибыль в размере 530 тыс.\$ в год. Кроме того, в связи с замещением части угля, сжигаемого в топках энергокомплекса, шахтным метаном, содержащимся в вентиляционной струе, соответственно, на 16,5 % уменьшаются выбросы двуокиси серы, окислов азота и пыли в окружающую среду.

В последнее время на Западе существенное внимание уделяется технологиям окисления метана шахтной вентиляционной струи. Существует технология теплового окисления метана, называемая ВОКСИДАЙЗЕР, и технология каталитического окисления. Обе содержат в основе реверс – поточный реактор с комплектом электронагревательных элементов. Но если для технологии теплового окисления требуются температуры порядка 1100 °С, то при технологии каталитического окисления за счет катализатора уменьшается мощность электронагревательных элементов и температура воспламенения метана на несколько сот градусов ниже [3]. Выполненные технико-экономические расчеты показывают, что, при утилизации шахтной вентиляционной струи с дебитом 100 $\text{м}^3/\text{сек}$ и содержанием метана 0,5 %, удельные капитальные затраты составят 250 \$/кВт, удельная прибыль – 37,8 \$/1000 м^3 , а срок окупаемости 6,4 года. С учетом экологического воздействия путем сокращения выбросов CO_2 («кредит» равен 1,5 \$ за тонну) срок окупаемости может быть сокращен до 3,7 года. Относительно низкая удельная прибыль обусловлена выраженной зависимостью

КПД установок от объемного содержания метана в исходящей струе. При характерном содержании метана в струе 0,5 % КПД установок составляет 75 %, а при содержании метана 0,3 % КПД равен 50 %. Учитывая, что рассмотренные технологии окисления метана исходящей струи реализованы лишь в пилотных проектах, в настоящее время затруднительно судить об их надежности и перспективности.

Утилизация шахтного метана из дегазационных скважин также может быть осуществлена в автономных энергетических установках на базе газотурбинных или газопоршневых двигателей. Выполненный нами анализ показывает предпочтительность газопоршневых установок перед газотурбинными вследствие более высокого КПД (37,0 % против 28,5 % у газотурбинных) и, соответственно, более низкого удельного расхода газа (0,286 $\text{нм}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ против 0,380 $\text{нм}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ у газотурбинных). Вследствие дороговизны газотурбинных агрегатов их удельные капитальные затраты достаточно велики, около 500 \$/кВт, а сроки окупаемости составляют более 4 лет. Существенным преимуществом газопоршневых двигателей также является отсутствие топливного компрессора для обеспечения требуемых параметров газа, так как их рабочее давление составляет (0,05 – 0,5) МПа против (2,0 – 2,5) МПа у газотурбинных двигателей. Общим недостатком для газотурбинных и газопоршневых двигателей является зависимость полезной мощности на выходном валу от температуры воздуха на входе. Но и по этому показателю газопоршневые двигатели предпочтительнее. Так для газотурбинного двигателя при превышении температуры воздуха на входе свыше 27 °С он теряет на каждый последующий градус 1 % мощности, в то время как газопоршневой двигатель при увеличении температуры воздуха на входе на один градус свыше 35 °С теряет на каждый последующий градус всего 0,4 % мощности. Кроме того, как у газотурбинных, так и у газопоршневых двигателей выходная мощность уменьшается с уменьшением процентного содержания метана ниже определенного предела.

Вследствие вышеизложенного, для агрегатов с тепловой мощностью до 20 МВт рекомендуются в качестве привода электрических генераторов газопоршневые двигатели. Показатели таких агрегатов могут быть существенно повышены путем реализации принципа когенерации, подобно тому, как это реализовано в шахтных энергокомплексах (паротурбинная когенерация). Однако, в отличие от шахтных энергокомплексов, энергетические установки с газопоршневыми двигателями работают с соотношением 1 : 1 генерируемых тепловой и электрической энергий. При этом совместно с выработкой электроэнергии покрываются тепловые нагрузки промышленного предприятия (технологический пар или горячая вода) или жилого массива (отопление и ГВС). Тепловая энергия требуемых параметров обеспечивается котлом-утилизатором, реализующим тепло выхлопных газов, систем охлаждения и смазки. Коэффициент полезного действия газопоршневых когенерационных установок достигает 90 %, что трудно достижимо при других технологиях, реализуемых в энергетике. В таблице

приведены удельные показатели сравниваемых вариантов энерготехнологической переработки шахтного метана.

Из анализа данной таблицы следует вывод о том, что при реализации когенерационных технологий на базе газопоршневых установок или шахтных энергокомплексов их удельные показатели при коэффициенте использования оборудования, равном 1,0, практически одинаковы. Так удельные капитальные затраты составляют около 250 \$/кВт, удельная прибыль около 100 \$ на 1000 нм³ чистого метана и срок окупаемости около 2 лет. Это объясняется тем, что энергетические входы и выходы этих установок термодинамически одинаковы (метан на входе и температура уходящих в атмосферу газов на выходе). Следовательно, выбор той или иной когенерационной энергетической установки определяется как конъюнктурой рынка тепловой энергии, так и инвестиционными возможностями для реализации того или иного варианта.

Таблица

Сравнение удельных показателей технологий энерготехнологической переработки метана угольных месторождений

№ п/п	Показатели Энергетические установки	Коэффициент использования оборудования	Удельные капитальные затраты, \$/кВт	Удельная прибыль, \$/1000 нм ³	Срок окупаемости, лет
1	Газотурбинная установка (без когенерации)	1,0	480,0	37,0	4,25
2	Газопоршневая установка (без когенерации)	1,0	313,0	56,0	2,38
3	Газопоршневая установка (с когенерацией)	1,0	247,0	98,0	1,86
4	Шахтный энергокомплекс (с когенерацией)	0,6	259,0	92,0	4,00
5	Шахтный энергокомплекс (с когенерацией)	1,0	259,0	105,0	2,05

Для случаев, когда поблизости отсутствуют действующие энергетические объекты или сооружение новых нецелесообразно вследствие малых тепловых нагрузок, перспективным является обогащение шахтного метана с последующей продажей его в жидком (с заправкой в емкости) или в газо-

образном виде (с подачей в магистральные газопроводы). Разрабатываемые способы обогащения метановоздушных смесей, такие как мембранный, сепарационный или вихревой, имеют целый ряд недостатков (низкие производительность и степень извлечения метана) и не вышли за пределы экспериментальных или опытных образцов. Извлечение шахтного метана из метановоздушных смесей путем ожижения с использованием криогенных методов требует высоких капитальных затрат и удельных расходов электроэнергии, порядка 0,30 – 0,85 кВт·ч/кг жидкого метана. Кроме того, рынок сбыта жидкого метана в емкостях требует своей организации и в принципе не может иметь промышленных масштабов. В этой связи особое внимание привлекают разработанные фирмой ВССК Engineering, Inc. (г. Мидленд, шт. Техас, США) технология и оборудование для обогащения метановоздушной смеси, обеспечивающие получение газа повышенного качества, который удовлетворяет самым строгим техническим условиям на продажу газа с помощью магистральных газопроводов. Обогащение метановоздушной смеси в установках ВССК осуществляется поэтапным извлечением из нее кислорода, углекислого газа, водяных паров и азота. Кислород удаляется из смеси путем окисления катализатора, двуокись углерода – в аминовом контакторе посредством взаимодействия с химическим растворителем типа дигликоль амина (ДГА), дегидратация водяных паров обеспечивается системой молекулярных сит. Основной технологический процесс, удаление азота, осуществляется в запатентованной фирмой установке NitechTM, которая, в отличие от известной технологии абсорбции при колебаниях давления (АКД), обеспечивает почти в 2 раза меньшие затраты энергии для последующего сжатия газа. Следует заметить, что технология АКД отработана для значительно меньших расходов газа, чем технология NitechTM. После разделения избыточный газообразный азот возвращается в атмосферу, а обогащенный газ, с процентным содержанием углеводородов до 95 % – 99 %, выходит из установки двумя потоками, один из которых, давлением 0,12 ати, содержит 25 % выходного объема, а второй, давлением 20 ати, содержит около 75 % выходного объема. Оба потока обогащенного газа поступают на компрессорную станцию, где сжимаются до давления в магистральном газопроводе.

Нижний предел проектной производительности установок фирмы ВССК составляет 30 000 м³/сутки. Стоимость подобной установки составляет около 1,1 млн.\$ (без стоимости затрат на компрессорную станцию). Масса установки составляет около 50 т. Подобная установка может работать с одной или двумя дегазационными скважинами. Фирмой также отработаны установки с максимальной производительностью по переработке газа порядка 300 000 – 500 000 м³/сутки, которые могут обогащать метановоздушные потоки из коллектора, объединяющего ряд дегазационных систем. Стоимость подобной установки составляет 5,5 млн.\$ (без стоимости затрат на компрессорную станцию). Рабочий диапазон по содержанию метана в смеси – 20 % – 95 %. Допускаются существенные колебания дебита метана на входе в установку (от 25 % до 100 % от запроектированного ма-

ксимума для каждой установки). Давление метановоздушной смеси на входе в установку – 40 ати.

Установки могут работать при любых климатических условиях, установлены на салазках, легко монтируются, демонтируются и перемещаются на новое место. Срок службы установок фирмы ВССК Engineering, Inc. составляет более 30 лет, поскольку в них нет вращающегося оборудования и отсутствуют элементы, подвергающиеся коррозии или эрозии.

Экономические расчеты показывают, что себестоимость получения 1000 м³ обогащенного метана на установке производительностью 500 000 м³/сутки составит 1,42 \$/CH_{4 дол}, где CH_{4 дол} – долевое содержание метана в исходной смеси. Так, для характерного CH_{4 дол} = 0,60, себестоимость 1000 м³ обогащенного метана составит 1,42 : 0,6 = 2,37 \$. При рыночной стоимости 1000 м³ газа, принятой равной 50 \$, это обеспечивает удельную прибыль в размере 47,63 \$ на 1000 м³ метана и окупаемость установки примерно за 2 года с учетом затрат на сжатие и транспортировку газа на 5 тыс.м (при удельной стоимости трубопровода 82 \$/м). Проведенный технико-экономический анализ показывает предпочтительность технологии и установок фирмы ВССК Engineering, Inc. перед известными технологиями обогащения метана угольных месторождений.

Рассмотренные направления энерготехнологической переработки метана угольных месторождений являются наиболее перспективными и могут быть рекомендованы к реализации. Их высокая эффективность и экологическая чистота обеспечат решение экологических, социальных и экономических проблем шахтерских регионов Украины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булат А.Ф., Перепелица В.Г., Чемерис И.Ф. Создание экологически чистых и высокоэффективных энергокомплексов на базе нерентабельных угольных шахт. //Доповіді Національної академії наук України. – 2001.- №1. – С.111 – 117.
2. Сапунджиев Х. Шахтная исходящая струя: потенциальный источник экологически чистой энергии. // Доклады II Международной конференции «Сокращение эмиссии метана». – Новосибирск.: Изд-во СО РАН. – 2000. – С.575 – 581.
3. Каротерс П. Сокращение эмиссии метана из шахтной исходящей струи. // Доклады II Международной конференции «Сокращение эмиссии метана». – Новосибирск.: Изд-во СО РАН. – 2000. – С. 533 – 541.