

УДК 623.459.84

И.А. ЕФРЕМОВ (д-р техн. наук)

Донецкий национальный технический университет

СОЗДАНИЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НА УГОЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ – ПУТЬ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ

Указаны пути эффективного использования нетрадиционного источника энергии – шахтного метана, использование которого на угольных шахтах является основным направлением диверсификации угледобывающих предприятий в вопросах переработки капируемого метана в электрическую и тепловую энергию, решения экологических проблем региона, внедрения высокоэффективных теплоэнергетических технологий и создания на их базе шахтных энергокомплексов.

Ключевые слова: энергокомплекс, когенерация, метан, выбросы загрязняющих веществ, электрическая и тепловая энергия.

Реструктуризация угольной промышленности плотно связана с проблемой диверсификации деятельности угледобывающих предприятий. Необходимо отметить, что одним из наиболее перспективных подходов есть переработка шахтного метана на месте его добычи путем производства тепловой и электрической энергий [1-4]. Реализация этой концепции в Украине на базе угледобывающих предприятий со значительными промышленными запасами угля и шахтного метана целесообразна путем создания шахтных энергокомплексов, в которых будут использоваться технологии с газотурбинными или газопоршневыми установками, обеспечивающими эффективный передел метана в тепловую и электрическую энергию.

Наиболее перспективными для энергетического передела являются когенерационные технологии. К основным вариантам использования когенерационных технологий относятся:

1) шахтные энергокомплексы на базе паротурбинной когенерации. Их реализация обусловлена наличием технологий, которые разрешают сжигать низкосортный уголь и отходы углеобогащения с высоким КПД и низким уровнем выбросов вредных веществ. Такой технологией является сжигание топлива в циркулирующем кипящем слое (ЦКС). К основным преимуществам этой технологии относятся: высокоэффективное, на уровне 99 %, сжигание угля любого качества и состава, с зольностью до 60 % и теплотой сгорания от 2500 ккал/кг; относительно низкие рабочие температуры (в среднем 850 °С), вследствие этого низкие уровни выбросов оксидов азота; эффективное, на уровне 90–95 %, скрепление серы известняком, который подается в котлоагрегаты вместе с углем. Шахтный метан при технологии ЦКС может быть использован в паровых котлах как по каналу воздушного дутья, так и по каналу основного топлива. Паровые котлы на базе технологии ЦКС в сочетании с паровыми турбинами и электрическими генераторами обеспечивают реализацию паротурбинной когенерации на угледобывающих предприятиях. Кроме того, перспективными являются варианты создания шахтных когенерационных энергокомплексов на базе турбинизации существующих шахтных котельных, а также на базе каталитических реверс-текущих реакторов для утилизации метана исходящих вентиляционных струй. Каждый из перечисленных вариантов характеризуется тем или иным типом топлива, которое используется, или его соединений (низкосортный уголь, отходы углеобогащения, шахтный метан) и рациональной сферой применения, определяемой как запасами того или другого топлива, так и характером и объемом потребляемых тепловой и электрической энергий;

2) шахтные энергокомплексы на базе газопоршневой когенерации. Их реализация обусловлена достаточно большими запасами шахтного метана на угледобывающих предприятиях и наличием высокоэффективного когенерационного энергетического оборудования для утилизации шахтного метана путем изготовления тепловой и электрической энергий.

Принципиальным отличием данной концепции диверсификации от предлагаемых ранее является техническая возможность и экономическая целесообразность включения в структуру шахтного энергокомплекса модульных блоков, которые могут реализовать принципы энерготехнологической переработки топлива на месте его добычи с использованием собственного тепла и электроэнергии [1]. Для бурого угля и углей с низкой степенью метаморфизма предлагается технология переработки угля методом гидрогенизации. Использование тепловой энергии шахтного энергокомплекса для добычи синтетического бензина, дизельного топлива, смазыва-

ющих материалов, парафинов, воска и так далее разрешит значительно понизить величину энергетической составляющей затрат на получение данной продукции. Для угля с высокой степенью метаморфизма предлагается использование технологии извлечения пиритовой серы. При этом пиролизные газы, которые получаются в результате паровоздушной обработки угля, перерабатываются в высоколиквидный товар - серную кислоту - для дальнейшего использования в химической промышленности, а обессеренные угли сжигаются в топках шахтного энергокомплекса, не теряя своей теплотворной способности. Весьма перспективным является включение в состав шахтного энергокомплекса модуля, который позволит реализовывать теплоэнергетическую технологию добычи из низкосортного угля искусственного жидкого топлива, которое с успехом может заменить дорогой кокс в доменном производстве.

В состав энергокомплекса на базе паротурбинной когенерации целесообразно включать цех по производству строительных материалов с утилизацией гипсодержащих золошлаковых отходов комплекса, которые, кроме того, являются отличным материалом для дорожных покрытий.

Поскольку изготовление электрической энергии осуществляется с одновременным изготовлением тепла, то экономические показатели энергокомплекса могут быть существенным образом улучшены при получении подпиточного дистиллята из высокоминерализованной шахтной воды. Термические методы обработки воды являются более экономичными по сравнению с химическими.

Весьма привлекательным является использование избыточного тепла шахтных когенерационных энергокомплексов в системах кондиционирования шахтной атмосферы на базе абсорбционных холодильных машин.

Для угольных предприятий, которые обладают большими запасами шахтного метана, наиболее приемлемо высокоэффективное когенерационное энергетическое оборудование для утилизации газовоздушной смеси путем изготовления тепловой и электрической энергий с соотношением приблизительно 1:1 и коэффициентом полезного действия при полной загрузке до 86 %. Таким оборудованием являются энергетические модули на базе газопоршневых установок (ГПУ), обеспечивающие реализацию газопоршневой когенерации.

Газ, каптируемый дегазационными системами используется в качестве горючего для газопоршневых когенерационных модулей.

Газовая смесь (воздух и метан) перерабатывается в станциях газоподготовки до ее поступления в энергоперерабатывающие установки.

Достигаются необходимые параметры газовой смеси до ее поступления в энергоперерабатывающие установки:

- минимальная концентрация 25 %;
- относительная влажность <80 %;
- температура ≤ 40 °C;
- размер твердых частиц <5 м.

Основной продукцией энергокомплекса является электроэнергия, вырабатываемая газопоршневыми установками. Одновременно энергокомплекс вырабатывает через систему охлаждения газопоршневой установки тепловую энергию той же мощности, что и электрической с температурным графиком 110/70 °C.

Базовый вариант использования тепла, вырабатываемого газопоршневой установкой, предусматривает подачу его в систему горячего водоснабжения. В летнее время года, в связи со снижением потребности предприятий в горячей воде, избытки тепла отводятся в окружающую среду. Схема утилизации тепла приведена на рис.1, где показаны газопоршневая установка ГПУ с электрическим генератором ЭГ1 и элементы теплосиловой установки: турбина Т, работающая на НРТ, с электрическим генератором ЭГ2, конденсатор К, насос Н2, теплообменники ТГВ, ТО1 и ТО2.

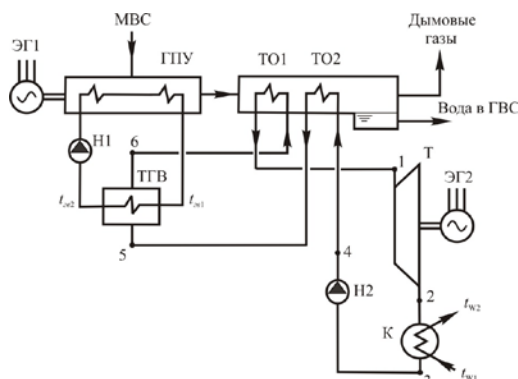


Рис. 1. Принципиальная схема утилизации тепла, вырабатываемого в ГПУ, с помощью тепло-силовой установки

При этом энергетическим объектом, вырабатывающим тепловую и электрическую энергии является газопоршневой двигатель, характеризующийся наличием входа по основному топливу (шахтный метан) и окислителю (воздух).

Утилизация угольного метана может быть осуществлена путем подачи части метано-воздушной смеси (МВС) с допустимой концентрацией метана $k_1 \leq 25\%$ в качестве воздушного дутья энергетического объекта. Остальная часть МВС, обогащенная при необходимости газом со скважин поверхностной дегазации до допустимой Правилами безопасности в угольных шахтах с концентрацией $k_2 \geq 25\%$, подается по каналу основного топлива.

Принципиальная схема установки для сжигания угольного метана в газопоршневом двигателе шахтного энергокомплекса приведена на рис. 2. Достоинством предлагаемой схемы является то, что она позволяет реализовать номинальный режим работы газопоршневой установки, регулируя подачу или атмосферного воздуха, или газа со скважин поверхностной дегазации для обогащения, что осуществляется с целью обеспечения номинальных параметров метано-воздушной смеси, оговоренных Правилами безопасности. Вакуум-насосные станции шахты могут извлекать метан как из дегазационных скважин (высококонцентрированная МВС), так и из системы газоотсоса (низкоконцентрированная МВС). Схема управления подачей топлива в газопоршневую установку содержит каналы 1 и 3 подачи, соответственно низкопотенциальной Q_{01} и высокопотенциальной Q_{02} МВС, а также канал 2 для подачи воздуха горения, сумматоры C_1 и C_2 , а также регуляторы $R_1 - R_4$, реализующие необходимый режим работы.

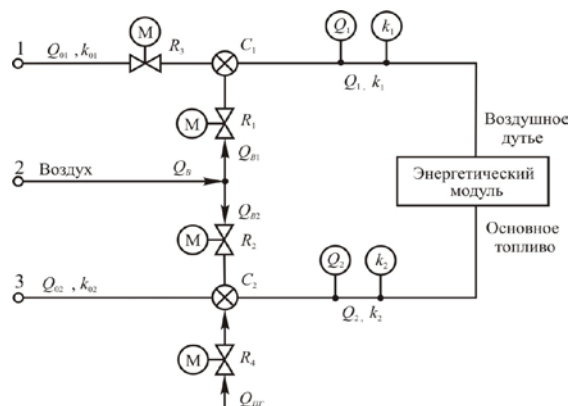


Рис. 2. Принципиальная схема установки для сжигания угольного метана в газопоршневом двигателе шахтного энергокомплекса

Основной режим предусматривает подачу МВС по каналам 1 и 3 с концентрациями k_{01} и k_{02} , обеспечивающими работу газопоршневой установки с номинальной мощностью с нормируемыми Правилами безопасности значениями $k_1 = 0,025$ и $k_2 = 0,25$.

Определяющим условием для реализации работы схемы является равенство содержания чистого метана на входе в схему количеству чистого метана, потребляемого конкретным газопоршневым двигателем

$$Q_M = Q_{01} \cdot k_{01} + Q_{02} \cdot k_{02} + Q_{III} = Q_1 \cdot k_1 + Q_2 \cdot k_2 = \frac{P}{Q_{II}^P \cdot \eta_{\Sigma}} = const, \quad (1)$$

где P и η_{Σ} – номинальная мощность газопоршневой установки и КПД по выработке электроэнергии;

Q_{II}^P – низшая теплотворная способность чистого метана;

Q_M – количество чистого метана, необходимого для работы данной газопоршневой установки в номинальном режиме;

Q_{III} – количество метана из поверхностных дегазационных скважин.

Особый интерес в уравнении (1) представляет динамика изменения расхода газа со скважин поверхностной дегазации на обогащение Q_{III} при концентрации метана по каналу основного топлива $k_{02} < 0,25$. Как показывают результаты расчетов, расход Q_{III} уменьшается при увеличении k_1 и k_{02} . (Рис.3) [4].

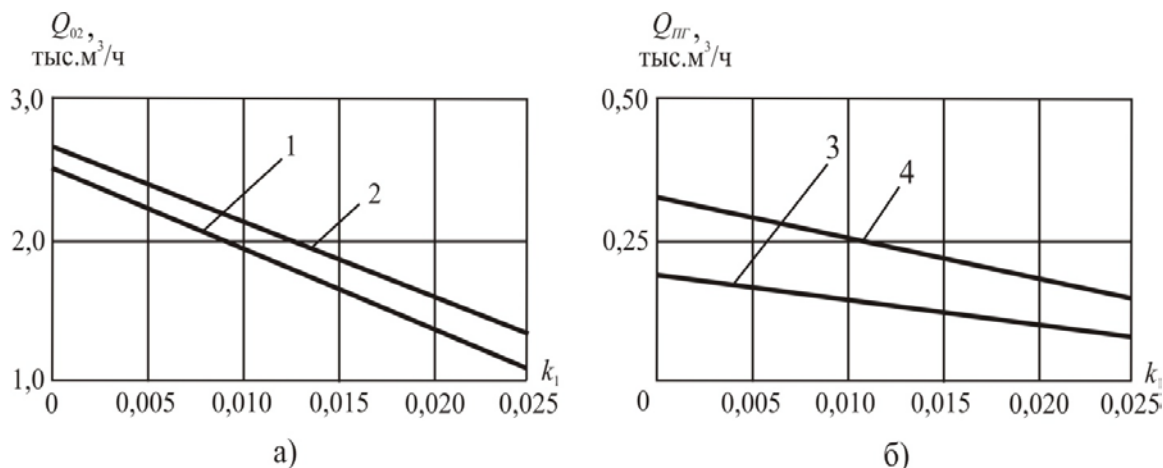


Рис. 3. Влияние концентрации МВС по каналу воздушного дутья k_1 на расход МВС Q_{02} и газа со скважин поверхностной дегазации Q_{III} при различных концентрациях k_{02} (1, 3 – $k_{02} = 0,20$; 2, 4 – $k_{02} = 0,15$)

Это подтверждает тезис об экономической целесообразности подачи низкопотенциальной части МВС по каналу воздушного дутья с максимально-допустимой концентрацией метана $k_1 = 0,025$.

Утилизация шахтного метана имеет большое экологическое значение. Метан является вторым по действенности антропогенным парниковым газом после двуокиси углерода. Так как потенциал глобального потепления метана в 21 раз больше чем у CO_2 и выделение метана в атмосферу происходит в больших объемах по всему миру, метан представляет собой важную часть проблемы парниковых газов. Ежегодные выбросы метана в атмосферу на шахтах с нагрузкой 1 млн. т угля в год достигают 20–50 млн. m^3 . При утилизации шахтного метана в теплоэнергетических модулях выхлопные газы двигателей содержат лишь CO_2 и H_2O . За счет этого в 20 раз снижается парниковый эффект.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при работе угледобывающих предприятий являются шахтные котельные, работающие на угле

(NO_x , CO , CO_2 , SO_2 и пыль), а также выбросы метана через шахтные дегазационные системы и исходящие вентиляционные струи.

Создание шахтных энергетических комплексов приведет к улучшению экологической безопасности, созданию безопасных по газовому фактору условий для добычи угля, снижению загрязнения окружающей среды за счет уменьшения выбросов в атмосферу метана, а также уменьшение вредных выбросов в атмосферу от шахтных котельных при их переводе на сжигание метана вместо угольного топлива. При этом существенно сокращаются выбросы в атмосферу окислов азота NO_x , оксидов серы SO_2 , окиси углерода CO и пыли, являющихся основными вредными веществами, образующимися при сжигании угля в шахтных котельных. Кроме того, имеет место косвенный экологический эффект, заключающийся в уменьшении количества сжигаемого угля на ГРЭС при замещении части электрической энергии из энергосистемы собственной электроэнергией шахты, вырабатываемой при сжигании метана.

Строительство шахтных энергокомплексов на базе угледобывающих предприятий позволяет решить следующие вопросы[1]:

1. Обеспечить надежность электро- и теплоснабжения угледобывающих предприятий, а также близлежащих к ним жилых массивов и промышленных предприятий. Надежность электроснабжения обеспечивается работой электрических генераторов шахтного энергокомплекса параллельно с энергосистемой.

2. Существенным образом сократить затраты импортного природного газа за счет вывода из эксплуатации газовых котельных.

3. Использовать как топливо высокочольные отходы углеобогащения, которые идут сегодня в отвал (паротурбинная когенерация), и шахтный метан, который до настоящего времени выбрасывался в атмосферу (газопоршневая когенерация).

4. Организовать рентабельное производство с комбинированным изготовлением электроэнергии и тепла в сравнении с низкорентабельной, экологически "грязной" шахтной котельной и необходимостью закупки электроэнергии из энергосистемы.

5. Создать дополнительные рабочие места и на значительный срок решить социальные проблемы, связанные с закрытием шахт.

6. Улучшить экологическую обстановку в промышленных регионах.

Таким образом, реализация рассмотренной концепции создания малых теплоэнергетических комплексов на базе угольных шахт является одним из перспективных направлений диверсификации деятельности угледобывающих предприятий и решения социально-экономических проблем шахтерских регионов.

Бibliографический список

1. Булат А.Ф. Научно-технические основы создания шахтных когенерационных энергетических комплексов / А.Ф. Булат, И.Ф. Чемерис. – К.: Наукова думка, 2006. – 176 с.
2. Чемерис И.Ф. Техничко-економические аспекты работы шахтных энергетических комплексов / М.Ф. Чемерис // Геотехническая механика. – 1999. – Вып. 15. – С. 55 – 61.
3. Методические основы оценки эффективности энергосберегающих проектов для объектов топливно-энергетического комплекса / А.Ф. Булат, В.Г. Перепелица, И.Ф. Чемерис, Д.Г. Подтуркин, М.Н. Кибкало // Геотехническая механика. – 2002. – Вып. 36. – С.146 - 155.
4. Создание энергоэффективного комплекса извлечения и использования шахтного газа метана / В.В. Лукинов, В.Г. Перепелица, Б.В. Бокий, И.А. Ефремов // Геотехническая механика. – 2010. – Вып. 88. – С.3 – 8.
5. Rafferty K. Geothermal power generation on low-temperature, small-scale applications / K. Rafferty // Geo-Heat Center. – 2000. – № 1. – P. 1 - 12.
6. Когенераційна система з використанням теплоти димових газів: пат. 83560 Україна, МПК (2006) F 01 K 23/02, F 01 K 23/10, F 01 K 3/00/ / Булат А.Ф., Звягильский Е.Л., Чемерис И.Ф., Бокий Б.В., Ефремов И.А., Оксень Ю.И.- № а 200611179; заявл. 23.10.2006; опубл. 25.04.2008, Бюл. № 14.- 2008. - 5. 76.
7. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от энергетических установок ; Методика определения: Министерство топлива и энергетики Украины. Объединение энергетических предприятий «Отраслевой резервно-инвестиционный фонд развития энергетики». – К., 2002. – 44 с.

References

1. Bulat, A.F. Chemeris I.F. (2006). Scientific and technical basis for the creation of mine co-generation energy systems, Naukova Dumka, 176 p.
2. Chemeris, I.F. (1999). Technical and economic aspects of mining energy complexes / *Geotekhnicheskaya Mekhanika*. - Vol. 15. - P. 55 - 61.
3. A.F. Bulat, V. Perepelitsa, I.F. Chemeris, D.G. Podturkin, M.N. Kibkalo (2002). Methodical bases of an estimation of efficiency of energy-saving projects / *Geotekhnicheskaya Mekhanika*. - Vol. 36. - P.146 - 155.
4. V.V. Lukin, V.G. Perepelitsa, B.V. Boki, I.A. Efremov (2010). Creating energy efficient mine gas extraction and utilization of methane complex / *Geotekhnicheskaya Mekhanika*. - Vol. 88. - P.3 - 8.
5. Rafferty, K. (2000). Geothermal power generation on low-temperature, small-scale applications / *K. Rafferty // Geo-Heat Center*. - № 1. - P. 1 - 12.
6. Pat. 83560 Ukraine, the IPC (2006) F 01 K 23/02, F 01 K 23/10, F 01 K 3/00 / *Kogeneratsiynna System z vikoristannyam warmth Dimov gaziv* / Bulat AF, Zviagilskiy EL, and Chemeris . .F, Boki BV, Efremov IA, Oxen and YU.I.- number 200611179; appl. 23.10.2006; publ. 25.04.2008, Bull. № 14.- 2008.- 5. 76.
7. Emissions of pollutants into the atmosphere from power plants. Technique of definition: the Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. Energy enterprises "Branch reserve-investment fund of energy development." - Kyiv, 2002. - 44 p.

Надійшла до редакції 08.04.2016

І.О. Єфремов

Донецький національний технічний університет

СТВОРЕННЯ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПЛЕКСІВ НА ВУГІЛЬНИХ ПІДПРИЄМСТВАХ – ШЛЯХ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА ОХОРОНИ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА ГІРНИЧОВИДОБУВНИХ РЕГІОНІВ

Вказані шляхи ефективного використання нетрадиційного джерела енергії - шахтного метану, використання якого на вугільних шахтах є основним напрямком диверсифікації вуглевидобувних підприємств у питаннях переробки каптованого метану в електричну і теплову енергію, вирішення екологічних проблем регіону, впровадження високоефективних теплоенергетичних технологій і створення на їх базі шахтних енергокомплексів.

Ключові слова: енергокомплекс, когенерація, метан, викиди забруднюючих речовин, електрична та теплова енергія.

I. Yefremov

Donetsk National Technical University

CREATING HEAT AND POWER SYSTEMS ON COAL PLANTS IS THE WAY OF ENERGY SAVING AND ENVIRONMENTAL PROTECTION OF COAL MINING REGIONS

Ukraine owns large resources of coal mines methane. According to the expert estimation, the resources of methane are measured of 12 trillion m³ that is 3-3,5 times more than the resources of natural gas. However, unlike natural gas fields, a significant part of coal mines methane is adsorbed. Methane extraction from coal rocks massif is possible if a sorption balance is broken and a permeability of a massif that includes coalbeds is increased. Development of intensification works of coal mining and of mining operation paces on coal enterprises leads to deterioration of working gas ratio conditions on the mines. In this connection the enhanced realization of programs on creating and implementation of industrial complex with the optimal working conditions, on the use and reduce emissions of mining methane is urgently needed to solve this difficult and issue of the day problem.

The important fact of improving of degassing work quality is methane extraction of the quality and of the volumes useful for its processing to electricity and heat with the simultaneous increase of mining operations safety. The more methane is extracted from coal rocks massif of a mine, the safer mining operations would be. Utilization of a brought to the surface high quality source of energy will allow getting extra electricity, heat and engine fuel, with simultaneous prevention of air pollution.

Keywords: coal mine, coal rocks, emissions, extraction, gas, methane.