

О. В. Вітушко, д-р техн. наук, головний інженер ТОВ “Шахтостроймонтаж”,
шахта Вільхова-Західна, vitushkoo@gmail.com,

Є. В. Семененко, д-р техн. наук, старший науковий співробітник,
завідувач відділу проблем шахтних енергетичних комплексів, igtmnanu@yandex.ru,

І. Л. Дякун, молодший науковий співробітник, dyakun@ukr.net
(Інститут геотехнічної механіки ім. М. С. Полякова НАН України)

УТИЛІЗАЦІЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ НА ВУГІЛЬНИХ ПІДПРИЄМСТВАХ КОГЕНЕРАЦІЙНИМИ ЕНЕРГОКОМПЛЕКСАМИ

Показана перспективність створення шахтних когенераційних енергокомплексів, що забезпечують утилізацію шахтного метану з одночасним виробленням теплової та електричної енергії зі співвідношенням приблизно 1:1 і коефіцієнтом корисної дії в разі повного завантаження до 86 % на базі газопоршневої установок. Доведено, що економічні та екологічні показники роботи шахтних когенераційних енергокомплексів можуть бути істотно поліпшені завдяки використанню енергозберігаючих технологій, що забезпечують вироблення власної дешевої електроенергії способом утилізації збіднених метаноповітряних сумішей у шахтних енергокомплексах.

Ключові слова: шахтний метан, енергокомплекс, газопоршнева когенерація, метаноповітряна суміш, вугілля.

Найперспективнішими енергетичними об'єктами для утилізації шахтного метану є шахтні енергокомплекси, які реалізують принципи когенерації [1]. Їх реалізація можлива на базі вуглевидобувних підприємств з промисловими запасами шахтного метану і наявністю високо-ефективного когенераційного енергетичного обладнання для утилізації шахтного метану способом вироблення теплової та електричної енергії з їх співвідношенням приблизно 1:1 і коефіцієнтом корисної дії в разі повного завантаження до 86 % [2]. Таким обладнанням є енергетичні модулі на базі газопоршневого обладнання, що забезпечує реалізацію газопоршневої когенерації [3].

Ресурси шахтного метану в Україні оцінюються у 12 трлн м³. Щорічно в процесі добування вугілля виділяється понад

2 млрд м³ метану, 13 % якого витягується дегазаційними системами, а 87 % скидається в атмосферу через вентиляційні системи шахт. В Україні утилізується приблизно 80 млн м³ метану, що витягається з шахт дегазаційними системами, або приблизно 4 %. Метан спалюється в шахтних котельнях для отримання тепла, електрична енергія при цьому не виробляється. Водночас з шахтного метану, котрий викидається в атмосферу, Україна могла б отримати додатково близько 9 млрд кВт на рік дешевої електроенергії і близько 9 млн Гкал на рік теплової енергії. Наприклад, вугільні шахти під час утилізації метану, який видобувається із систем дегазації обсягом 176,9 млн м³ на рік, могли б задовольнити свої потреби щодо електроенергії на 60 %, а щодо тепла – на 77 %. Якщо врахувати, що при реконструкції

дегазаційних ставів і вакуум-насосних станцій можливо підвищити дебіт метану на 30–50 %, стане ясно, що вищезгадані вугільні шахти могли б повністю задовольнити свої потреби щодо тепла та електроенергії лише завдяки створенню шахтних енергокомплексів на основі газопоршневої когенерації.

Утилізація вугільного метану в шахтних енергокомплексах має велике екологічне значення. Метан є другим за дієвістю антропогенним парниковим газом після двоокису вуглецю. Тому що потенціал глобального потепління метану у 21 раз більше, ніж у CO_2 , та виділення метану в атмосферу відбувається у великих обсягах по всьому світу, метан являє собою важливу частину проблеми парникових газів. Щорічні викиди метану в атмосферу на шахтах з навантаженнями 1 млн т вугілля на рік сягають 20–50 млн m^3 . Утилізація метану забезпечує поліпшення екологічної безпеки, зокрема створення безпечних по газовому чиннику умов для видобутку вугілля, зниження забруднення навколишнього середовища завдяки зменшенню викидів в атмосферу метану, а також зменшення шкідливих викидів в атмосферу від шахтних котелень у разі їх переведення на спалювання метану замість вугільного палива. При цьому істотно зменшуються викиди в атмосферу окислів азоту NO_x , оксидів сірки SO_2 , окису вуглецю CO та пилу, які є основними шкідливими речовинами, що утворюються під час спалювання вугілля в шахтних котельнях. Окрім того, при цьому спостерігається непрямий екологічний ефект, який полягає в зменшенні кількості спалюваного вугілля на ДРЕС, а отже і шкідливих викидів в атмосферу при заміщенні частини електричної енергії з енергосистеми власною електроенергією, що виробляється під час спалювання метану.

На цей час усі видані на поверхню метаноповітряні суміші (МПС) зводяться в єдину систему з середньою концентрацією близько 17 %, з подальшим збагаченням метаном від поверхневих дегазаційних свердловин або магістрального газопроводу до необхідної концентрації. МПС

із концентрацією менше 2,5 % більшість вуглевидобувних підприємств Центрального Донбасу не утилізують, викидаючи в атмосферу, через недостатню концентрацію МПС. Збагачення шахтного метану на основі фізичних і термодинамічних ефектів є, безумовно, досить актуальним, проте існуючі способи збагачення метану, такі як абсорбційний, мембранний, газогідратний та ін. [7, 8] не підходять для цих цілей, через те що їх застосування потребує стиснення МПС принаймні до 1 МПа, що недопустимо за умовами вибухонебезпечності МПС у вказаному діапазоні концентрації метану, від 2,5 до 25 % за вимогами правил безпеки.

Ідею технології, яка дає можливість утилізувати МПС різної концентрації в енергетичних модулях на основі газопоршневої когенерації, запропонував лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки, завідувач відділу проблем шахтних енергетичних комплексів ІГТМ НАН України, канд. техн. наук І. Ф. Чемерис [1–6, 9]. Подальший розвиток цієї технології потребує обґрунтування раціональних параметрів та оцінки величин концентрацій і витрат МПС в енергетичних комплексах.

Утилізація шахтного метану на енергетичних об'єктах може бути здійснена використанням повітряного дуття частин шахтного вентиляційного струменя, збагаченого МПС до припустимої концентрації метану $k_1 \leq 0,025$. При газопоршневій когенерації інша частина МПС, збагачена за необхідності природним газом до мінімальної концентрації метану $k_2 \geq 0,3$, подається як основне паливо (рисунок).

При паротурбінній когенерації по каналу основного палива може подаватися як низькосортне вугілля, так і шахтний метан. За відсутності вентиляційного струменя по каналу повітряного дуття подається атмосферне повітря, збагачене шахтним метаном до припустимої концентрації.

Атмосферне повітря Q_n надходить до газоприготувальної станції ГПС-1, на

другий вхід якої від вакуум-насосної станції подається частина МПС Q_{mnc1} з концентрацією метану k_3 . На виході ГПС-1 формується МПС з витратою Q_1 і гранично допустимою концентрацією метану $k_1 \leq 0,025$, яка використовується як повітряне дуття енергетичного об'єкта. Частина метаноповітряного струменя від вакуум-насосної станції Q_{mnc2} з концентрацією метану k_4 надходить до газоприготувальної станції ГПС-2, на другий вхід якої подається природний газ з витратою Q_{ng} і концентрацією k_5 для збагачення подається як основне паливо МПС з витратою Q_2 до мінімальної концентрації $k_2 \geq 0,3$.

При цьому потужність на виході енергетичного об'єкта буде складатися з потужності, що утворюється за допомогою повітряного дуття, і потужності, що утворюється по каналу основного палива [4–6, 9]:

$$P = (Q_1 k_1 + Q_2 k_2) Q_{nc}^p \eta_e; \quad (1)$$

$$Q_{nc}^p = 0,01 \left[\begin{aligned} &Q_{H_2S} H_2 S + Q_{CO} CO + \\ &+ Q_{H_2} H_2 + \sum (Q_{C_m H_n} C_m H_n) \end{aligned} \right]; \quad (2)$$

де Q_1 і k_1 – об'єм і концентрація метаноповітряної суміші по каналу повітряного дуття; Q_2 і k_2 – об'єм і концентрація метаноповітряної суміші з каналу основного палива; η_e – ККД енергетичного об'єкта;

Q_{nc}^p – нижча теплота згоряння газоподібного палива; Q_{H_2S} , Q_{CO} та ін. – теплота згоряння окремих складових, що входять до складу газоподібного палива.

Теоретичний об'єм повітря, потрібного для спалювання метану в енергетичному об'єкті, визначається як

$$V^0 = \frac{P V_e^0}{Q_{nc}^p \eta_e}, \quad (3)$$

де V_e^0 – питома об'ємна витрата повітря для спалювання газоподібного палива.

Обсяги МПС, які подаються в енергетичний об'єкт по каналах повітряного дуття Q_1 та основного палива Q_2 , визначаються з розв'язку системи рівнянь

$$(1 - k_1) Q_1 + (1 - k_2) Q_2 = \alpha V^0; \quad (4)$$

$$k_1 Q_1 + k_2 Q_2 = \frac{V^0}{V_e^0}, \quad (5)$$

де α – коефіцієнт надлишку повітря.

Величина α для газопоршневого устаткування є відношення фактично поданого повітря для спалювання палива до кількості повітря, необхідного для стехіометричної суміші. Вирішальне значення для вибору α мають як оптимальне значення питомої витрати палива, так і зростаюча зі збільшенням α детонаційна стійкість і менше теплове навантаження на двигун порівняно з експлуатацією

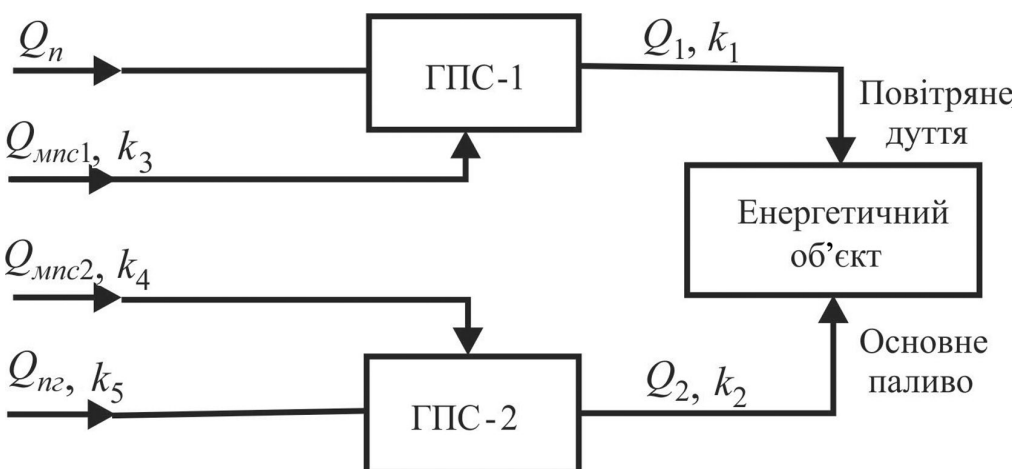


Рисунок. Технологічна схема обладнання для утилізації шахтного метану в енергетичних об'єктах

при $\alpha = 1$. Уведені останнім часом жорсткіші вимоги до обмеження шкідливих викидів зумовлюють роботу газопоршневого устаткування в діапазоні $\alpha = 1,6-1,9$ [6-10].

Рішення системи рівнянь (4) і (5) за умови, що $k_1 \ll k_2$, можна записати в такому вигляді:

$$Q_1 = \frac{k_2 - 1}{k_0 - k_1} \frac{V^0}{V_2^0}; Q_2 = \frac{1 - k_1}{k_2 - k_1} \frac{V^0}{V_2^0}; k_0 = \frac{1}{1 + \alpha V_2^0}.$$

Для визначення потоків МПС через газоприготувальну станцію ГПС-1 складемо систему балансових рівнянь за витратами МПС і метану

$$k_3 Q_{mnc1} = k_1 Q_1; Q_n + Q_{mnc1} = Q_1,$$

рішення якої дає змогу оцінити необхідну витрату атмосферного повітря та МПС від вакуум-насосної станції

$$Q_n = Q_1 \frac{k_3 - k_1}{k_3}; Q_{mnc1} = Q_1 \frac{k_1}{k_3}.$$

Для оцінки потоків МПС через газоприготувальну станцію ГПС-2 складемо систему балансових рівнянь

$$k_4 Q_{mnc2} + k_5 Q_{nz} = k_2 Q_2; Q_{mnc2} + Q_{nz} = Q_2,$$

рішення якої дає можливість оцінити необхідну витрату природного газу та МПС від вакуум-насосної станції

$$Q_{mnc2} = \frac{k_5 - k_2}{k_5 - k_4} Q_2; Q_{nz} = \frac{k_2 - k_4}{k_5 - k_4} Q_2.$$

Загальна витрата МПС від вакуум-насосної станції Q_{mnc} визначиться як сума Q_{mnc1} та Q_{mnc2} і розраховується за формулою

$$Q_{mnc} = \frac{\left(1 - \frac{k_1}{k_0}\right) (k_5 - k_2) k_3 + \left(\frac{k_2}{k_0} - 1\right) (k_5 - k_4) k_1}{(k_2 - k_1) k_3 (k_5 - k_4)} \frac{V^0}{V_2^0}.$$

Характерним для роботи шахтних енергетичних об'єктів, які утилізують шахтний метан, є коливання концентрації МПС k_2 , яка подається по каналу основного палива. Визначимо можливості стабілізації теплової та електричної потужностей енергетичних об'єктів унаслідок повітряного дуття, яке подається по каналу при зміні концентрації МПС k_2 , яка подається по каналу основного палива способом збагачення повітря метаном. Розрахунок виконаємо для парового котла з $\alpha = 1,0$ і газопоршневого двигуна з $\alpha = 1,7$. Вихідні дані для розрахунку: $P = 6,5$ Гкал/год; $V_0 = 8013$ м³/год; $V_2^0 = 9,64$ м³/м³; $V_{nz}^p = 8689$ ккал/м³. Концентрація МПС по каналу повітряного дуття змінюється в межах від $k_1 = 0,0$ до допустимого значення $k_1 = 0,025$. Дані розрахунку зведені в табл. 1.

З даних табл. 1 випливає висновок про суттєвий вплив концентрації метану k_1 на мінімально припустиму концентрацію k_2 по каналу основного палива при сталості вихідної потужності. Для парового котла з $\alpha = 1,0$ при зміні k_1 від 0 до 0,025 мінімально допустима величина k_2 змінюється від 0,4 до 0,319 або на 20,5 %. Для газопоршневого двигуна з $\alpha = 2,0$ при зміні k_1 від 0 до 0,025 мінімально припустима величина k_2 змінюється від 0,4 до 0,25 або на 38 %, тобто майже удвічі.

Розглянемо вплив концентрації метану k_1 по каналу повітряного дуття на витрати МПС Q_1 і Q_2 , а також витрату природного газу Q_{nz} на збагачення при різних значеннях заданої концентрації метану k_2 по каналу основного палива та коефіцієнтах надлишку повітря $\alpha = 1,0$ (паровий котел) та $\alpha = 1,7$ (газопоршневий двигун). Зазначимо, що наявність природного газу на

Таблиця 1. Вплив концентрації метану по каналу повітряного дуття на мінімальну концентрацію по каналу основного палива для різних енергетичних об'єктів

	$\alpha_1 = 1,0$ ($Q_1 = 6\,766$ м ³ /год)						$\alpha_2 = 1,7$ ($Q_1 = 12\,562$ м ³ /год)					
k_1	0,0	0,005	0,01	0,015	0,02	0,025	0,0	0,005	0,01	0,015	0,02	0,025
k_2	0,4	0,384	0,367	0,351	0,335	0,319	0,4	0,38	0,35	0,32	0,28	0,25

площадці енергетичного об'єкта завжди доцільно для стабілізації теплової та електричної енергій, що видаються споживачу від енергетичного об'єкта при коливаннях дебіту і концентрації МПС, та використаної як основного палива.

Задаємося потужністю енергетичного об'єкта $P=6,5$ Гкал/год, що відповідає теплопродуктивності парового котла ДЕ-10/14 і, з 10 % запасом, сумарної потужності газопоршневої установки JMS 620 фірми "Jepbacher" ($P_e=3,035$ МВт, $P_m=2,63$ Гкал/год). Відповідно до формули (3) визначаємо $V_0=8113$ м³/год. Приймаємо концентрацію метаноповітряної суміші від вакуум-насосної станції $k_5=0,2$. Концентрація метану по каналу повітряного дуття змінюється від $k_1=0$ до допустимого значення $k_1=0,025$ через 0,005. Для концентрації метану в метаноповітряному струмені по каналу основного палива приймаємо значення $k_2=0,25; 0,3; 0,35$. Результати розрахунків зведені в табл. 2.

З аналізу табл. 2 випливає висновок про те, що при постійній потужності енергетичного об'єкта збільшення концентрації МПС k_1 по каналу повітряного дуття призводить до збільшення витрати МПС Q_1 по цьому ж каналу і зменшення витрати МПС Q_2 по каналу основного палива. Крім того, зменшується і споживання природного газу Q_{nz} для збагачення витрати Q_2 до необхідної концентрації. Так, у разі енергетичного об'єкта у вигляді парового

котла з $\alpha=1,0$ (табл. 2) при $k_2=0,25$ і зміні концентрації від k_1 0,0 до 0,025, витрата МПС Q_1 збільшується на 11 %, а витрата МПС Q_2 зменшується на 18 %. При цьому витрата і відповідно вартість природного газу зменшуються на 18 %. Зі збільшенням коефіцієнта надлишку повітря α , вплив підвищення концентрації метану за допомогою повітряного дуття істотно збільшується. У разі енергетичного об'єкта у вигляді газопоршневого устаткування з $\alpha=1,7$ (табл. 2) при $k_2=0,25$ і зміні концентрації k_1 від 0,0 до 0,025, витрата МПС Q_1 збільшується на 8 %, а витрата МПС Q_2 зменшується на 45 %. При цьому витрата і відповідно вартість природного газу зменшується на 45 %. Аналогічний вплив робить зміну концентрації k_1 і при інших закріплених значеннях концентрації k_2 .

Запропонована методика розрахунку схем утилізації шахтного метану дасть змогу здійснити оптимізацію показників роботи газопоршневого устаткування при змінних параметрах метану, що утилізується, а також може бути використана під час розробки систем управління енергетичними об'єктами.

Через те що в цей час більшість шахтних котельень як основне паливо використовують вугілля, то безперечний інтерес має розрахунок параметрів схеми утилізації шахтного метану по каналу повітряного дуття при зазначеному поєднанні палив.

Таблиця 2. Вплив концентрації метану по каналу повітряного дуття на витрати метаноповітряної суміші

k_1	0,0	0,005	0,01	0,015	0,02	0,025
$\alpha = 1,0; k_2 = 0,25$						
Q_1 , тис. м ³ /год	5,60	5,72	5,84	5,96	6,09	6,22
Q_2 , тис. м ³ /год	3,37	3,26	3,14	3,02	2,89	2,75
Q_{nz} , млн м ³ /рік	1,68	1,63	1,57	1,51	1,44	1,38
$\alpha = 1,7; k_2 = 0,25$						
Q_1 , тис. м ³ /год	13,53	13,81	14,10	14,39	14,71	15,04
Q_2 , тис. м ³ /год	3,32	3,05	2,76	2,46	2,15	1,82
Q_{nz} , млн м ³ /рік	1,68	1,52	1,38	1,23	1,07	0,91

Потужність енергетичного модуля (котельні) від спільного спалювання вугілля і метаноповітряної суміші визначиться за формулою

$$P = (Q_{ny}^p B_y + Q_{nc}^p B_c) \eta, \quad (6)$$

де Q_{ny}^p – нижча теплота згоряння вугілля, що визначається за формулою

$Q_{ny}^p = 339C^p + 1030H^p - 109(O^p - S^p) - 25,1W^p$; C^p, H^p, O^p, S^p, W^p – відповідно зміст вуглецю, водню, кисню, сірки і вологості на робочу масу; B_y, B_r – витрата вугілля і чистого метану відповідно; η – ККД енергетичного модуля.

Витрата повітря для спалювання вугілля визначиться за формулою

$$Q_{ay} = B_y V_y^0 = (1 - k_1) Q_1 - k_1 Q_1 V_c^0, \quad (7)$$

де V_y^0 – питома об'ємна витрата повітря для спалювання вугілля, що визначається за формулою

$$V_y^0 = 0,0889(C^p + 0,375S^p) + 0,265H^p - 0,0333O^p;$$

Q_1 – витрата метаноповітряної суміші з концентрацією метану k_1 по каналу повітряного дуття, необхідної для спільного спалювання вугілля й чистого метану.

Для спалювання чистого метану необхідна витрата повітря визначиться як

$$Q_{az} = B_c V_c^0 = k_1 V^0 V_c^0. \quad (8)$$

За допомогою формул (7) і (8) визначаємо витрату вугілля B_y і витрату чистого метану B_r

$$B_y = \frac{(1 - k_1)V^0 - k_1 V_c^0 V_c^0}{V_y^0}; \quad B_c = k_1 V^0. \quad (9)$$

Підставляючи отримані формули (9) у (6), визначимо витрату метаноповітряної

суміші Q_1 , необхідної для спільного спалювання вугілля і чистого метану при заданих потужності енергетичного модуля (котельні) P і концентрації метаноповітряної суміші k_1

$$Q_1 = \frac{P}{\left(Q_{ny}^p \frac{[(1 - k_1) - k_1 V_c^0]}{V_y^0} + Q_{nc}^p k_1 \right) \eta}.$$

Теоретична витрата повітря V^0 , необхідна для спільного спалювання вугілля й метану, визначиться як

$$V^0 = Q_1 \cdot (1 - k_1).$$

Виконаємо розрахунок техніко-економічних показників роботи широко використовуваного на котельних вугледобувних підприємств котла ДЕ-10/14 з паропродуктивністю 10 т/год, що відповідає тепловій потужності $P = 6,5$ Гкал/год, при використанні як повітряного дуття метаноповітряної суміші з різною концентрацією метану. Розрахунок виконуємо для двох видів палива: низькокалорійного і висококалорійного вугілля, параметри яких наведені в табл. 3.

Для розрахунку приймаємо такі вихідні дані: низькокалорійне вугілля – $Q_{ny}^p = 5079$ ккал/кг, $V_y^0 = 6,55$ м³/кг; висококалорійне вугілля – $Q_{ny}^p = 7023$ ккал/кг, $V_y^0 = 7,65$ м³/кг; метан – $Q_{nc}^p = 8689$ ккал/м³; $V_c^0 = 9,64$ м³/м³; ККД котла приймаємо рівним 0,9. Результати розрахунків наведено в табл. 4. У чисельнику вказані значення показників елементного складу і теплотворної здатності для низькокалорійного вугілля, в знаменнику – для висококалорійного вугілля.

Таблиця 3. Елементний склад і теплотворна здатність низькокалорійного і висококалорійного вугілля

Вид палива \ Параметри	$C^r, \%$	$H^r, \%$	$N^r + O^r, \%$	$S^r, \%$	$A^r, \%$	$W^r, \%$	$Q_{ny}^p, \text{ ккал/кг}$
Низькокалорійне вугілля	63,63	3,85	5,3	0,51	20,21	6,5	5079
Висококалорійне вугілля	73,49	4,52	4,39	1,96	8,14	7,5	7023

Таблиця 4. Вплив концентрації метану в повітряному дутті на перерозподіл теплової потужності та економію вугілля в енергетичному об'єкті

Показники	Концентрація метану k_1 у повітряному дутті, %					
	0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5
Витрата МПС із концентрацією k_1 , м ³ /год	9309	9284	9258	9232	9206	9181
	7872	7918	7965	8013	8061	8109
Теплова потужність під час спалювання вугілля, Гкал/год	6,5	6,14	5,78	5,42	5,06	4,71
	6,5	6,19	5,88	5,56	5,24	4,91
Теплова потужність під час спалювання метану, Гкал/год	0,00	0,36	0,72	1,08	1,44	1,79
	0,00	0,31	0,62	0,94	1,26	1,58
Теплова потужність під час спалювання метану від загальної теплової потужності, %	0	6	11	17	22	27
	0	5	9,5	14,5	19	24
Витрата вугілля, кг/год	1422	1343	1264	1185	1107	1029
	1028	979	930	879	829	777
Економія вугілля, кг/год	–	79	158	237	315	393
	–	49	98	149	199	251
Річна економія вугілля, т/рік	–	632	1264	1896	2520	3144
	–	392	784	1192	1592	2008

З аналізу табл. 4 випливає, що при гранично допустимому вмісті метану в МПС, рівному 2,5 %, тепла потужність від спалювання метану становить 27 % від загальної теплової потужності, що дає можливість економити 3144 т/рік вугілля.

Порівняння показників для різних видів спалюваного вугілля показує, що для висококалорійного вугілля витрата метаноповітряної суміші і пайове значення теплової потужності по каналу повітряного дуття нижче, ніж для низькокалорійного.

Незважаючи на зниження витрати висококалорійного вугілля до 251 кг/год (витрата низькокалорійного вугілля становить 393 кг/год), прибуток від економії вугілля в обох варіантах залишається майже однаковим, що зумовлено вищою вартістю висококалорійного вугілля. Виконаний аналіз показує перспективність та економічну доцільність використання

МПС як повітряного дуття під час спалювання вугілля будь-якого складу.

Об'єднання в єдиний комплекс процесів видобутку і переробки палива в електричну та теплову енергію відкриває можливість істотного підвищення економічної ефективності всього комплексу, незважаючи на можливу нерентабельність вугільної шахти, яка входить до його складу як паливного цеху. Техніко-економічні обґрунтування [1–6, 9] переконливо показали, що будівництво таких комплексів дасть змогу виробляти теплову та електричну енергію із собівартістю в 3–4 рази нижче до відповідних тарифів. Такий енергетичний комплекс, який базується на виробленні електричної і теплової енергії, здатний працювати в режимі самозабезпечення, дотуючи видобуток вугілля з власного прибутку, і питання про державні дотації або збитковості може бути вирішене на весь період його функціонування.

ЛІТЕРАТУРА

1. Булат А. Ф. Научно-технические основы создания шахтных когенерационных энергетических комплексов/А. Ф. Булат, И. Ф. Чемерис. – Киев: Наукова думка, 2006. – 176 с.
2. Булат А. Ф. К проблеме энерготехнологической переработки метана угольных месторождений/А. Ф. Булат, И. Ф. Чемерис// Уголь Украины. – 2002. – № 5. – С. 6–9.
3. Булат А. Ф. Энергосберегающая технология утилизации шахтного метана/А. Ф. Булат, И. Ф. Чемерис//Компрессорное и энергетическое машиностроение. – 2008. – № 2 (12). – С. 38–41.
4. Булат А. Ф. Направления энерготехнологической переработки метана угольных месторождений/А. Ф. Булат, И. Ф. Чемерис// Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр./ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2005. – Вып. 32. – С. 67–74.
5. Булат А. Ф. Техничко-економічні аспекти утилізації шахтного метану в газодизельгенераторних установках/А. Ф. Булат, И. Ф. Чемерис//Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр./ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2000. – Вып. 17. – С. 19–23.
6. Булат А. Ф. Техніко-економічні аспекти переробки низькосортного вугілля та шахтного метану в теплоенергетичних комплексах на базі вуглевидобувних підприємств/А. Ф. Булат, И. Ф. Чемерис//Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. – № 4. – С. 88–94.
7. Королева В. Н. Извлечение и утилизация шахтного метана/В. Н. Королева. – М.: Изд-во Московского гос. горного университета, 2004. – 286 с.
8. Пат. 2104990 РФ Способ получения метана из метановоздушной смеси/Зозуля А. Д. – № 92015010/04; Заявл. 29.12.92; Опубл. 20.02.98. Бюл. № 16, ч. II.
9. Чемерис И. Ф. Исследование влияния концентрации метановоздушной смеси на показатели работы когенерационных энергетических модулей/И. Ф. Чемерис//Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр./ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2005. – Вып. 56. – С. 77–86.
10. Щекин В. И. Установка для утилизации шахтного метана/В. И. Щекин//Уголь. – 1985. – № 10. – С. 17–19.

REFERENCES

1. Bulat A. F., Chemeris I. F. Scientific and technical basis for mine cogeneration power complexes). – Kyiv: Naukova dumka, 2006. – 176 p. (In Russian).
2. Bulat A. F., Chemeris I. F. To the problem of energy-technological processing of methane from coal deposits//*Ugol Ukrainy*. – 2002. – No 5. – P. 6–9. (In Russian).
3. Bulat A. F., Chemeris I. F. Energy saving technology coal mine methane utilization//*Kompressornoe i energeticheskoe mashinostroenie*. – 2008. – No 2 (12). – P. 38–41. (In Russian).
4. Bulat A. F., Chemeris I. F. Directed energy technological processing of coalbed methane//*Geotekhnicheskaya Mekhanika* [Geotechnical Mechanics]. – 2005. – No. 32. – P. 67–74. (In Russian).
5. Bulat A. F., Chemeris I. F. Technical and economic aspects of the utilization of coal mine methane gas diesel generator sets//*Geotekhnicheskaya Mekhanika* [Geotechnical Mechanics]. – 2002. – No. 17. – P. 19–23. (In Russian).
6. Bulat A. F., Chemeris I. F. Technical and economic aspects of processing low-grade coal and coalbed methane in thermal power systems based on coal mines//*Heologija i geohimiia horiuchykh kopalyn*. – 2000. – No. 4. – P. 88–94. (In Russian).
7. Koroleva V. N. Recovery and utilization of coal mine methane. – Moscow: Izd-vo Moskovskogo gos. gornogo universiteta, 2004. – 286 p. (In Russian).
8. Zozulya A. D. A method of producing methane from methane-air mixture. – State Register of Patents of Russia, Moscow, RU. – 1998. – Pat. № 2104990. (In Russian).
9. Chemeris I. F. Investigation of the effect of concentration methane-air mixture on the performance of cogeneration power modules//*Geotekhnicheskaya Mekhanika* [Geotechnical Mechanics]. – 2005. – Iss. 56. – P. 77–86. (In Russian).
10. Schekin V. I. Installation for coal mine methane utilization//*Ugol*. – 1985. – No 10. – P. 17–19. (In Russian).

Рукопис отримано 07.11.2014.

О. В. Витушко, д-р техн. наук, главный инженер ООО “Шахтостроймонтаж”, шахта Ольховая-Западная, vitushkoo@gmail.com,

Е. В. Семененко, д-р техн. наук, старший научный сотрудник, заведующий отделом проблем шахтных энергетических комплексов, igtmnani@yandex.ru,

И. Л. Дякун, младший научный сотрудник, dyakun@ukr.net

(Институт геотехнической механики им. Н. С. Полякова НАН Украины)

УТИЛИЗАЦИЯ ШАХТНОГО МЕТАНА НА УГОЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ КОГЕНЕРАЦИОННЫМИ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСАМИ

Показана перспективность создания шахтных когенерационных энергокомплексов, обеспечивающих утилизацию шахтного метана с одновременной выработкой тепловой и электрической энергий с соотношением примерно 1:1 и коэффициентом полезного действия при полной нагрузке до 86 % на базе газопоршневых установок. Показано, что экономические и экологические показатели работы шахтных когенерационных энергокомплексов могут быть существенно улучшены за счет реализации энергосберегающих технологий, обеспечивающих выработку собственной дешевой электроэнергии путем утилизации обедненных метановоздушных смесей в шахтных энергокомплексах.

Ключевые слова: шахтный метан, энергокомплекс, газопоршневая когенерация, метановоздушная смесь, уголь.

O. V. Vitushko, D. Sc. (Tech.), chief engineer LLC “Shahtostroymontazh”, mine Vilhova Zahidna, vitushkoo@gmail.com,

E. V. Semenenko, D. Sc. (Tech.), Senior Researcher, head of department of mine energy complexes, igtmnani@yandex.ru,

I. L. Dyakun, Junior Researcher, dyakun@ukr.net

(M. S. Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics under the National Academy of Sciences of Ukraine)

THE UTILIZATION COAL MINE METHANE AT THE COAL ENTERPRISES COGENERATION ENERGOCOMPLEX

One of the trends energy development is the creation energocomplexes, which are located in proximity to coal mines and processing low-grade coal and methane into heat and electricity. The prospects of creating mine cogeneration energocomplexes that provide utilization of coal mine methane with simultaneous generation of heat and power with a ratio of about 1:1 and efficiency at full load up to 86 % on the basis of gas-piston units. The method of calculation schemes methane utilization, which will allow for the optimization of the performance gas-piston units at variable parameters utilized methane, and can also be used in the development of control systems energy facilities. The calculation parameters of the scheme methane utilization channel air blast combined fuels such as natural gas and coal. Combining into a single complex processes of extraction and processing fuel to electricity and heat opens the possibility of a significant increase economic efficiency of all complexes, despite the possibility of unprofitable coal mine, which is included in its composition as a fuel plant. The construction of the complex will generate heat and electricity at a cost of 3–4 times lower than the current tariffs and the ability to operate in a mode of self-reliance, subsidizing coal production from its own profits, and the question of state subsidies or unprofitability can be removed for the entire period of its operation. Ecological advantage of coal mine power complex realizing gas-piston cogeneration is to reduce emissions of methane into the atmosphere and reducing the greenhouse effect.

Keywords: coal mine methane, energocomplex, gas-piston cogeneration, methane mixture, coal.