

Ніколенко М.О., к.т.н., Воробйов Є.О., к.т.н., Кулагін Д.І., студент, Сухар К.В., студент

АДІ ДВНЗ «ДонНТУ», м. Горлівка

ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ ШАХТНОГО ЕНЕРГОКОМПЛЕКСУ

Україна щорічно потребує 65-70 млрд. м³ природного газу в т. ч. 25-30 % при використанні власних ресурсів. Одним із шляхів вирішення проблеми дефіциту в енергетичній сировині є використання шахтного газу метану.

Існуючі дегазаційні установки на шахтах ЦРД не діють через низьку концентрацію метану (менше 30 %) в дегазуемій газоповітряній суміші, яка не може бути використана в якості палива по причині вибухонебезпечності і тому викидається в атмосферу.

Загальний об'єм метану, який поступає в атмосферу при роботі всіх шахт ЦРД, становить 99,8 тис. т/рік або 140 млн. м³/рік, вуглепородного пилу – близько 1 тис. т/рік (табл. 1).

Таблиця 1.

Підприємство	Видобуток вугілля, тис. т/рік	Витрата електроенергії, кВт·год/т	Викиди забруднюючих речовин, тис. т/рік					
			ГВУ*		Котельні			
			Газ метан CH ₄	Вуглепородний пил	NO _x	CO	SO _x	Пил
ДП "Артемвугілля"	770	407,1	35,5	0,36	0,087	0,16	1,26	0,96
ДП "Орджонікідзевугілля"	730	410,0	33,1	0,33	0,075	0,11	1,13	0,93
ДП "Дзержинськвугілля"	700	411,0	33,2	0,31	0,068	0,1	0,88	0,9
Σ	2200		99,8	1,0	0,23	0,37	3,27	2,79
Шахта ім. В.І. Леніна ДП "Артемвугілля"	200	516,7	10,5	0,118	0,033	0,088	0,360	0,330

ГВУ* - головна вентиляційна установка

Концентрація метану в вентиляційному повітрі в середньому складає 0,2 %, вугільного пилу 60 мг/м³.

Під дією викидів метану в комплексі з іншими речовинами відбувається зміна складу, стану і якості атмосфери, зокрема руйнування озонового шару та створення умов для виникнення парникового ефекту. В зв'язку з цим проблема використання газоповітряної суміші з низькою концентрацією газу метану вентиляційного повітря є актуальною.

На діючих гірничих підприємствах Центрального району Донбасу (ЦРД) питомі витрати електроенергії (табл. 1) значно перевищують встановлені норми і становлять близько 50 % собівартості продукції, що негативно впливає на економічні показники роботи. В таких умовах існує необхідність пошуків нових технологій, які відповідають вимогам екологічної безпеки і скороченню обсягів використання електроенергії.

Одним із перспективних напрямків є розробка технології утилізації метану відпрацьованого шахтного повітря в енергетичних комплексах, шляхом подачі його в топку парових енергетичних котлів з циркулюючим киплячим шаром (ЦКШ), замість атмосферного повітря.

В установках з ЦКШ досягається більш висока ефективність використання палива (низькосортного вугілля зольністю до 60 %, відходів збагачення - шламів).

В топках з ЦКШ спалювання відбувається при менших коефіцієнтах надлишку повітря, а за рахунок багаторазової циркуляції частково вигорівшого палива в реакційній зоні забезпечується скорочення викидів в атмосферу пилу та CO. Викиди оксидів азоту скорочу-

ються за рахунок низьких температур горіння твердого палива (850-900 °С) і багатоступеневої подачі повітря.

Подача вапняку в реакційну зону по відношенню до сірки в паливі $Ca/S = 1,6-2,5$ забезпечує скорочення більше чим на 90 % викиди оксидів сірки, так як утворюються тверді відходи $CaSO_3$, $CaSO_4$ [1].

Метою роботи є дослідження спроможності створення шахтного енергокомплексу на базі впровадження котельною технології циркуляційного киплячого шару та використання в якості палива котлів високозольного вугілля і відпрацьованого шахтного повітря з концентрацією газу метану 0,2 %.

Вірогідність ефективності запропонованої технології визначаємо на прикладі шахти ім. В.І. Леніна ДП "Артемвугілля". Котельня шахти обладнана котлами ДКВр-10-13 з топками шарового спалювання з них два в роботі, один в резерві і два котли КЕ-25-14. В якості палива використовується кам'яне вугілля – 8600 т/рік калорійністю 5170 ккал/кг. Кількість теплової енергії, яка виробляється – 39,25 тис. Гкал/рік. Вона використовується на гаряче водопостачання (70 %) та технологічні потреби шахти. Викиди токсичних речовин представлені в таблиці 1.

Відомо, що енергокомплекси які реалізують когенераційні технології на базі парових турбін працюють з співвідношенням енергій 6:1, тобто для виробки 1 кВт електричної енергії необхідно 6 кВт (5170 ккал) теплової енергії. При умові, що теплова потужність котельні (20 тон пару в годину) не зменшиться, вірогідна кількість електроенергії вироблена за рік енергокомплексом визначається з виразу:

$$N = \frac{Q_k}{g}, \quad (1)$$

де $Q_k = 39,25$ тис. Гкал/рік – кількість тепла що виробляється котельною;
 $g = 5170$ ккал – кількість тепла необхідного для вироблення 1 кВт електроенергії енергокомплексом.

$$N = \frac{39,25 \cdot 10^9}{5170} = 7,6 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

Що становить 7,5 % від потреби шахти в електроенергії.

Теплотехнічне обладнання енергокомплексу (рис. 1) складається з: парового котла КЕ-25-14 (або двох ДКВр-10-13) які працюють на високозольному енергетичному вугіллі по технології ЦКШ. В зимовий час котельня забезпечує навантаження гарячого водопостачання (ГВП), опалення та калориферну установку шахти. Пар з тиском 1,3 МПа, температурою 190 °С з виходу парового котла 1, поступає на турбогенератор типу ТГ05ПА/04Р13/6 з турбіною протитиском 2, з турбіни пар поступає в теплообмінники 3, забезпечуючи навантаження ГПВ та технологічні потреби шахти в теплі.

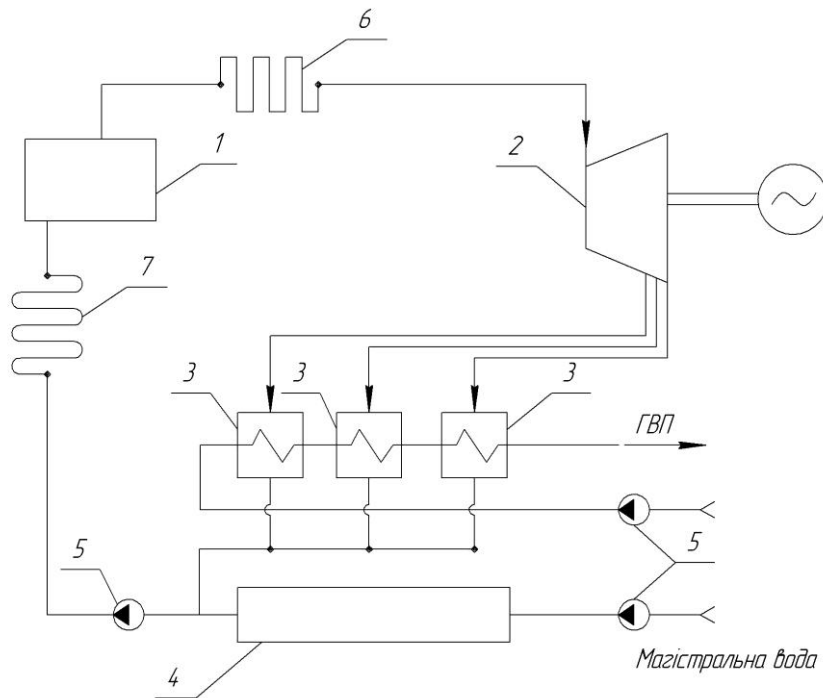


Рис. 1. Теплова схема з когенерацією на базі парової турбіни.
 1 – паровий котел, 2 – парова турбіна, 3 – теплообмінники,
 4 – блок хімічної підготовки води, 5 – водяні насоси, 6 – пароперегрівач,
 7 – водяний економайзер

В якості палива котельні використовується суміш яка складається з вугільного пром-продукту зі шламом "Узловської" ЦЗФ (зольністю 45 %).

Досвід використання котлів з ЦКШ в порівнянні з топкою шарового спалювання вугілля зольністю 30 % показує, що при тих же величинах тепlopідготовки вартість витрат вугільного палива в рік на 10 % нижча в котлах з ЦКШ [2]. При спалюванні твердого палива замість повітряного дуття з атмосфери в котел подається відпрацьоване шахтне повітря з концентрацією метану – 0,2 %, вугільного пилу – 60 мг/нм³. Кількість тепла, що утворюється при спалюванні газоповітряної суміші визначається з виразу:

$$Q = (Q_{\text{мет}}^M \cdot V_{\text{мет}} \cdot P_{\text{мет}}) + (Q_{\text{пил}}^{\text{пил}} \cdot V_{\text{пил}}), \quad (2)$$

де Q – теплота згоряння метану та вуглепородного пилу що подається в топку дуттям газоповітряної суміші;

$Q_{\text{мет}}^M = 8500$ ккал/кг – питома теплота згоряння метану;

$Q_{\text{пил}}^{\text{пил}} = 5500$ ккал/кг – питома теплота згоряння пилу;

$P_{\text{мет}} = 0,715$ кг/м³ – щільність газу метану.

$V_{\text{мет}} = (V_o \cdot T \cdot C)/100$ - об'єм метану в газоповітряній суміші що подається в топку котла дуттевим вентилятором;

$V_o = 14,4$ м³/с – об'єм газоповітряної суміші що подається в топку котла;

$T = 3600$ сек – час;

$C = 0,2$ % - концентрація метану в газоповітряній суміші (табл. 1);

$$V_{\text{мет}} = (14,4 \cdot 3600 \cdot 0,2)/100 = 103,7 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V_{\text{пил}} = \frac{P}{T}, \quad (3)$$

де $P = 118$ т/рік – кількість пилу в викидах головного вентилятору провітрювання (табл. 1);

$$T = 305 \cdot 24 = 7320 \text{ год.}$$

де 305 – кількість робочих днів в рік.

$$V_{\text{пил}} = \frac{118000}{7320} = 16,2 \text{ кг/год}$$

$$Q = (8500 \cdot 103,7 \cdot 0,715) + (5500 \cdot 16,2) = 630237 + 89100 = 720 \text{ тис. ккал/год}$$

Таким чином кількість тепла що утворюється від згоряння метану та вуглепородного пилу складає 0,13 % від 5,36 Гкал/год кількості тепла що виробляється котельнею.

Таким чином, економічний ефект від впровадження запропонованої технології складає:

$$E = N \cdot C_1 + A \cdot n \cdot C_2, \quad (4)$$

де $C_2 = 330$ грн/т – вартість низькосортного вугілля;

$C_1 = 0,4$ грн·кВт·год – вартість електроенергії;

$A = 8600$ т/рік – витрата вугілля котельнею по технології ЦКШ;

$n = 0,13$ % - скорочення витрат вугілля за рахунок впровадження ЦКШ та спалювання метану вентиляційного струменю.

$$E = 7600000 \cdot 0,4 + \frac{8600 \cdot 0,13}{100} \cdot 330 = 3040000 + 3690 = 3,077 \text{ млн. грн.}$$

В котлоагрегатах які працюють по технології "Лургі" на високозольному кам'яному вугіллі (зольність 45 %), потужність 810 тон пару в годину, викиди токсичних речовин складають: $\text{NO}_x = 100 \text{ мг/нм}^3$, $\text{CO} = 150 \text{ мг/нм}^3$, $\text{SO}_2 = 200 \text{ мг/нм}^3$, пилу = 40 мг/нм^3 [1]. Впровадження технології ЦКШ на шахті ім. В.І. Леніна з потужністю котлоагрегатів 20 тон пару в годину по аналогії забезпечить скорочення концентрації токсичних речовин у викидах до: $C_{\text{NO}_x} = 2,7 \text{ мг/нм}^3$, $C_{\text{CO}} = 3,7 \text{ мг/нм}^3$, $C_{\text{SO}_2} = 5 \text{ мг/нм}^3$, $C_{\text{пилу}} = 1 \text{ мг/нм}^3$ за рахунок скорочення витрат вугілля і повноти його згоряння.

Скорочення виплат за викиди забруднюючих речовин в атмосферу шахтою визначається з виразу:

$$B = (\epsilon_1 - \epsilon_2) \cdot C_1 + (\epsilon_3 - \epsilon_4) \cdot C_2 + (\epsilon_5 - \epsilon_6) \cdot C_3 + (\epsilon_7 - \epsilon_8) \cdot C_4 + (\epsilon_9 - \epsilon_{10}) \cdot C_5, \quad (5)$$

де $\epsilon_1, \epsilon_3, \epsilon_5, \epsilon_7, \epsilon_9$ – викиди відповідно CH_4 , пилу, NO_x , CO , SO_x (табл. 1);

$\epsilon_2 = 0, \epsilon_4, \epsilon_6, \epsilon_8, \epsilon_{10}$ – викиди CH_4 , пилу, NO_x , CO , SO_x при запропонованій технології.

$C_1 = 3$ грн/т, $C_2 = 3$ грн/т, $C_3 = 80$ грн/т, $C_4 = 3$ грн/т, $C_5 = 80$ грн/т – вартість викидів відповідно CH_4 , пилу, NO_x , CO , SO_x [3].

$$\epsilon_4 = V_0 \cdot C_{\text{пил}} \cdot t, \quad \epsilon_6 = V_0 \cdot C_{\text{NO}_x} \cdot t, \quad \epsilon_8 = V_0 \cdot C_{\text{CO}} \cdot t, \quad \epsilon_{10} = V_0 \cdot C_{\text{SO}_x} \cdot t$$

де $t = 180 \cdot 24 \cdot 3600 = 15,55 \cdot 10^6$ с – час роботи котельні в рік.

$$\begin{aligned} \epsilon_4 &= 14,4 \cdot 1 \cdot 15,55 \cdot 10^6 = 0,22 \text{ т}; \quad \epsilon_6 = 14,4 \cdot 2,7 \cdot 15,55 \cdot 10^6 = 0,6 \text{ т}; \\ \epsilon_8 &= 14,4 \cdot 3,7 \cdot 15,55 \cdot 10^6 = 0,83 \text{ т}; \quad \epsilon_{10} = 14,4 \cdot 5 \cdot 15,55 \cdot 10^6 = 1,12 \text{ т}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B &= (10500 - 0) \cdot 3 + [(118 + 330) - 0,22] \cdot 3 + \\ &+ (33 - 0,6) \cdot 80 + (88 - 0,83) \cdot 3 + (36 - 1,12) \cdot 80 = 38,5 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Загальний економічний ефект визначається з виразу:

$$E_{\text{заг}} = E + B, \quad (6)$$

$$E_{\text{заг}} = 3,077 + 0,0385 = 3,11 \text{ млн. грн.}$$

Термін окупності переобладнання котельні на спалювання твердого палива по технології ЦКШ визначається з виразу:

$$T_o = \frac{K}{E_{\text{заг}}}, \quad (7)$$

де $K = 0,85$ млн. дол. США або 4,12 млн. грн. – капітальні витрати на переобладнання котельні [2].

$$T_o = \frac{4,12}{3,11} = 1,35 \quad (1 \text{ рік } 4 \text{ місяці})$$

Це засвідчує високу ефективність запропонованої технології.

Висновки

Впровадження запропонованої технології на всіх шахтах ЦРД дозволить:

1. Значно поліпшити стан екологічних параметрів атмосфери району за рахунок:

1.1. Скорочення викидів газу метану та вуглепородного пилу головним вентилятором провітрювання.

1.2. Скорочення шкідливих викидів в атмосферу котельними до жорстких Європейських норм ($\text{NO}_x = 2,7 \text{ мг/нм}^3$, $\text{CO} = 3,7 \text{ мг/нм}^3$, $\text{SO}_2 = 5 \text{ мг/нм}^3$, пилу = 1 мг/нм^3).

2. Значно підвищити економічні показники роботи шахт ЦРД за рахунок:

2.1. Впровадження технології когенерації вироблення електроенергії більше 0,5 млрд. кВт·год·рік.

2.2. Низької вартості високозольного палива що використовується (шахтне незбагачене вугілля, газ метан, шлам).

Список використаних джерел

1. Корчевой Ю.П. и др. Технология сжигания угля в циркулирующем кипящем слое.- Производственное издание.- Киев: ОВПЭ ИПЭ НАН Украины, 1994.- 64 с.
2. Булат А.Ф., Чемерис И.Ф. Научно-технические основы создания шахтных когенерационных энергетических комплексов.- Киев "Наукова думка", 2006.- 174 с.
3. Постанова КМУ № 402 від 28.03.2003 м. Київ.