

ПРОБЛЕМИ УТИЛІЗАЦІЇ МЕТАНУ НА ШАХТАХ УКРАЇНИ

Проаналізовано стан і проблеми утилізації метану на шахтах України та визначено напрями його використання в економіці. Обґрунтовано доцільність застосування способів скорочення емісії шахтного метану і шляхи інвестування коштів у проекти спільного впровадження.

Ключові слова: метан шахтний, утилізація, факельні установки, міні-ТЕС, котельні.

Активним способом керування виділенням метану в гірничі виробки, що широко застосовується, є дегазація – комплекс технологічних процесів, спрямованих на попередження виділення метану в атмосферу гірничих виробок шляхом його вилучення, уловлювання та ізольованого відводу по врубах шахтної дегазаційної системи, нейтралізація та зв'язування метану у вугленосній товщі. До дегазації також відносять перерозподіл метанових потоків у гірничих виробках шляхом ізольованого відводу метану з виробленого простору по трубопроводах або гірничих виробках за межі видобувних ділянок, де попередньо розбавлений у змішувальній камері до безпечної концентрації метан випускається у вихідний вентиляційний струмінь ділянки, панелі або крила шахти.

Дегазація передбачається у випадках, коли з пласта або виробленого простору видаляється понад $2 \text{ м}^3/\text{хв}$ метану на тонких пластах, понад $3 \text{ м}^3/\text{хв}$ – на пластах середньої потужності, а засобами вентиляції неможливо забезпечити вміст метану в повітрі у межах встановлених норм [1].

Розрізняють такі види дегазації: нерозвантажених розроблюваних пластів та вміщуючих порід; зближених вугільних пластів і вміщуючих порід під час їх підробки та надробки; виробленого простору; каптаж метану при його суфлярному виділенні; комбіновані способи.

Дегазацію шахтного повітря провадили на 92-х видобувних ділянках 44-х шахт України, при цьому навантаження на шахти, що використовують дегазацію, становлять близько 100 тис. т/доб. В табл. 1 наведено дані про стан дегазації найбільш багатогазових шахт України.

Усі вугільні пласти в Донбасі (за винятком антрацитів) газonosні починаючи з глибини 150...500 м (нижче зони газового вивітрюван-

ня). Оцінка запасів метану в Донбасі виконувалась різними дослідницькими організаціями в різні часи, отримано суттєво відмінні результати, але в усіх випадках запаси були достатньо великими, що дає можливість розглядати Донбас як газовугільне родовище [2]. До теперішнього часу видобуток метану в Донбасі здійснювався тільки з метою забезпечення безпечних умов праці в шахтах. Досягається це шляхом виконання робіт по дегазації шахтних полів – штучного вилучення і збору метану з вугленосних пластів до його виділення в гірничі виробки, але рівень утилізації вилученого метану становить менше 20%.

Для запобігання скупчення метану у виробках шахтами витрачаються значні кошти на вентиляційні заходи, але при цьому не завжди досягається необхідний рівень безпеки. Всі заходи зі зниження багатогазовості гірничих виробок досі були спрямовані на боротьбу з метаном без урахування його енергетичної і технологічної цінності. Основна кількість його викидається в атмосферу у вигляді бідної газоповітряної суміші в процесі провітрювання шахт або в складі некондиційних (за існуючими нормативами менше 25% метану) метаноповітряних сумішей, що видаються системами підземної дегазації.

Вивченню проблем видобутку і використання метану в Україні присвячено роботи вітчизняних вчених А.Ф. Булата, І.І. Гомеля, Л.М. Логачової [2–4] та ін. Зокрема, принциповою відміною від запропонованих раніше в Україні і Росії концепцій, авторами [2] обґрунтовано економічну доцільність включення до структури шахтних енергокомплексів технологічних модулів, які реалізують принципи енерготехнологічної переробки палива на місці його видобутку з використанням власних тепло- та електроенергії.

У разі реалізації спільних проектів вилучення метану з вугільних лав та полів відбувається

Таблиця 1

Шахта	Абсолютне метано-виділення, м ³ /хв	Відведення метану дегазацією, м ³ /хв	Концентрація метану у суміші, %	Кількість дільниць, од.	Рівень дегазації, %
Південнодонбаська-1	27,9	3,7	24	1	0,13
Південнодонбаська-3	70,5	6,71	25	2	0,09
ім. О.О. Скочинського	47,72	11,9	26	3	0,25
ім. Калініна	86,14	6,7	25	1	0,08
ім. Бажанова	76	30,85	42	4	0,4
Холодна Балка	53,05	28,41	65	3	0,54
ім. Леніна	26	2,83	17	1	0,11
Чайкине	43,5	7,45	29	2	0,17
ім. Кірова	35,57	12,5	22	2	0,35
Ясиновська-Глибока	33,75	3,06	25	1	0,09
Красноармійська західна №1	207,8	32,5	28	5	0,16
Добропільська	20,49	1,7	4	1	0,08
Алмазна	25,93	8,1	33	2	0,3
Білицька	10,8	5,3	25	1	0,49
Білозірська	31,8	10,9	27	2	0,34
ім. О.Г. Стаханова	65,46	16,59	25	3	0,23
ім. Гагаріна	23,4	1	3	1	0,04
ім. 17 Партз'їзду	34,64	8,75	28	2	0,25
Зоря	46,27	2,5	26	1	0,05

скорочення викидів парникових газів і отримання додаткових надходжень завдяки зменшенню обсягів генерації енергії на вугільних ТЕС і ТЕЦ [3].

На підставі аналізу нормативно-правового забезпечення реалізації механізмів регулювання антропогенних викидів парникових газів автори роботи [4] наголошують, що існуюча правова база здійснення діяльності з торгівлі квотами на викиди характеризується фрагментарністю та відсутністю системності.

Метою статті є аналіз стану і визначення проблем утилізації метану на шахтах України, визначення напрямів використання метаноповітряної суміші в економіці України та визначення шляхів скорочення викидів шахтного метану за пріоритетними технологіями його утилізації.

У державі останніми роками в зв'язку зі зростаючим дефіцитом енергоресурсів стає дедалі гострішою необхідність вилучення метану для використання як енергоносія. Однак, незважаючи на значні ресурси метану, промислове вилу-

чення його з використанням традиційних технологій видобутку природного газу пов'язане зі значними труднощами через особливості характеру зв'язку метану з вугільною масою.

Тільки ті вугільні родовища, які за геологічною будовою мають структури зі скупченнями вільних газів (антиклинальні і купольні структури, флексурні складки – свого роду газові “пастки”), легко піддаються попередній дегазації з вилученням значної кількості метану. Таку геологічну будову мають вугільні родовища Південного і Західного Донбасу, Красноармійського, Лисичанського, Міллеровського геологопромислових районів. Так, на Лаврентівському родовищі – поле майбутньої шахти “Південнодонбаська” №12 – розвідано декілька скупчень вільного газу.

Складний характер зв'язку і розподілу метану у вугільних пластах і вміщуючих породах характерний для територій, де розташована більшість шахт Донецько-Макіївського, Центрального, Алмазно-Мар'ївського і Краснодонського геологопромислових районів. Вилу-

Таблиця 2

Геологопромисловий район	Кількість вугільних пластів	Ресурс метану, млрд м ³
Красноармійський	33	231,3
Донецько-Макіївський	59	202,1
Центральний	46	84,8
Торезько-Сніжнянський	39	37,5
Лисичанський	25	22,5
Луганський	39	47,5
Алмазно-Мар'ївський	53	81,2
Краснодонський	24	56,2
Боково-Хрустальський	31	40,1
Селезнівський	32	51,9

чення метану на цих родовищах вимагає комплексного застосування різних технологій та пов'язане зі значними технологічними труднощами і великими витратами.

З ресурсів шахтного метану Україна займає четверте місце в світі. Остання їх оцінка становить 12 трлн м³, що в 3–3,5 раза перевищує запаси природного газу [5]. За оцінками українських фахівців (зокрема ІГТМ НАН України), ресурси метану, сорбованого у вугільних пластах потужністю понад 0,3 м, які залягають на глибині 500–1800 м, становлять 1400...2500 млрд м³. Ресурси метану вугільних пластів геологопромислових районів Донбасу наведено в табл. 2.

Перспективними для попередньої дегазації визначено дванадцять купольних і антиклинальних геологічних структур на семи резервних ділянках Південного Донбасу, де за попередніми розвіданими даними міститься близько 33 млрд м³ метану.

В Україні з середини 60-х років ХХ ст. низкою інститутів (МакНДІ, МГІ, ДонФТ) сумісно з ВО “Донецьквугілля”, “Макіїввугілля”, “Укрвуглегеологія”, “Спецмонтажгеологія” із залученням Ахтирського і Шебелинського нафтогазовидобувних управлінь проводились дослідження, експериментальні і дослідно-промислові роботи на 22-х шахтах по створенню технологій паралельної і попередньої дегазації вугільних родовищ на глибинах 260–1200 м. Усього було пробурено 120 свердловин, в тому числі вісім спрямованих. Продуктивність свердловин при паралельній дегазації станови-

ла від 42,8 до 200 м³/добу, при попередній дегазації – до 2590 м³/добу [6, 7]. Характерною рисою вилучених газів була висока концентрація горючих вуглеводнів – від 91 до 98%. Це підтвердило, що метан вугільних родовищ Донбасу є високоякісним енергоресурсом.

Донецьким політехнічним інститутом розроблено дві схеми газопідготовчих станцій ГПС-1 і ГПС-2. Станція ГПС-1 доводить вміст метану в метаноповітряній суміші більш ніж 30% шляхом збагачення її природним газом, а ГПС-2 доводить суміш до концентрації метану менш як 2,5% для використання в котлах замість повітряного дуття, при цьому економія основного палива становить 10%.

Поки що значна частина метану втрачається внаслідок сезонної роботи котелень шахт, де споживається метан, зміни дебіту метану. Ці перешкоди в утилізації метану теж можна усунути за умови збуту зайвого метану несезонним споживачам. Перспективними напрямками використання метану є застосування його як котельно-підного та моторного палива (замість нафтового).

На шахті ім. Засядька створено експериментальний комплекс, який включає дегазаційну спрямовану свердловину, автогазонаповнювальну станцію (АГНКС) і пересувні автогазозаправники (ПАГЗ) для доставки газу споживачам. АГНКС продуктивністю 1000 м³ метану на добу стійко працювала з квітня 1993 р. по вересень 1995 р., було вироблено 554 тис. м³ стиснутого газу, завдяки чому було зекономлено 554 т бензину. У вересні 1995 р. на полі шахти ім. Засядька побудовано і введено в експлуатацію нову автозаправну станцію АГНКС-45, розроблену і виготовлену Сумським НВП “Еко-транспал”, потужністю 3000 м³/добу (50 автомобілів), яка використовувала метан із спрямованої дегазаційної свердловини.

В 1994 р. було створено промислову Лаврентівську АГНКС, що використовувала метан, який вилучався в процесі попередньої дегазації поля шахти “Південнодонбаська” №12, і виробила 3700 тис. м³ стиснутого газу. На шахті “Південнодонбаська” №3 побудована промислова АГНКС, розрахована на заправку 50 автомобілів на добу.

В умовах України рекомендується починати утилізацію метану з екологічних факельних установок і котелень, калориферів, сушарок при збагачувальних фабриках. Дані технології

можуть доповнювати одна одну. Для підвищення надійності каптажу шахтного газу з концентрацією понад 30% необхідно вводити в роботу міні-ТЕС.

Викиди метану в результаті діяльності шахт можуть бути зменшені за рахунок вилучення та утилізації шахтного метану з шахт, а також завдяки окисації метану, який міститься у вентиляційному повітрі. Найновіші технологічні розробки останніх років дозволяють використати обидва підходи. Технології вилучення шахтного метану включають в себе вертикальні свердловини, пробурені з поверхні, або горизонтальні свердловини з середини шахт. Залежно від якості газу, видобутий з підземних шахт метан може бути проданий газопостачальним компаніям, використаний для генерації електроенергії, для осушування вугілля на шахтах чи споживання сусідніми підприємствами й прилеглими населеними пунктами.

Нині каптований метан Донбасу використовується здебільшого на шахтних котельнях для виробництва тепла, хоча й існують набагато ефективніші способи його застосування. При цьому на шахтних котельнях використовується усього близько 80 млн м³ газу на рік, а 180 млн м³ спалюється факелами [2]. Найефективнішим методом використання газу вугільних шарів є використання його як моторного палива для газотурбінних або газодизельних електроагрегатів з утилізацією тепла. При річному об'ємі каптованого газу понад 600 млн м³ добовий видобуток метану становить 1600–1700 тис. м³, що дасть змогу забезпечити сумарну електричну потужність силових установок до 260 МВт, теплових установок – 240 Гкал/год.

Для вироблення електроенергії з використанням шахтного газу можна використовувати автономні електростанції та газогенераторні установки. При установці додаткового обладнання це устаткування може виробляти і теплову енергію. Для підвищення безпеки і збільшення тепловіддачі згорання до шахтного газу додається природний газ до концентрації 40%. Тепловіддача природного газу – 8700 ккал/м³, шахтного газу – 4000...6500 ккал/м³.

Утилізацію кондиційного метану при недостатньому або такому, що коливається, дебіті можна здійснювати шляхом сумісного спалювання з твердим паливом (високозольне вугілля або промпродукт).

Найбільш перспективним напрямом утилі-

зації некондиційного шахтного метану є розбавлення його до концентрації 2,5% в суміші і пряме її спалювання в спеціально обладнаних топках. Розбавляючим агентом може бути витікаючий шахтний вентиляційний струмінь, що викидається в атмосферу. Факельне спалювання знижує вибухову і пожежну небезпеку на шахті, при цьому енергетичний потенціал шахтного газу не використовується в господарських цілях. Для використання в побутових цілях шахтний газ вимагає переробки на спеціальних газових заводах. Основним способом переробки є каталітичний крекінг водяною парою і автотермічний крекінг шляхом каталізу з повітрям. Добова продуктивність газового заводу становить 500 тис. м³ з теплотою згорання 4250 ккал/м³.

Існують теоретичні розробки і експерименти (з невеликим об'ємом газу) з утилізації метану концентрацією 0,8–0,9% (оксидайзери) та концентрацією менше від 25%. Для цього використовуються: зріджувачі шахтного метану продуктивністю 10, 20, 30, 50 і 100 т рідкого метану на добу; роздільники шахтної дегазації повітря продуктивністю 10, 20 і 30 т газоподібного метану на добу; роздільники шахтного вентиляційного повітря продуктивністю 30 і 50 т газоподібного метану на добу.

Незважаючи на нагальну проблему вилучення і утилізації метану з вугільних пластів, на даний час їх дегазація в Донецькому басейні здійснюється недостатньо. Видобуток і використання вугільного метану зумовлені не тільки фільтраційними властивостями вугільних пластів і фізичними властивостями метаноповітряної суміші, а й матеріальними можливостями шахт. Інвестиційні кошти для реалізації проектів з утилізації метану можуть бути залучені за рахунок використання механізму спільного впровадження. При цьому інвестування коштів відбувається за такою схемою: інвестор вкладає засоби в модернізацію або заміну устаткування для видобування і утилізації метану з шахти; з метану отримується електрична і теплова енергія; отримана енергія реалізується шахті для задоволення її потреб; одиниці скорочення викидів продаються згідно з механізмами Кіотського протоколу; дохід розподіляється відповідно до укладених договорів.

Додаткові можливості для підвищення економічної привабливості проектів з утилізації шахтного метану надаються механізмами

Таблиця 3

№ з/п	Шахта	Спосіб утилізації	Скорочення викидів, т CO ₂ /рік	Вартість проекту, млн євро	Щорічні операційні витрати, млн євро	Щорічні прибутки, млн євро
1	ім. О. Ф. Засядька	Факел, вироблення тепло- та електроенергії, газозаправні станції	660			
2	Никанор-Нова	Факел, вироблення теплоенергії	131319			
3	Холодна Балка	Факел, вироблення тепло- та електроенергії	53			
4	Комсомолець Донбасу	Факел, вироблення тепло- та електроенергії	328	9,79	0,44	1,52
5	Красноармійська-Західна №1	Факел, вироблення тепло- та електроенергії	675360	19,0		
6	Молодогвардійська	Факел, вироблення тепло- та електроенергії, газозаправні станції	354			
7	Щегловська Глибока	Факел, вироблення тепло- та електроенергії	175	2,31	0,17	0,46
8	№22 Комунарська	Факел, вироблення тепло- та електроенергії	179	2,83	0,12	0,36
9	Південнодонбаська №3	Факел, вироблення теплоенергії	184	1,05	0,12	
10	ДП «Первомайськ-вугілля»	Факел	52609			

Таблиця 4

Технологія, устаткування	Скорочення викидів, т CO ₂ /доб	Дохід, євро/доб	Експлуатаційні витрати, євро/доб	Інвестиції, євро	Прибуток, євро/доб
Когенерація, міні-ТЕС	7000	600	120	200000	400
Котельні*	3000	500	50*	30000	450
Факельні установки потужністю, МВт:					
5	6000	350	15	30000	330
8	10000	500	20	45000	500

* При роботі протягом 120 робочих днів у рік.

спільного впровадження. На даний час листи схвалення отримали десять проектів такої спрямованості (див. табл. 3).

Усіма цими проектами передбачається утилізація метану в факелі. Майже всі проекти (за винятком одного) передбачають утилізацію метану з виробленням теплоенергії. У шести проектах запланована утилізація метану з виробленням електроенергії. Лише два проекти передбачають використання метану як палива для автотранспорту. Можливі доходи від утилі-

зації метану в обсязі 1 м³/хв при різних технологіях і умовній ціні одиниць скорочення викидів 20 євро за 1 т CO₂ наведено в табл. 4 [5].

За наявності споживача тепла протягом року котельні є найбільш ефективними установками. Добовий дохід котельні потужністю 10 МВт перевищує 500 євро. На практиці ж повне використання тепла протягом всього року можливо лише у виняткових випадках.

Останнім часом внаслідок значного зростання вартості електроенергії збільшилась

Таблиця 5

Дебіт	Концентрація метану, %	Віддаленість споживачів	Спосіб утилізації*				Споживач*	
			Автозаправочні станції	Виробництво		Факел	Населення	Газотранспортна мережа
				теплоенергії	електроенергії			
Стабільно високий	Більше 80	Близько					1	2
		Далеко	1	2	3	4		
	25-80	Близько		1 населений пункт				
		Далеко		1 шахта		2		
Низький	0-100			1		2		

* 1, 2, 3, 4 – пріоритет технології утилізації метану.

економічна ефективність міні-ТЕС в Україні. Проте у зв'язку з великими питомими і експлуатаційними витратами через ТЕС можна утилізувати максимум 70–80% CH_4 , а залишок – змінну об'ємну частину шахтного метану доцільно утилізувати через екологічні факельні установки. Якщо є проблеми із збутом електроенергії в нічний час, що вже спостерігається в окремих вугільних районах, то кількість утилизованого через факельні установки газу доцільно збільшити.

До переваг факельних установок слід віднести і те, що сфера їх застосування значно ширша, ніж у котельні і міні-ТЕС. Вони можуть працювати і на свердловинах дегазації далеко від населених пунктів, вимоги до стабільності шахтного газу у них істотно нижчі. Добовий дохід від реалізації емісійних сертифікатів може перевищувати 300–400 євро на одну екологічну емісійну установку для дегазації. Такі установки не тільки покращують екологічну ситуацію, а й сприяють дегазації діючих шахт.

Використання того чи іншого методу скорочення емісії шахтного метану залежить від: наявності системи дегазації і її типу; дебіту шахтного метану; місця знаходження об'єкта, на якому планується скорочення емісій шахтного метану та ін. (табл. 5).

При вмісті метану понад 80% в шахтному газі і при безпосередній близькості споживачів або газотранспортної мережі та стабільно високому дебіті його доцільно продавати населенню для використання в побутових цілях. За віддаленості споживачів або газотранспортної мережі та стабільно високому дебіті з концентрацією понад 80% його доцільно використовувати, в першу чергу, як паливо для транспортних

засобів шахти. У разі, якщо потреби шахти в пальному менші, ніж дебіт метану, доцільно виробляти теплову енергію та електроенергію для власного споживання. Якщо і в цьому разі метан повністю не використовується, у разі знаходження в безпосередній близькості електромережі, то доцільно виробляти електроенергію на продаж. У разі відсутності в безпосередній близькості електромережі – решту метану необхідно спалювати в факелі.

При вмісті метану в шахтному газі 25...80%, при стабільно високому дебіті у разі знаходження дегазаційних свердловин в безпосередній близькості від споживачів, його можна використовувати для вироблення теплової енергії шляхом спалювання метану в котельнях населених пунктів, у разі відсутності в безпосередній близькості споживачів теплової енергії, його можна утилізувати шляхом спалювання в шахтних котельнях.

За будь-якого дебіту шахтного газу та концентрації в ньому метану, при значній віддаленості дегазаційної свердловини від шахти чи населеного пункту, доцільно утилізувати метан шляхом його спалювання в факелі.

Утилізацію шахтного газу як зі значною, так і з незначною концентрацією метану в ньому, при малому дебіті доцільно використовувати як паливо в шахтних котельнях, або, у разі, якщо шахта розташована в населеному пункті – в котельнях населеного пункту.

ВИСНОВКИ

Світовий та вітчизняний досвід свідчать про те, що метан вугільних родовищ є високоякісним, екологічно чистим і конкурентоспромож-

ним енергоносієм. На сьогодні в Україні є реальні передумови і конкретні напрацювання для практичного вирішення проблеми вилучення і утилізації шахтного метану.

В умовах України рекомендується починати утилізацію метану з екологічних факельних установок і котелень, калориферів, сушарок при збагачувальних фабриках. З підвищенням надійності каптажу шахтного газу з концентрацією понад 30% доцільно вводити в роботу міні-ТЕС. Для вироблення електроенергії з використанням шахтного газу можливо застосовувати автономні електростанції та газогенераторні установки. Для підвищення безпеки і збільшення тепловіддачі згорання до шахтного газу додається природний газ до концентрації 40%. Найбільш перспективним напрямом утилізації некондиційного шахтного метану є розбавлення його до концентрації в суміші 2,5% і пряме спалювання її в спеціально обладнаних топках.

Якщо виходити тільки з доходу на 1 м³/хв метану, утилізованого за різних технологій, то перше місце займають когенераційні установки (міні-ТЕС). Проте з урахуванням експлуатаційних витрат і інвестицій, які при міні-ТЕС в 5–8 разів більше, ніж для котельних і факельних установок, ефективність когенерації знижується.

Інвестування коштів у проекти спільного впровадження повинно відбуватися за такою схемою: інвестор вкладає засоби в модернізацію або заміну устаткування для видобування і утилізації метану з шахти; з метану отримується електрична і теплова енергія; отримана енергія реалізується шахті для задоволення її потреб; одиниці скорочення викидів продають-

ся згідно з механізмами Кіотського протоколу; дохід розподіляється відповідно до укладених договорів.

1. *Щехурдин В.К., Несмотряев В.И., Федоренко П.И.* Горное дело. – М.: Недра, 1987. – 440 с.
2. *Булат А.Ф., Чемерис И.Ф.* Перспективы создания энергетических комплексов на базе угледобывающих предприятий // Уголь Украины. – 2006. – №2. – С. 3–6.
3. *Гомель И.И., Рябич О.Н.* Особенности реализации проектов современного осуществления в угольной промышленности // Геотехнологии та управління виробництвом ХХІ сторіччя: монографія за заг. ред. О.В. Мартякової. – Донецьк: Вид-во ДонНТУ, 2006. – Т. 2. – С. 73–79.
4. *Логачова Л.М.* Використання механізмів Кіотського протоколу для реалізації проектів утилізації метану // Геотехнології та управління виробництвом ХХІ сторіччя: монографія за заг. ред. О.В. Мартякової. – Донецьк: Вид-во ДонНТУ, 2006. – Т. 2. – С. 50–55.
5. *Техніко-економічне обґрунтування для Програми утилізації шахтного метану в Луганській області шляхом застосування механізмів Кіотського Протоколу.* – Луганськ, 2008. – 393 с.
6. *Буцук Ю.В.* Обобщение материалов по техногенному воздействию угольных шахт на геолого-экологическую обстановку в Украинской части Донбасса // Геопрогноз. – 1993. – 256 с.
7. *Исследования, разработка технологии и промышленное использование метана углегазовых месторождений Донбасса / В.В. Пудак, В.В. Конарев, А.Д. Алексеев и др.* // Уголь Украины. – 1996. – № 10-11. – С. 68–71.

Надійшла до редколегії: 05.09.2011