

ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ЕНЕРГЕТИКИ ТА ЗАХИСТ ДОВКІЛЛЯ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2019, 3(58): 60–66
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.060>

УДК 658.012.32:504

М.О. ПЕРОВ, канд. техн. наук, ORCID 0000-0002-0654-5648

В.М. МАКАРОВ, канд. техн. наук, ORCID 0000-0003-1068-5923

І.Ю. НОВИЦЬКИЙ, канд. техн. наук, ORCID 0000-0002-3304-7492

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

УТИЛІЗАЦІЯ ТА НАПРЯМИ ВИКОРИСТАННЯ МЕТАНУ НА ШАХТАХ УКРАЇНИ

Проаналізовано стан і проблеми утилізації метану на шахтах України та визначено напрямки його використання в економіці. Обґрунтовано доцільність застосування способів скорочення емісії шахтного метану за пріоритетними технологіями їх використання.

К л ю ч о в і с л о в а: вугільна промисловість, шахтний метан, дегазація, утилізація, парниковий ефект.

Видобуток та використання метану вугільних родовищ є на даний час одним з актуальних питань для України. Вирішення цього питання дозволить, з одного боку, забезпечити країну цим найціннішим енергоносієм, з іншого – дегазація призведе до збільшення безпеки розробки вугільних родовищ та зменшення шкідливого впливу метану як парникового газу на довкілля [1–3].

За запасами метану Україна входить в першу п'ятірку країн у світі. Але поки його видобуток і утилізація залишаються лише побічною діяльністю вугільних шахт, метан ніколи не буде грати помітну роль в національному енергетичному балансі. Для вирішення цієї проблеми необхідне створення окремої метановидобувної галузі.

З середини 2009 р. в Україні набув чинності Закон «Про газ (метан) вугільних родовищ», який на період до 2020 р. звільняє від оподаткування прибуток підприємств, отриманий від діяльності по видобутку і використанню цього газу.

Достовірних даних про запаси метану в надрах України немає, оскільки розрахунок зроблено по щільності ресурсу і оконтуреній площі родовищ. Крім того, розвідувальне буріння в ряді випадків проводилось не на повну глибину. За даними Державного комітету України по геології і використанню надр, ресурси шахтного метану, розраховані по шахтних полях і ділянках, що під-

лягають дегазації, тобто тих, які виділяють більше 10 м³/год метану на 1 т гірської маси, в 1988 р. становили 1083 млрд м³ (в робочих вугільних пластах – 562 млрд м³, в неробочих – 521 млрд м³). З урахуванням газу, що міститься у вміщуючих породах і скупченнях, загальні запаси шахтного метану на Донбасі оцінювалися в 1,3 трлн м³, з них може бути вилучено 850 млрд м³. Наведені дані найбільш песимістичні, так як, на думку деяких геологів, вони отримані при розвідувальних роботах на вугілля, які виконувалися до глибини 1200 м і лише по деяких районах Донбасу – до 1800 м, тобто в них не враховані запаси у вміщуючих породах. За оптимістичними прогнозами, при виконанні спеціальних розвідувальних робіт на газ до глибин 5000–5500 м встановлені запаси шахтного метану можуть бути значно більшими [4]. За іншими оцінками ресурси метану тільки у вугільних пластах Донбасу загалом можуть перевищувати 4,0 трлн м³ [5], що в 3–3,5 рази більше, ніж доведені запаси природного газу (приблизно 1,14 трлн м³).

До найбільш газоносних відносять пласти, що містять від 8 до 40 м³ метану на 1 т сухої беззолної маси [6].

Метан у вугіллі знаходиться в сорбованому на поверхні вугільних частинок стані, а також у розчиненому в органіці вугільної речовини і вільному стані в транспортних і закритих каналах та порах. Середній вміст газу-метану у вугільних пластах залежно від марки вугілля характеризується на-

© М.О. ПЕРОВ, В.М. МАКАРОВ, І.Ю. НОВИЦЬКИЙ, 2019

ступними даними (в м³ на тону сухої беззольної маси) [7]: довгополуменеве (Д) – 0–5; газове (Г) – 5–15; жирне (Ж) – 10–20; коксівне (К) – 10–25; пісне (П) – 10–30; антрацити (А) – 15–35.

Вміст газу у вугіллі залежить від глибини залягання пластів, ступеня метаморфізму вугілля, умов залягання (структури), багатьох інших чинників. Згідно з рядом досліджень середні значення природної метаноносності вугілля при переході його від довгополуменевого і газового до антрацитів зростають від 8–10 до 30–40 м³/т, а в суперантрацитах різко знижуються до мінімальних значень – 0,3–0,5 м³/т сухої беззольної маси. Газоносність багатьох пластів складає 20–60 м³/т видобутого вугілля і більше.

Зміна метаноносності в окремо взятому пласті із зростанням глибини його залягання характеризується максимальним темпом збільшення в початковій стадії і сповільненим темпом при досягненні глибин 600–1000 м, де газоносність вугілля досягає сорбційної ємності та стабілізується.

Середні значення газоносності вміщуючих порід коливаються в межах від 0,2–0,3 до 1,0–1,5 м³/т порід, а максимальні значення досягають 1,6–3,6 м³/т. Враховуючи велику товщину пластів вміщуючих порід, загальний вміст метану в них може бути доволі значним і являти промисловий інтерес для його видобутку. Вважається встановленим, що до глибин 1200–1300 м природна метаномісткість у вугільних пластах робочої потужності складає 40–50% загального об'єму ресурсів метану, на частку вугільних пластів і пропластків неробочої потужності (менше 0,5 м) припадає 20–30% ресурсу і на частку вміщуючих порід – 30–40%.

Реально ж у країні використовують трохи більше 10% видобутого метану, тобто близько 82 млн м³ на рік (2017 р.) [8], що менше ніж піввідсотка від потреб держави в газі. Для порівняння, в США метанова частка в загальнонаціональному газо-

споживанні досягає 10%, досить високий показник спостерігається в енергетичному балансі таких країн з розвинутою вугільною промисловістю як Канада, Велика Британія, Австралія, Німеччина, Польща [9]. Значної шкоди навколишньому середовищу завдає метан, що викидається в атмосферу вентиляційними і дегазаційними системами шахт, який сприяє створенню парникового ефекту.

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

Дегазація шахтного повітря до 2014 р. провадилась на 92-х видобувних ділянках 44-х шахт України, при цьому навантаження на шахти, що використовують дегазацію, становили близько 100 тис. т/доб. В табл. 1 наведено дані про теперішній стан дегазації найбільш багатогазових (метаноносних) шахт України.

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 таким способом метану складав 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 виробках 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

Таблиця 1. Стан дегазації найбільш багатогазових шахт

Шахти ТОВ «ДТЕК»	Категорія по газу	Багатогазовість абсолютна, м ³ /хв	Об'єм дегазації, м ³ /хв
Тернівська	надкатегорійна	15,32	
Павлоградська	3	14,6	
ім. Героїв космосу	надкатегорійна	65,45	
Благодатна	3	14,38	
Степова	надкатегорійна	99	26,97
Ювілейна	надкатегорійна	53,72	22,8
Дніпровська	надкатегорійна	26,52	
Західно-Донбаська	надкатегорійна	123,6	21,76
ім. Сташкова	3	14,12	
Добропільська	надкатегорійна	32,31	8,91
Алмазна	надкатегорійна	16,71	3,18
Білозірська	надкатегорійна	14,88	1,63

провітрювання шахт, або в складі некондиційних (за існуючими нормативами менше 25% метану) метаноповітряних сумішей, що видаються системами підземної дегазації.

Скорочення викидів парникових газів і отримання додаткових надходжень завдяки зменшенню обсягів генерації енергії на вугільних ТЕС і ТЕЦ, може відбутися в разі реалізації спільних проектів вилучення метану з вугільних лав та полів.

Метою статті є аналіз можливостей утилізації метану на шахтах України, визначення напрямів його використання в економіці країни та визначення шляхів скорочення емісії шахтного метану за пріоритетними технологіями його утилізації.

В державі за останні роки в зв'язку зі зростаючим дефіцитом енергоресурсів стає все більш гострою необхідність вилучення метану для використання як енергоносія. Однак, незважаючи на значні ресурси метану, промислове вилучення його з використанням традиційних технологій видобутку природного газу пов'язане зі значними труднощами через особливості характеру зв'язку метану з вугільною масою.

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

У світовій практиці найбільш дієвими визнаються три способи утилізації метану: спалювання; очищення; переробка. Україна не є виключенням із загальних тенденцій. Перший спосіб підходить для газу з теплотворною здатністю 11–17 ГДж/1000 м³ та вмістом метану 25–50%. У даному випадку використовують спалювання на факельних установках, газопоршневих установках і в котельнях. До другого способу відносять газ з теплотворною здатністю 17–32 ГДж/1000 м³ та вмістом метану 50–80%. Наразі використовують очистку метану для потреб споживачів, подачу метану в газопровід, побутових потреб, в якості палива для двигунів внутрішнього згорання. Третій спосіб використовують для газу з теплотворною здатністю 32–36 ГДж/1000 м³ та вмістом метану 80–100%. Може також використовуватись подальша переробка метану в метанол для виробництва палива.

У Донбасі каптування шахтного метану з вугільних пластів і вміщуючих їх порід проводиться більше 50 років. Однак повністю розвантажити пласти від шахтного метану через свердловини, пробурені з гірських виробок, не вдається. Більшу частину метану (до 90%) викидають вентиляційні установки шахт у вигляді малоконцентрованої (в середньому близько 0,7%) газоповітряної суміші [10]. Викиди такої кількості вугільного метану

(станом до 2012 р.) за своїм енергетичним потенціалом еквівалентні виробленню 9–10 млрд кВт·год електроенергії на рік, що перевищує витрати електроенергії всіма вугледобувними підприємствами України [2].

Навіть у відносно стабільний період роботи (1991–2004 рр.) на шахтах Донбасу, обладнаних дегазаційними установками, середня ефективність дегазації склала 20,5% при середній відносній багатогазовості 41,2 м³/т. До 2014 р. дебіт і концентрація метану в каптованій дегазаційними установками газоповітряної суміші відповідали вимогам тільки на 17 шахтах. Але і на цих шахтах при середньозваженій багатогазовості 33,4 м³/т середня ефективність дегазації склала лише 37,1% [2].

На 59,6 % виїмкових дільниць ефективність дегазації не перевищує 30%, а концентрація метану в газоповітряної суміші тільки в 17,2% випадків перевищує 40%, необхідних для забезпечення стійкої роботи когенераційних установок, передбаченої регламентом. Низька ефективність дегазаційних систем (поряд з раніше зазначеними природними факторами) може бути обумовлена незадовільним технічним станом дегазаційних систем (негерметичність ущільнень усть свердловин і з'єднань трубопроводів, невелика глибина буріння і т. д.). Середня концентрація метану в дегазаційному трубопроводі залишилася на рівні 25,3%. Ефективність вилучення знизилася до 17%. У той же час на шахтах з високим добовим навантаженням, що забезпечують близько 60% видобутку вугілля в Україні, ефективність дегазації в середньому склала 37,1%, що вище середньої по Донбасу тільки на 6,9% [2].

Розподіл запасів метану в більшості гірничо-промислових районах Донбасу за даними Укрвуглегеології наведено в табл. 2 [9].

Таблиця 2. Розподіл запасів метану

Колектор	Обсяг, млрд м ³	Частка, %
Вуглепородний масив	11860	100
У тому числі:		
вугільні пласти потужністю більше 0,3 м	1460	12,3
вугільні прошарки потужністю менше 0,3 м	–	–
вміщуючі породи	9740	82,1
у водорозчинному стані	460	3,9
вільний газ у геологічних «пастках»	200	1,7

Прогнозні обсяги викидів метану в повітря вугільними шахтами, розташованими на підконтрольних українській владі територіях, на період до 2040 р. наведено в табл. 3.

Таблиця 3. Прогнозні обсяги виділення метану з шахт, розташованих на контрольованих українською владою територіях

Підприємство	Метановість, м ³ /т	Обсяг виділення метану, млн м ³				
		2020 р.	2025 р.	2030 р.	2035 р.	2040 р.
ш. ім. М.С. Сургая	47,5	38,0	54,2	67,7	72,2	72,2
ш/у Південнодонбаське №1	2,0	1,7	1,9	2,1	2,1	2,1
ш. Центральна	25,1	27,6	35,8	42,9	47,7	47,7
ш. Капітальна	20,0	3,0				
ш. Краснолиманська	19,6	27,4	29,8	31,7	33,5	
ш. Курахівська	2,0	0,6	0,9	1,1	1,3	1,3
ш. N 1/3 Новгородівська	12,0	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
ш. Котляревська	20,0	13,6	15,2	16,1	16,1	16,1
ш. Україна	5,0	0,6	3,1	3,3	3,3	3,3
ш. Добропільська	12,4	16,7	21,2	23,6	25,9	25,9
ш. Алмазна	34,8	17,4	33,1	39,7	49,4	49,4
ш. Піонер	18,0	9,9	14,6	17,1	20,5	20,5
ш. Новодонецька	13,5	15,5	19,2	21,8	25,7	25,7
ш. Білицька	13,0	5,2	9,2	14,8	18,5	18,5
ш. Центральна	21,9	4,4	6,2	6,2	6,2	6,2
ш. Північна	43,2	5,4	12,3	12,3	12,3	12,3
ш. Торецька	30,0	3,0	5,7	5,7	5,7	5,7
ПАТ ш/у Покровське	25,7	185,0	185,0	185,0	146,5	
ТДВ ш. Білозірська	35,0	39,9	49,9	59,9	66,5	66,5
ВАТ Краснолиманське	19,6	15,7	15,9	15,9	15,9	
ш. Тошківська	6,1	1,7	2,6	3,5	3,5	3,5
ш. Гірська	50,8	5,1	21,6	29,0	29,0	29,0
ш. Золоте	54,3	5,4	25,8	31,0	31,0	31,0
ш. Карбоніт	31,9	8,9	13,6	18,2	18,2	
ш. Привольнянська	4,8	1,3	2,3	2,7	3,2	3,2
ш. Новодружеська	35,9	12,6	23,9	30,5	30,7	30,7
ш. ім. Д.Ф. Мельникова	18,6	9,3	12,4	14,1	14,1	14,1
ш. Степова	23,7	45,0	45,0	22,5		
ш. Павлоградська	13,2	31,4	31,4	12,5		
ш. Ювілейна	10,7	13,2	14,2	15,2	15,2	15,2
ш. Благодатна	14,0	19,6	20,0	20,0	20,0	20,0
ш. Тернівська	15,0	18,5	18,5			
ш. Самарська	13,7	22,1	22,1	22,1		
ш. Дніпровська	9,8	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
ш. ім. Героїв космосу	18,7	50,5	53,3	53,3	53,3	53,3
ш. Західно-Донбаська	22,1	50,4	50,4	46,2	46,2	46,2
ш. ім. М.І. Сташкова	6,7	10,2	8,3			
ш. Лісова	40,0	8,0	11,4	11,4		
ш. Червоноградська	40,0	12,0	22,8	26,6	30,4	30,4
ш. Степова	40,0	8,0	38,0	49,4	57,0	
ш. Бужанська	2,0	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5
Усього		789,5	976,7	1001,0	947,0	675,9

Найбільший відсоток утилізації газу забезпечувався на шахтах: ім. Засядька (45–55%) та ДВАТ «Шахтоуправління «Донбас» (35%) (знаходяться на тимчасово окупованих територіях), «Краснолиманська» (18–23%).

Слід зазначити, що когенераційна станція на шахті ім. Засядька – перший в Україні проект комплексного використання шахтного метану. Сумарний економічний ефект від реалізації проекту в умовах шахти ім. Засядька – 272,3 млн грн (у цінах 2010 р.).

За діючими нормативами попередню дегазацію доцільно проводити при природній газонасності пластів вугілля шахт більш як 10 м^3 на 1 т сухої беззолної маси, а це приблизно 75% діючих шахт Донбасу.

Утилізація шахтного метану ускладнюється тим, що при його вмісті в метаноповітряній суміші від 5 до 16% ця суміш є вибухонебезпечною. Тому можна використовувати лише суміш з концентрацією метану більш як 30%, або менш як 2,5% (подвійний запас надійності), що спостерігається тільки на 30% шахт, де проводилась дегазація [11].

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 скористатися обома підходами. Технології вилучення шахтного метану включають вертикальні свердловини, пробурені з поверхні, або горизонтальні свердловини, пробурені з середини шахт. В залежності 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.

Зараз каптований метан Донбасу використовується здебільшого на шахтних котельнях для виробництва тепла, хоча й існують набагато більш ефективні способи його застосування. При цьому на шахтних котельнях використовується усього біля 80 млн м^3 газу на рік, а 180 млн м^3 спалюється в факелах [1]. Найефективнішим методом використання газу вугільних пластів є використання його як моторного палива для газотурбінних або газодизельних електроагрегатів з утилізацією тепла. При річному об'ємі каптованого газу більш 600 млн м^3 добовий видобуток метану складає $1600\text{--}1700 \text{ тис. м}^3$, що дозволить забезпечити сумарну електричну потужність силових установок до 260 МВт, теплових установок – 240 Гкал/год.

Для вироблення електроенергії з використанням шахтного газу можливо використовувати ав-

тономні 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/м^3 , шахтного газу – $4000\text{--}6500 \text{ ккал/м}^3$.

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 утилізації некондиційного шахтного метану є розбавлення його до концентрації в суміші 2,5% і пряме спалювання її в спеціально обладнаних топках. Розбавляючим агентом може бути витікаючий шахтний вентиляційний струмінь, що викидається в атмосферу. Факельне спалювання знижує вибухо- 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 складає 500 тис. м^3 з теплотою згорання газу 4250 ккал/м^3 .

Існують теоретичні розробки і експерименти (з невеликим об'ємом газу) з утилізації метану концентрацією 0,8–0,9% (оксидайзери), та концентрацією менше 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.

Не дивлячись на насущну проблему вилучення та утилізації метану з вугільних пластів, на даний час їх дегазація в Донецькому басейні здійснюється недостатньо. Видобуток і використання вугільного метану обумовлені не тільки фільтраційними властивостями вугільних пластів і фізичними властивостями метаноповітряної суміші, але і матеріальними можливостями шахт. Для реалізації проектів спільного впровадження з утилізації метану необхідно залучення інвестиційних коштів. Інвестування коштів може відбуватися по наступній схемі: інвестор вкладає засоби в модернізацію або заміну устаткування для видобування і утилізації метану з шахти; з метану отримується електрична і теплова енергія; отримана енергія реалізу-

Таблиця 4. Способи утилізації метану

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

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

ється шахті для задоволення її потреб; одиниці скорочення викидів продаються згідно механізмам Кіотського протоколу; дохід розподіляється згідно з укладеними договорами.

Останнім часом внаслідок значного зростання вартості електроенергії виросла 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 область 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. Дані установки не тільки покращують екологічну ситуацію, але і сприяють дегазації діючих шахт.

В умовах України можна рекомендувати починати утилізацію метану з екологічних факельних установок і котельні, калориферів, сушарок при збагачувальних фабриках. Дані технології можуть доповнювати одна іншу. З підвищенням надійності каптажу шахтного газу з концентрацією більше 30% вводити в роботу міні-ТЕС.

Використання того чи іншого способу 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. 4) [12].

При значному вмісті метану (більше 80%) в шахтному газі, при безпосередній близькості

ті споживачів або газотранспортної мережі та стабільному високому дебіті, його доцільно продавати населенню для використання в побутових цілях.

За віддаленості споживачів або газотранспортної мережі та стабільному 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 та електроенергію для власного споживання. Якщо і в цьому разі метан повністю не використовується, у разі знаходження в безпосередній близькості електромережі, доцільно виробляти електроенергію на продаж. У разі відсутності в безпосередній близькості електромережі рештку метану необхідно спалювати в факелі.

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

При будь яких дебіті 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

Вилучення метану з вугільних пластів з подальшою утилізацією є позитивним моментом на шляху вирішення екологічних проблем, а саме зниження викидів парникових газів та глобального потепління.

За результатами прогнозування обсягів викидів метану з шахт, розташованих на контрольованій українською владою території, обсяги метану, що виділяється при видобутку вугілля, сягають 790 млн м³ у 2020 р., знаходяться на рівні 950–1000 млн м³ у період 2025–2035 рр., і знижуються до 675 млн м³ у 2040 р.

В умовах України можна рекомендувати, в першу чергу, впроваджувати утилізацію шахтного метану в котельнях, забезпечуючи гарячу воду та опалення у зимовий період. Це дасть можливість скоротити викиди забруднюючих речовин від спалювання твердого палива на 20%.

Використання когенераційної станції є найбільш ефективним способом повної утилізації метану від підземної дегазації і підвищення рівня енергонезалежності вугільного підприємства.

Метан, який неможливо використати в котельні, необхідно спалювати у факелі, що дозволить отримати значний економічний ефект за рахунок зниження платежів екологічного збору. Плата за вуглекислий газ, що утворюється при згоранні метану, становитиме у 5 разів менше значення, ніж при безпосередньому викиді аналогічної його кількості в атмосферу.

За рахунок впровадження дегазаційного обладнання при модернізації шахт можливо досягти скорочення викидів метану до 515 млн м³ у 2020 р., 440 млн м³ у 2025 р., 410 млн м³ у 2030 р., 390 млн м³ у 2035 р. і до 280 млн м³ у 2040 р.

1. Булат А.Ф., Чемерис И.Ф. Перспективы создания энергетических комплексов на базе угледобывающих предприятий. *Уголь Украины*. 2006. № 2. С. 3—6.

2. Майдукова С.С. Трансформування механізмів управління мінерально-енергетичними ресурсами вугільної промисловості: дис. ... канд. екон. наук: 08.00.06. Донецьк, 2013. 212 с.
3. Карп И.Н. Метан угольных пластов. *Экология и ресурсосбережение*. 2005. № 1. С. 5—9.
4. Гомель И.И., Рябич О.Н. Особенности реализации проектов современного осуществления в угольной промышленности. *Геотехнологии та управління виробництвом XXI сторіччя: монографія за заг. ред. О.В. Мартякової*. Донецьк: Вид-во ДонНТУ, 2006. Т. 2. С. 73—79.
5. Мала гірнича енциклопедія. Т. 2. [За ред. В.С. Білецького]. Донецьк: Донбас, 2007. 652 с.
6. Техніко-економічне обґрунтування для Програми утилізації шахтного метану в Луганській області шляхом застосування механізмів Кіотського Протоколу. Луганськ, 2008. 393 с.
7. Бондаренко В.И. и др. Энергетика: история, настоящее и будущее: в 4 т. Т. 1. Карп И.Н. и др. (научн. ред.). Киев, 2005. 304 с. Ukraine. 2019 Common Reporting Format (CRF) Table. URL: <https://unfccc.int/documents/195606> (дата звернення: 17.05.2019).
8. Коровяка Е.А., Манукян Э.С., Василенко Е.А. Перспективы извлечения шахтного метана и его утилизация в условиях шахты «Западно-Донбасская» ОАО «Павлоградуголь». *Научный вестник НГУ*. 2004. № 4. С. 39—43.
9. Майдуков Г.Л. Ресурсный потенциал шахтного метана в энергетике Украины. *Уголь Украины*. 2015. № 10. С. 38—45.
10. Новицький І.Ю., Перов М.О., Макортецький М.М. Оцінка впливу підприємств вугільної промисловості на довкілля. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 1(56). С. 59—63. <https://doi.org/10.15407/pge2019.01.059>.
11. Перов М.О., Макаров В.М., Новицький І.Ю. Проблеми утилізації метану на шахтах України. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. Вип. 4(27). С. 28—34.

Надійшла до редколегії: 25.07.2019