

УДК 622. 23

О.Ф. ЛЯШЕНКО, канд. екон. наук, Д.В. ЛЯШЕНКО (Інститут загальної енергетики НАН України, Київ)

## ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ДОСВІДУ ТА МОЖЛИВОСТЕЙ ВИДОБУТКУ МЕТАНУ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ У РІЗНИХ КРАЇНАХ СВІТУ

Охарактеризовано геологічні умови залягання і розповсюдження метану вугільних родовищ України, проаналізовано можливості та досвід видобутку метану в Україні та інших країнах світу.

У надрах землі метан присутній в багатьох геологічних системах, в тому числі у вугільних родовищах. В останніх метан утворювався в геологічному процесі вуглефікації органічної речовини, що являє собою перетворення рослинних решток на вугілля. Він вміщується у вугільних пластах і породах, що їх оточують, які знаходяться під великим гірничим тиском через вагу залягаючих вище порід. Однією з головних геологічних характеристик колектора метану вугільних родовищ є кількість газу, яку він здатний утримувати (адсорбувати). Можливі випадки, коли кількість метану, яка створилася у процесі вуглефікації, перевищує спроможність вугілля до адсорбції. Тоді значна його кількість проникає до порід, що оточують вугільний пласт, і утримується там.

У вугільних родовищах метан утримується в трьох станах: вільному, сорбованому та розчиненому (у воді). Більша його частина (понад 88%) сорбована вугіллям, зосереджена в пластах і розсіяна в масиві порід; близько 10% знаходиться у вільному стані, заповнюючи пори та тріщини; близько 2% розчинено у воді [1].

Для визначення кількості метану у вугільних родовищах застосовують такі показники:

**Метаноємність** (газоємність) вугілля – максимальна кількість газу, що може бути поглинута (адсорбована, абсорбована, розчинена, знаходиться в газоподібному стані у великих (порівняно з молекулами метану) порожнинах вугілля) одиницею об'єму або маси корисної копалини [2].

**Метаноносність** (газоносність) вугільного пласта – кількість метану, що знаходиться в одиниці маси (або об'єму) корисної копалини у вигляді суми вільного і сорбованого метану. Метаноносність вугілля залежить від ступеня його метаморфізму та геологічної історії. Ступінь метаморфізму фактично визначає глибину процесу вуглефікації, при цьому вугілля з більш високим ступенем метаморфізму (крім суперантрацитів) містить більшу кількість метану, бо має кращі показники адсорбції. Метаноносність також певним

чином залежить від глибини залягання вугільних пластів. З поміж двох пластів одного ступеня метаморфізму глибший пласт, як правило, містить більшу кількість метану. Таким чином, глибокі шахти загалом мають вищі показники виділення цього газу.

**Метанообільність** (газообільність) виробок – кількість метану, що виділяється з масиву гірських порід та з вироблених просторів виробок вугільних шахт в одиницю часу або на тонну видобутого вугілля.

Вивільнення метану може відбуватися внаслідок як гірничих робіт, так і природної ерозії (тобто розтріскування вугілля чи породи). Цей метан виділяється у шахтне повітря, звідки викидається в атмосферу засобами шахтної вентиляції.

Метанообільність виробок залежить від таких параметрів, як метаноносність вугілля, його проникність, швидкість дифузії газу та спосіб видобутку вугілля.

Проникність вугілля та швидкість дифузії визначають, наскільки швидко метан переходить з вугілля до шахтного повітря. Під час відпрацювання вугільного пласта лавою породи покривлі, які розташовані над відробленою частиною пласта, обвалюються, що призводить до створення ділянки з високим ступенем розтріскування, підвищуючи проникність метаноносних порід і полегшуючи вихід метану.

В Україні найбільш метанообільними є родовища Донецького вугільного басейну. В останні роки геологічними службами проведено уточнення ресурсів метану в Донбасі, районування площі за наявністю і поширенням промислових покладів і локальних скупчень метану.

Загальні ресурси метану в Донбасі, за різними оцінками, становлять від 12 до 25 трлн. м<sup>3</sup> [3], з них в інтервалі глибин від 500 до 1800 м – 11,86 трлн. м<sup>3</sup>. Розходження в кількісних показниках пояснюються відсутністю єдиної методики підрахунку ресурсів метану вугільних родовищ.

За даними ВО "Донбасгеологія", розвідані шахтні поля мають запаси метану 645 млрд. м<sup>3</sup>,

у тому числі поля діючих шахт – 293 млрд. м<sup>3</sup> [3]. Тільки на площі гірничих відводів діючих шахт ДП "Донецьквугілля" міститься 26,5 млрд. м<sup>3</sup> метану. Запаси метану на полях окремих шахт коливаються від 0,2 до 4,7 млрд. м<sup>3</sup>. Наприклад, у надрах шахти ім. Скочинського міститься 4,7; шахти ім. Засядька – 3,6; шахти "Південнодонбаська №3" – понад 3,5 млрд. м<sup>3</sup> метану.

Найбільш газообільними є шахти державних підприємств "Донецька вугільна енергетична компанія", "Добропіллявугілля", "Макіїввугілля", "Шахтарантрацит" та "Донбасантрацит", середня газообільність яких відповідно становить 45,8; 49,2; 45,6; 34,1; та 32,7 м<sup>3</sup>/хв. при глибині виробок 1180; 630; 785; 807 та 550 м. Найбільш висока метанообільність шахт є характерною для глибин 800 м і більше (шахти ім. Скочинського, ім. Бажанова, ім. Засядька, ім. Стаханова та ін.) або для глибин 350-500 м, якщо добові навантаження на вибій становлять 700 т/добу і більше (шахти "Краснолиманська", "Добропільська", "Чайкіно" та ін.). Основне газовиділення здійснюється безпосередньо на видобувних ділянках – близько 50-75%, із виробленого простору – 15-40%, із відокремлено провітрюваних тупикових виробок – 5-10%.

За показником метанообільності визначається категорія шахт по метану (табл. 1).

**Таблиця 1.** Розподіл шахт Донбасу за категорією по метану

Категорія шахт по метану	Відносний вміст метану на шахтах м <sup>3</sup> /т на добу	Частка шахт від загальної кількості, %
Негазові	Менше 3,0	10,2
I	До 5	7,8
II	5-10	5,5
III	10-15	6,3
Понадкатегорійні	Більше 15	34,3
Небезпечні через раптові викиди газу		35,9

У Донецькому басейні 70% шахт є понадкатегорійними та небезпечними через раптові викиди газу. Для порівняння, в Росії в Кузнецькому вугільному басейні – 52%, у Печорському – 79%; в Казахстані в Карагандинському басейні – 89% [5].

Для вуглевидобувних підприємств метан становить значну проблему, бо негативно впливає на безпеку праці шахтарів. На шахтах із вмістом метану в шахтному повітрі від 5 до 15% виникає безпосередня загроза вибуху. Згідно з нормами охорони праці, концентрація метану в шахтному

повітрі не повинна перевищувати 2%. Цього досягають вентиляванням підземних виробок значними обсягами повітря та вилученням газу з вугільних пластів (дегазацією). За чинними нормативами, дегазацію доцільно проводити за природної метаноносності шахт понад 10 м<sup>3</sup> на тонну сухої беззолної маси (у Донбасі таких шахт близько 75%).

Відносно термінів ведення гірських робіт із видобутку вугілля дегазація може здійснюватися до початку гірничих робіт (попередня дегазація), під час видобутку вугілля (паралельна дегазація) та після завершення вуглевидобувних робіт. Використовують здебільшого три типи технологій дегазації вугільних родовищ: перший – буріння вертикальних свердловин з поверхні із застосуванням гідророзриву або без нього (за попередньої та паралельної дегазації); другий – буріння підземних горизонтальних свердловин з гірничих виробок та збір і відвід метану газопроводами (за паралельної дегазації); третій – буріння вертикальних свердловин з поверхні у відпрацьований простір після завершення вуглевидобувних робіт [1].

При визначенні типу технології дегазації необхідно брати до уваги низку важливих чинників, а саме:

- потужність та глибину залягання пласта, призначеного для дегазації;
- кількість метану, що міститься у вугіллі;
- кількість пластів, які розроблює шахта;
- ефективність систем вентиляції;
- спосіб видобутку вугілля;
- проникність вугілля;
- потенційну якість газу та можливості його утилізації.

В Україні, попри значні ресурси метану у вугільних родовищах, промисловий видобуток є дуже незначним. Пояснюється це тим, що вилучення метану з використанням традиційних технологій для видобутку природного газу вкрай обмежене через значні труднощі, пов'язані з особливостями характеру зв'язку метану з вугільною речовиною.

Поки що реальні перспективи видобутку метану мають лише ті вугільні родовища, які за геологічною будовою містять структури зі сконцентрованими скупченнями вільних газів, так звані "пастки" (антиклинальні та купольні структури, флексурні складки), які легко піддаються дегазації з вилученням значної кількості метану з використанням технологій, що застосовується для видобутку природного газу. Саме таку геологічну

будову мають вугільні родовища Південного та Західного Донбасу, Червоноармійського, Лисичанського, Міллеровського гірничопромислових районів. Так, на Лаврентіївському родовищі (поле майбутньої шахти Південнодонбаська №12) розвідано і є перспективними для видобутку декілька скупчень вільного газу.

І навпаки, надзвичайно складний характер зв'язку і розподілу метану у вугільних пластах і вміщуючих породах характерний для територій, де розташовано більшість шахт Донецько-Макіївського, Центрального, Алмазно-Мар'ївського і Краснодонського гірничопромислових районів. Перспективи вилучення метану на цих родовищах обмежені через необхідність застосування комплексу багатовитратних спеціальних технологій інтенсифікації виділення метану з гірничого масиву.

В 1990 р. при обсягах видобутку вугілля на шахтах Донбасу 145,2 млн. т виділення метану становило 5,6 млрд. м<sup>3</sup> на рік, у тому числі на шахтах Дніпропетровської області – 0,17; Донецької – 3,66; Луганської – 1,81 млрд м<sup>3</sup> [4]. Дегазація проводилась на 125-и шахтах (48% діючих шахт). При цьому можливе розрахункове вилучення метану дегазаційною системою становило близько 1,5 млрд. м<sup>3</sup> на рік, коефіцієнт дегазації – 27%, але через значні втрати газу з дегазаційних мереж (через погану герметизацію свердловин, трубопроводів) фактичний обсяг каптованого (уловленого) метану становив лише 0,6-0,7 млрд. м<sup>3</sup>. З нього в котельних шахтах було використано лише 0,17 млрд. м<sup>3</sup>, що становить 3% загальних обсягів вилучення метану, або 11,3% каптованого.

В 1997 р. у Донбасі навіть за умови скорочення видобутку вугілля (до 70 млн. т) вилучення метану становило 2,43 млрд. м<sup>3</sup>, у тому числі 1,97 млрд. м<sup>3</sup> вентиляційними установками, решту (0,46 млрд. м<sup>3</sup>) каптовано дегазаційними системами. При цьому було утилізовано лише 0,21 млрд. м<sup>3</sup> (8,4% вилученого, або 45,2% каптованого), причому 0,005 млрд. м<sup>3</sup> було отримано зі свердловин, пробурених з поверхні [4].

Зокрема, на шахтах ВО "Донецьквугілля" за останні десять років виділилось 4,5 млрд. м<sup>3</sup> метану, з них 80% викинуто в атмосферу в складі бідної метаноповітряної суміші системами вентиляції шахт; 18% – каптовано системами підземної дегазації і 2% – вилучено свердловинами, пробуреними з поверхні.

Позитивний досвід видобутку метану отримано на полі шахти "Південнодонбаська" №3, де в

шарі потужного пористого піщанику утримувалося близько 26 млн. м<sup>3</sup> вільного газу з початковим тиском 6800 кПа. Газ видобували через найбільш ефективну свердловину з восьми пробурених із поверхні (максимальна продуктивність становила 25 тис. м<sup>3</sup>/добу) і використовували як паливе для автотранспорту.

Також реалізується проект попередньої дегазації шахтного поля майбутньої шахти "Південнодонбаська" №12, де розвідано декілька скупчень вільного газу. На одному з них (Лаврентіївське) із запасами 26 млн. м<sup>3</sup> вільного газу пробурено дегазаційну свердловину глибиною 1250 м, яка дає 3,6 млн. м<sup>3</sup> метану на рік. На разі готуються до дегазації ще два скупчення вільних газів на шахтах "Південнодонбаська" №4 і №12.

Під час розвідки Томашевського купола трьома свердловинами було розкрито три шари піщанику на глибині 400–530 м, що містять вільний газ під тиском від 730 до 2600 кПа. Метан було видобуто двома свердловинами із середнім добовим дебітом 20 тис. м<sup>3</sup> і використано як паливо для автотранспорту [1].

Перспективними для попередньої дегазації визначено 12 купольних і антиклінальних геологічних структур на семи резервних ділянках Південного Донбасу, де за попередніми розвіданими даними міститься близько 33 млрд. м<sup>3</sup> метану.

З огляду на недостатній вітчизняний досвід дегазації, важливим є вивчення та узагальнення позитивного світового досвіду та співставлення умов видобутку і можливостей використання шахтного метану в Україні з іншими вуглевидобувними країнами. Такі співставлення дають змогу провести спеціальні дослідження з використанням методу аналогій та виконати попередню економічну оцінку ефективності видобутку і використання шахтного метану в господарській діяльності.

Серед вуглевидобувних країн лише в США ведеться широкомасштабний промисловий видобуток метану і лише в цій країні видобуток метану і видобуток вугілля багатовитратним підземним способом є рентабельними. Промислові запаси метану на вугільних родовищах США становлять 9 трлн. м<sup>3</sup>, глибина розробки газоносних вугільних пластів – 400–640 м. За останні 15-20 років шахтний метан посів у цій країні важливе місце в загальному видобутку газу – 39 млрд. м<sup>3</sup> на рік і отримав визнання як цінний енергетичний ресурс, спроможний економічно конкурувати з іншими видами енергоносіїв.

За даними комітету по нагляду за охороною праці Сполучених Штатів, остання велика аварія через вибух метану на вугільних шахтах країни сталася 1978 року. З того часу обов'язковою вимогою щодо умов відпрацювання газоносних запасів вугілля є попередня дегазація шахтних полів. За даними центру альтернативних видів палива, щоб забезпечити повну безпеку праці в шахтах попередня дегазація повинна проводитися не пізніше як за десять років до початку видобутку вугілля – саме такий період може ефективно працювати дегазаційна свердловина.

Якщо в 70-ті роки в США метан видобувався тільки з метою створення безпечних умов праці на вугільних шахтах, то в 90-х роках основну увагу було спрямовано на спеціальний промисловий видобуток його як енергоносія. З цією метою було створено метановидобувну галузь. Почавши з декількох свердловин в 70-ті роки, в середині 80-х років промисловий видобуток метану вели вже 100, а в середині 90-х – 6700 свердловин із подальшим приростом їх кількості до 500 свердловин на рік. Продуктивність однієї свердловини становить від 1,2 до 24,3 млн. м<sup>3</sup>/рік [5].

Найбільший обсяг видобутку метану (близько 23 млрд. м<sup>3</sup>) припадає на басейн Сан-Хуан, де ведеться попередня дегазація шахтних полів, і становить близько 80% загальних обсягів його видобутку в США. Продуктивність однієї свердловини в цьому басейні в середньому сягає 24,3 млн. м<sup>3</sup> на рік.

В Аппалачському басейні та басейні Уорріор, де розташовано більшість вугільних шахт (на сьогодні в США налічується близько 400 шахт), лише 33 шахти застосовують системи паралельної дегазації на додаток до вентиляції. В цих ба-

сейнах спостерігається висока газоносність вугільних пластів (13–16 м<sup>3</sup>/т), що супроводжується частими викидами метану.

Основними результатами дегазації шахтних полів у США стали надійне забезпечення безпечних умов для безперервного видобутку вугілля з застосуванням високопродуктивної техніки, що сприяло збільшенню рентабельності вугільних шахт, створенню умов безпечної розробки найбільш газоносних вугільних пластів за значного скорочення витрат на вентиляційні заходи, одержанню додаткових доходів від продажу метану, запобіганню викидів шкідливих газів в атмосферу і, відповідно, зменшенню відшкодувань за забруднення довкілля [5].

Певний досвід дегазації та утилізації метану є в Карагандинському вугільному басейні Казахстану. Тут успішно реалізуються проекти як паралельної, так і попередньої дегазації, завдяки яким при забезпеченні допустимих норм вмісту метану в шахтній атмосфері підвищився рівень навантаження на очисний вибій (приріст становив близько 50%), видобуто додаткові обсяги вугілля, знижено його собівартість. Як наслідок – ряд високозбиткових шахт, які підлягали закриттю в процесі реструктуризації галузі, підвищили ефективність функціонування.

Основні порівняльні характеристики геологічних умов вугільних родовищ США, Казахстану та України наведено в таблиці 2.

Таким чином, світовий та вітчизняний досвід свідчать про те, що метан вугільних родовищ можливо видобувати і використовувати як високоякісне паливо. В Україні, попри значні запаси метану, промислове вилучення з використанням традиційних технологій, що застосовуються у га-

**Таблиця 2.** Порівняльні дані геологічних умов видобутку метану на вугільних родовищах США, Казахстану та України<sup>1</sup>

	Одиниця виміру	США <sup>2</sup>	Казахстан <sup>3</sup>	Україна <sup>4</sup>
Промислові запаси метану	трлн. м <sup>3</sup>	9,0	2,0	11,86
Глибина розробки газоносних вугільних пластів	м	400-640	300-600	300-1290
Продуктивність однієї свердловини				
<i>попередня дегазація</i>	тис. м <sup>3</sup> /добу млн. м <sup>3</sup> /рік	66,6 24,3	0,6-2,9 0,2-1,1	10-25,9 3,6-9,45
<i>паралельна дегазація</i>	тис. м <sup>3</sup> /добу млн. м <sup>3</sup> /рік	3,0-6,02 1,1-2,2	0,6-11,5 3,1-4,2	0,2-42,8 0,07-15,6

<sup>1</sup> За даними [3-5; 7].

<sup>2</sup> Басейни Сан-Хуан, Уорріор, Аппалачський.

<sup>3</sup> Карагандинський вугільний басейн.

<sup>4</sup> Донбас.

зовидобувній галузі, обмежене через складний характер його зв'язку з вугільною речовиною. Подальші перспективи видобутку пов'язані з ус-

пінністю розробки та впровадження спеціальних технологій вилучення метану вугільних родовищ.

1. Бокій Б.В. Извлечение и использование шахтного метана // Уголь Украины. – 2006. – №5. – С. 3-7.
2. Козловский Е.А. Горная энциклопедия. – 3 том. – Москва. – 1987.
3. Хряпкин С.Г., Голубев А.А. и др. Ресурсы углеводородных газов Донбасса и их промышленное освоение // Экстехнология и ресурсоснабжение. – 1994. – №1.
4. Буцик Ю.В. Обобщение материалов по техническому воздействию угольных шахт на геолого-экологическую обстановку в Украинской части Донбасса // Геопрогноз. – 1993. – Фонды "Геоинформ".
5. Бойер Ч. Промышленная разработка газа метана из угольных пластов // Уголь Украины. – 1999. – №10–11. – С. 72-74.
6. Архитов Н.А., Ельчанинов Е.А., Горбачев Д.Т. Добыча угля и рациональное природопользование. – М.: Недра, 1987. – 285 с.
7. Парамонов В.И. Аппалачский угольный бассейн (США) // Уголь. – 1996. – №8. – С. 76-77.