

СВІТОВИЙ ТА ВІТЧИЗНЯНИЙ ДОСВІД ВИДОБУТКУ МЕТАНУ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ

І. В. Бучинська

кандидат геол. Наук

М. М. Матрофайло

кандидат геол.-мін. наук

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України,
79060, м. Львів, вул. Наукова 3-а

Проаналізовано світовий досвід практичного видобутку метану вугільних пластів в США, Канаді, Англії, Китаї, Австралії, Монголії. Використання метану вугільних родовищ в якості енергетичної корисної копалини в Україні знаходиться на початковій стадії. За обсягами вилучення метанових газів Донбас (в довоєнний період) і Львівсько-Волинський басейни можуть бути джерелом місцевого і частково промислового газопостачання.

Ключові слова: метан, вугільні родовища, видобуток метану, світовий досвід.

WORLD AND DOMESTIC EXPERIENCE OF COALBED METHANE PRODUCTION

I. V. Buchynska

PhD (Geolog)

M. M. Matrofailo

PhD (Geol. & Mineral)

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine,
79060, Lviv, St. Naukova 3-a

The world experience of practical extraction of methane from coal seams in the USA, Canada, England, China, Australia, and Mongolia was analyzed. The use of methane from coal deposits as an energy useful mineral in Ukraine is at an initial stage. According to the volume of methane gas extraction, the Donbas (in the pre-war period) and the Lviv-Volyn basins can be a source of local and partly industrial gas supply.

Key words: methane, coal deposits, methane extraction, world experience.

Розвиток енергозберігаючих технологій у більшості країн супроводжується впровадженням нових альтернативних видів палива. Поклади метану у вугільних пластах відносять до нетрадиційних родовищ природного газу. В Україні розробці таких родовищ приділяється недостатня увага. В багатьох країнах достойно оцінили економічний ефект від освоєння вугільних родовищ з ціллю видобутку газу і активно проводять комплексну експлуатацію

вугільних басейнів. Сьогодні у світовій практиці вугільні родовища розглядають як газувугільні. Метан вугільних родовищ оцінюють не лише як супутню корисну копалину, яка міститься у вугільних пластах і вмісних породах, але й як самостійну, видобування якої можливе в економічно доцільних об'ємах за умови застосування гідравлічного розриву пласта.

За попередніми оцінками світові ресурси вугільних газів становлять 160 трлн м³ [3]. В праці [6] запаси метану вугільних родовищ оцінені так: Німеччина – 3–4 трлн м³; Велика Британія – 1,9–2,8 трлн м³; Австралія – 6,0 трлн м³; Польщі 1,6–2,0 трлн м³; Китай– 25–30 трлн м³; США– 8,5–14 трлн м³.

На метан вугільних родовищ як самостійну корисну копалину за кордоном звернули увагу після нафтової кризи 1973 року. З розвитком технологій видобуток вугільного газу-метану стає економічно доцільним. Актуальність видобутку шахтних газів базується також на сукупності вирішення екологічних задач та проблем безпечної підземної розробки вугільних родовищ. Метан, який викидається в атмосферу, підсилює парниковий ефект. Шахтний метан значно погіршує умови праці на шахтах та призводить до газодинамічних явищ, які можуть бути причиною значних людських жертв [2].

Лідерство світового досвіду видобутку метану вугільних пластів належить США. Активне видобування шахтного метану в країні почалось після ухвалення у 1980 закону про альтернативні види палива, яким надавалася податкова знижка (tax credit), що дорівнює приблизно \$15–20 на умовну тонну видобутого або використаного нетрадиційного газу. Сьогодні широко ведуться роботи з використання метану як у процесі видобутку вугілля в шахтах, так і на розвіданих вугільних родовищах. Метан вугільних родовищ на 35–40 % дорожчий за природний газ, однак з урахуванням знижок та організаційно-виробничих заходів, передбачених спеціальним законодавством у США видобуток метану з вугільних пластів є цілком рентабельним.

В 80-х роках минулого століття розпочалося буріння свердловин з метою вилучення газу у вугільних басейнах Сан-Хуан (шт. Колорадо) і Блек-Уорриор (шт. Алабама). До 2000 р. доля газу вугільних пластів в сумарних газових запасах США оцінювалася як 0,44 трлн м³ (8,8 %). Станом на сьогодні промисловий видобуток вугільних газів проводиться більш ніж на 10 родовищах [4].

У 2000 р. видобуток метану з вугільних пластів у басейні Сан-Хуан становив 80 % від сумарного обсягу по всіх вугільних пластах США. З головної ділянки Фрютленд в цьому басейні видобуто 0,2 трлн м³ газу. В області Форт-Юніон басейну Паудер-Ривер за період з 1997 по 2000 р. видобуток зріс з 0,4 млрд до 4,1 млрд м³, що склало 10,7 % від обсягу газу, добутого з вугільних пластів у США. У 2001 р. у басейні Паудер-Ривер рівень видобутку досяг 6,9

млрд м³ [7]. Станом на кінець 2000 р. в басейні Паудер-Ривер було пробурено 80000 свердловин відкачування на метан вугільних пластів, з них в експлуатації знаходилося 4800 свердловин [11].

Басейн Блек-Уорриор розташований на південному сході США в північній та центральній частинах штату Алабама та північному сході штату Міссісіпі на площі 46,6 тис. км². У структурно-тектонічному плані басейн є південним краєм вугільного регіону Аппалачі, основні поклади якого знаходяться південніше під Міссісіпським прогином. Вугленосні відклади формації Потсвіл, що є основними в цьому басейні, включають вугільні пласти потужності 0,58–0,97 м, при максимальній товщині до 1,8 м. Зустрічаються серії з 3-4-5 зближених пластів. Сумарна потужність вугільних пластів у басейні Блек-Уорриор – 6–9 м. Вугілля дюрено-кларенове, містить до 80 % вітрена та 20 % фюзена, відповідає стадії коксових (R_o = 1,43). Газоносність вугілля на глибинах до 1200 м досягає 15,6–17,2 м³/т, за максимальними оцінками [13] – 18,7 м³/т. Загальні ресурси метану у басейні Блек-Уорриор оцінюються в 561–566 млрд м³, щільність ресурсів – 98,0 млн м³/км² [12]. Вважається, що за основними геологічними параметрами: складом і ступенем метаморфізму вугілля, потужністю окремих вугільних пластів та їх сумарною газоносністю, глибинами залягання та запасами вуглеводневих газів у вугільних товщах, американський басейн Блек-Уорриор близький Донецькому (за УкрНДМІ НАН України, 2007). За оцінками фахівців, станом на 01.01.2003 р., розвідані запаси газу вугільних пластів США становлять 9,6 % від загальних запасів газу цієї країни [13].

В Канаді в провінції Британська Колумбія протягом найближчих 10 років (станом на 2002 р.) планується реалізувати 10 проектів з експлуатації покладів газу вугільних пластів, що дозволить довести потенційні ресурси до 265 трлн м³, що у 90 разів перевищує рівень поточного видобутку із традиційних покладів [15].

За даними [9] в Англії з 2002 р. ведеться створення нового паливно-енергетичного сектора на базі вилучення газу, що містить метан, із занедбаних вугільних шахт та метану з вугільних пластів зі створенням мережі газопроводів та будівництва малих енергоблоків для виробництва електроенергії. Повідомляється про запуск першої електростанції, яка використовує газ із занедбаної шахти на 5 МВт.

В Китаї ситуація в галузі газовидобування базується на тому, що вугільний газ важливий і економічно доцільний. Адже ресурси п'яти найбільших газових родовищ порівняні з ресурсами метану вугільних родовищ західної частини Китаю [9]. У результаті видобутку вугілля в Китаї викиди метану в атмосферу становлять 6–19 млрд м³ на рік. У 1996 році була заснована Китайська Об'єднана

Корпорація з метану з вугільних пластів (CUCBM). У 2009 р. почалося буріння понад 3600 свердловин для його видобутку. В огляді мінерально-сировинних перспектив Китаю повідомляється, що ресурси супутнього вугільного газу, що залягає до глибини 2000 м, оцінюються в 30–35 млрд м³ [14].

Основні ресурси вугільного метану в Австралії приурочені до вугільних басейнів у Квінсленді та Новому Південному Уельсі. Додатково розглядаються потенційні ресурси на півдні країни. Комерційне видобування вугільного пластового газу розпочалося в Австралії в 1996 р. З 2014 р. вугільний пластовий газ з Квінсленду та Нового Південного Уельсу складав близько 10 % австралійського видобутку газу. Прогнозовані запаси станом на січень 2014 р. становили 33 трильйони кубічних футів (934 млрд м³).

Серед країн, що розвивають видобуток метану вугільних пластів – Монголія. У 2022 р. опубліковані матеріали про буріння шести свердловин Red Lake 1-6. Ці поклади розглядаються як нетрадиційний газовий басейн. Лише по трьох вугільних пластах перспективні ресурси оцінюються в 1 трильйон кубічних футів газу (28,3 млрд. м³) [10].

Україна за ресурсами вугільного метану посідає четверте місце у світі. Наші ресурси оцінюються у 12 трлн м³ метану, що у 3–3,5 рази перевищує запаси природного газу. В Україні щорічно у процесі видобутку вугілля викидається в атмосферу понад 2 млрд м³ метану, а утилізується лише 4 % (приблизно 80 млн м³).

Аналіз діяльності об'єднання «Донецьквугілля» за 2000–2010 р. показав, що з 4,5 млрд м³ метану, що виділився при видобутку вугілля, 80 % викинуто в атмосферу системами вентиляції шахт, 18 % каптовано системами підземної дегазації і 2 % видобуто через свердловини, пробурені з поверхні. Метан, що міститься у вентиляційній суміші, поки що не знайшов застосування в енергетичних цілях. У каптованій метаноповітряній суміші його концентрація досягає в деяких шахтах 60 %, але частіше – нижче 25 %, через що використання такого метану в енергетиці не перевищує 9 % загальної кількості. Збільшення його частки в найближчій перспективі пов'язане з технологіями, що дозволяють одержувати газ з великою концентрацією метану [1].

В Україні прийнято закон «Про газ (метан) вугільних родовищ» [5], який визначає правові, економічні, екологічні та організаційні засади діяльності у сфері геологічного вивчення газу (метану) вугільних родовищ, у тому числі дослідно-промислової розробки, видобування і вилучення його під час дегазації та подальшого використання як енергетичного ресурсу.

Використання метану вугільних родовищ в якості енергетичної корисної копалини в Україні знаходиться на початковій стадії. Єдиним реальним

джерелом видобутку шахтного метану в Україні є дегазаційні системи діючих шахт [4]. На шахтах України застосовуються практично всі способи дегазації, відомі у світовій практиці. Під час дегазації застосовують: підземну дегазацію вугільних пластів та пластів-супутників, газонасичених пісковиків; випереджувальне буріння підземних та поверхневих дегазаційних свердловин в зонах дроблення та підвищеної тріщинуватості диз'юнктивних та плікативних порушень; вилучення газу за допомогою свердловин, які пробурені з поверхні в піддроблювану очисними виробками газонасичену вугленосну товщу [1, 4]. З геологічної точки зору, з огляду на газонасиченість вугленосної товщі, перспективи самостійного промислового видобутку метану газовугільних родовищ Донбасу та ЛВБ вельми реальні, проте зазначені роботи дуже високозатратні. Більш реальною альтернативою є видобуток метану методами шахтної дегазації.

У Донецькому басейні станом на 2007 рік дегазація шахтних виробок і каптування метану велося на 13 шахтах в Луганській області і 26 в Донецькій. Вентиляційними системами з шахт в Луганській області вилучено у 2007 р. 201,7 млн м³ газу, дегазаційними – 79,3 млн м³, Донецькій – відповідно 692,4 та 215,9 млн м³/рік. Загалом по Донбасу за рік вилучається близько 1,2 млрд м³ газу-метану, в тому числі 0,9 млрд м³ – вентиляцією та близько 0,3 млрд м³ – дегазацією.

У Львівсько-Волинському басейні цілеспрямованого добування вугільних газів також не має. На низці ділянок деяких шахт здійснювалася супутня підземна дегазація вугленосних відкладів. Так, на полі шахти «Відродження» (ВМ № 4), було пробурено 70 підземних дегазаційних свердловин (відстань між ними від 10 до 40 м). Проте ефективність їх виявилася слабкою. При видобутку вугілля середньодобове виділення метану становило 43,6 тис. м³, тоді як дегазаційними свердловинами каптувалися всього 4,6 тис. м³, тобто ефективність становила лише 10,7 %. При цьому вміст метану в газоповітряній дегазаційній суміші складав всього 12 %.

Більш ефективними виявилися результати дегазації на шахті «Степовій» (ВМ № 10), де відстань між дегазаційними свердловинами було скорочено до 8-20 м. При цьому вентиляційною системою витягувалося на добу 17,5 тис. м³ (6,4 млн м³/рік), а дегазацією – 9,6 тис. м³/добу (3,5 млн м³/рік), тобто ефективність дегазації становила 54,8 % при концентрації метану в дегазаційній системі 29 %, що на 4 % перевищує межу, регламентовану правилами техніки безпеки, і робить суміш придатною для використання.

Висновок.

За обсягами вилучення метанових газів Донбас (в довоєнний період) і Львівсько-Волинський басейни можуть бути джерелом місцевого і частково

промислового газопостачання. Розроблені технології дозволять досягнути підвищення безпеки праці при видобутку вугілля; поліпшення екології навколишнього середовища; використання додаткового дешевого енергоносія – метану; підвищення ефективності вуглевидобувного виробництва.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Білецький В. С., Ткаченко М. В. Газы вугільних родовищ. *Матеріали науково–практичної конференції "Питання пошуків, розвідки та екологічних аспектів видобування вуглеводнів з ущільнених колекторів, газосланцевих товщ та вуглевміщуючих пластів"*, м. Київ, 3–4 червня 2015 р. К.: 2015. С. 77–83.
2. Вергельська Н., Вергельська В. Регіональні та локальні системи поширення газу–метану у вуглепородних масивах Донецького басейну. *Гірнича геологія та геоecологія*. 2023. № 1(6). С. 18–34. DOI:[https://doi.org/10.59911/mgg.2786-7994.2023.1\(6\).287847](https://doi.org/10.59911/mgg.2786-7994.2023.1(6).287847).
3. Газоносність і ресурси метану вугільних басейнів України. Під ред. А.В. Анциферова. УкрНДМІ НАН України. Вид–во Вебер. Донецьк, 2010. Т. 2. 478 с.
4. Екологічні аспекти геологічного вивчення та використання газу (метану) вугільних родовищ (ГМВР). Рудько Г. І., Ловинюков В. І., Бала В. В. *Геотехническая механика*. 2010. Вип. 87. С. 41–45.
5. Закон України Про газ (метан) вугільних родовищ. *Відомості Верховної Ради України (ВВР)*, 2009, № 40, ст.578. [Електронний ресурс]: [Веб–сайт]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/1392-17#Text> (дата звернення 26.10.2023).
6. Саранчук В. І., Ілляшов М. О. та інші. Основи хімії і фізики горючих копалин. Донецьк: Східний видавничий дім, 2008. 600 с.
7. Ayers Walter B. (Jr) Coalbed gas systems, resources, and production and a review of contrasting cases from the San Juan and Powder River basins. *AAPG Bull.* 2002. 86. No 11. P. 1853 – 1890.
8. Dai Jin–xing, Qin Sheng–fei, Xia Xin–yu Coal–generated gas resources and large gas fields in the western part of China. *Bull. Mineral. Petrol. and Geochem.* 2002. 21. No 1. P. 12–21.
9. Garratt John. Breathing new Life. *World Coal.* 2001. 10. No 3. P. 55–56.
10. Jessica Casey. Jade Gas Holdings provides TTCBM update. March 2022 [Електронний ресурс]: [Веб–сайт]. [www.worldcoal](http://www.worldcoal.com) – Режим доступу: <https://www.worldcoal.com/cbm/18032022/jade-gas-holdings-provides-ttcbm-update> (дата звернення 27.10.2023).
11. Lyman R. M., De Bruin R. H., Harris R. E., Hausel W. D. Wyoming Mining Industry in 2000. *Wyoming Mining Eng. (USA)*. 2001. 53. No 5. P. 104–108.
12. Mills R. A., Stevenson J. W. History of Methane Drainage at Jim Walter Resources. *Inc. Coalbed Methane Symposium*. Tuscaloosa: 1991. P. 143–152.
13. Radler Marilyn Worldwide reserves increase as production holds steady. *Oil and Gas J.* 2002. 100. No 52. P. 113–144.
14. Tapping mineral resources potentials on land Mineral Facts of China. *Beijing: Sci. Press.* 2002. P. 122–124.
15. The next big gas source. *Petrol. Econ.* 2002. 69. No 3. P. 32.