

<https://doi.org/10.15407/ggcm2025.197-198.043>

УДК 553.94/662.324

**Ірина БУЧИНСЬКА, Олег ГВОЗДЕВИЧ,
Мирослав ПОДОЛЬСЬКИЙ, Леся КУЛЬЧИЦЬКА-ЖИГАЙЛО**

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Україна,
e-mail: ibuchynska@ukr.net

**ВИЛУЧЕННЯ ТА ІННОВАЦІЙНЕ ВИКОРИСТАННЯ МЕТАНУ
З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ
ЛЬВІВСЬКО-ВОЛИНСЬКОГО КАМ'ЯНОВУГІЛЬНОГО БАСЕЙНУ**

Європейський курс на декарбонізацію економіки та енергетичних систем безпосередньо пов'язаний зі скороченням видобутку та використання викопного палива. Для України масштабна реструктуризація вугільної галузі, модернізація гірничодобувних регіонів та теплової енергетики є пріоритетними завданнями. З одного боку, необхідно суттєво зменшити негативний вплив видобутку і використання викопного палива на довкілля, а з іншого – маємо забезпечити ефективне залучення потенціалу гірничопромислових систем до сталого розвитку територій, зокрема шляхом впровадження сучасних інноваційних способів використання наявних геологічних об'єктів та мінеральних ресурсів.

На прикладі вуглепородного масиву Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну проведено геологічний аналіз формування пасток метановмісного вугільного газу та показано залежність обсягів його виділення від метаносності вугільних покладів; для вилучення метаногазової суміші з вуглепородного масиву запропоновано технологічну схему, яка характеризується тим, що в ньому покроково виділяють підземний блок, на який з поверхні пробурюють газовидобувні свердловини і відбирають вугільний газ, відтак виокремлюють суміжний підземний блок, добувають додаткові газовидобувні свердловини і відбирають вугільний газ із суміжного блоку, повторюючи виокремлення блоку і відбір газу, забезпечують видобуток метаногазової суміші з усього вуглепородного масиву. Розроблено схему інноваційного комплексу, який використовує метаногазову суміш вуглепородного масиву для одночасного отримання водню, аміаку та метанолу. Такі комплекси можна рекомендувати для сталого розвитку територій гірничодобувних підприємств.

Ключові слова: вугільний метан, вуглепородний масив, Львівсько-Волинський басейн, видобування газу, отримання водню, аміаку, метанолу.

Вступ. Сучасна світова енергетична та кліматична політика вимагає ґрунтовної трансформації гірничопромислових регіонів. Європейський курс на декарбонізацію економіки та енергетичних систем безпосередньо пов'язаний

© Ірина Бучинська, Олег Гвоздевич, Мирослав Подольський,
Леся Кульчицька-Жигайло, 2025

ISSN 0869-0774. Геологія і геохімія горючих копалин. 2025. № 1–2 (197–198)

зі скороченням обсягів видобутку та використання вугілля (Рудько & Яковлєв, 2020; Рудько та ін., 2019). Для країн, які взяли на себе зобов'язання досягнути вуглецевої нейтральності (серед них і Україна), масштабна реструктуризація вугільної галузі, модернізація гірничодобувних регіонів та теплової енергетики є пріоритетними завданнями. З одного боку, необхідно кардинально зменшити негативний вплив добування і використання викопного палива на довкілля, а з іншого – забезпечити ефективне використання потенціалу гірничопромислових систем та сталий розвиток територій, зокрема шляхом впровадження сучасних інноваційних способів використання наявних мінеральних ресурсів.

Нині вуглевидобувні басейни перебувають на такому етапі розвитку, коли обсяги видобутку вугілля зменшуються і значна кількість шахт поступово припиняє розробку запасів вугілля (згодом такі шахти буде ліквідовано). Це призвело до істотної зміни усталених природно-техногенних умов, що сформувалися в межах басейнів унаслідок впливу розробки вугільних покладів на наземні та підземні складові природного середовища (Єрмаков та ін., 2020).

Для вугільних гірничодобувних регіонів настає новий етап функціонування, спрямований на компенсацію негативного впливу на природне середовище та запровадження інших видів економічної діяльності (Рудько та ін., 2019). До прикладу, якщо вугілля видобували шахтним розкриттям покладів, то стадія «постмайнінгу» (після завершення розробки корисних копалин) є тривалою та вартісною в гірничовидобувному циклі і повинна охоплювати не лише вирішення екологічних проблем територій, але й декілька важливих напрямів, зокрема, окреслювати нові інноваційні шляхи використання відпрацьованих виробок, переорієнтацію наземної шахтної інфраструктури або створення нових виробництв і технологічних рішень, запровадження ефективних енергетичних комплексів на основі нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії тощо.

Відомо, що поклади вугілля, які не розроблялися шахтним способом або залишалися після припинення видобутку, часто містять метаноносні вуглепородні масиви, раніше незадіяні для отримання цінної сировини – метановмісного вугільного газу – через недосконалі системи дегазації (Наумко та ін., 2015). Вилучення вугільного газу дає змогу досягти одночасно двох позитивних ефектів: екологічного – запобігання викидам в атмосферу парникових газів, і економічного – загосподарювання цінної сировини.

Системним розробкам інноваційного використання геологічних об'єктів під час трансформації гірничопромислових районів, зокрема створенню систем для вилучення вугільного газу-метану та його інноваційного використання, приділялася недостатня увага.

Постановка проблеми. Ресурси метану вугільних родовищ пов'язані з вуглевмісними гірськими комплексами. Під час відпрацювання вугільних родовищ частина метану вуглепородного масиву (вугільні пласти, пропластки, вмісні породи) через зрушення гірських порід виходить на земну поверхню і у відпрацьований простір шахт. Проте у вуглепородному масиві залишається значна частина первісних запасів метану, формуючи своєрідні техногенні колектори, які фільтраційними властивостями наближаються до колекторів газових родовищ. Унаслідок цього утворюються відповідні техногенні

геологічні об'єкти, які є перспективними для видобутку шахтного метану. При трансформації гірничопромислових регіонів вагоме значення має вилучення метану вуглепородних масивів та його інноваційне використання за сучасними технологіями.

Мета статті – на прикладі метаноносного вуглепородного масиву Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну (ЛВБ) дослідити техногенні колектори, запропонувати систему для вилучення вугільного газу та розробити схему інноваційного комплексу для його використання за сучасними технологіями (одночасного отримання водню, аміаку та метанолу).

Аналіз актуальних досліджень. В останні десятиліття видобуток та використання вугільного метану набули енергетичного значення. Лідером у технології розробки вугільного газу є США, де його видобуток становить 10 % від загального обсягу споживання газу. Технологія розвинута також у Великобританії, Канаді, Австралії, Німеччині, Польщі та інших країнах. Досвід робіт з видобутку та утилізації метану із закритих шахт США, Німеччини, Англії та інших країн свідчить про реальну можливість отримання метано-повітряної суміші із вмістом метану понад 50 %, що дає змогу використовувати її для виробництва електроенергії. Енергетичну перспективність реалізації проєктів з утилізації метану закритих шахт або відпрацьованих ділянок діючих шахт підтверджує видобуток шахтного метану із закритої шахти «Хуго» у Німеччині. Глибина ствола шахти 900 м. На поверхню відкачується приблизно 35 млн м³ метано-повітряної суміші з концентрацією метану 50 % і більше. Це забезпечує вироблення 64 млн кВт/год електроенергії на рік. Варто також зазначити, що уряд Німеччини встановив стимули для заохочення діяльності з вилучення шахтного метану (*Про виконання науково-технічного проєкту «Вилучення метану закритих шахт: гірничо-геологічне і технологічне обґрунтування на 2011–2015 рр.»*, 2012; European Association for Coal and Lignite, 2024).

В Україні, з низки причин, метановмісний вугільний газ тривалий час не розглядали як альтернативний енергоресурс на державному рівні. Проте сьогодні видобування та використання метану, здатного замінити імпортований природний газ, розглядають як важливий фактор підвищення рівня енергетичного забезпечення країни. Відомі вітчизняні розробки цієї технології є на достатньо високому рівні і їх можна зіставити зі світовими. Досвід роботи на шахті ім. О. Ф. Засядька показав економічну ефективність, енергетичну перспективність і екологічну доцільність видобутку й утилізації шахтного метану. Отримана від утилізації метано-повітряної суміші електроенергія є рентабельною. Нині, на відміну від вугільних шахт Донбасу, комплексні дослідження на закритих шахтах Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну для пошуку вугільного метану в зонах техногенних змін властивостей відпрацьованого гірничого масиву не проводили.

ЛВБ належить до гірничодобувних регіонів з істотно погіршеним станом довкілля. За даними (Рудько & Яковлев, 2020), це території, де погіршення екопараметрів навколишнього природного середовища має сталий розвиток і на окремих ділянках або об'єктах перевищує нормативи для його складників (геологічного середовища, ґрунтів, поверхневих і підземних вод, повітря, біорізноманіття) у межах зон впливу окремих гірничих підприємств та їхніх

комплексів. З ліквідацією нерентабельних підприємств відбуваються зміни в процесі нагромадження гірничопромислових відходів, а також виникає потреба в пошуку перспектив їхнього використання (Іванов & Ковальчук, 2024).

Виклад основного матеріалу. Вуглевидобувний комплекс ЛВБ зароджувався в контексті економічної політики в 50-х роках минулого століття для створення паливної бази та потреб західних областей України. До складу басейну входять вісім родовищ: Волинське, Забузьке, Сокальське, Бубновське, Буське, Межирічанське, Тягівське, Любельське. У вугленосній формації ЛВБ нараховують приблизно 100 вугільних пластів і прошарків, з яких робочої потужності досягають 47 пластів, а промислове значення мають дев'ятнадцять. Сумарна товщина пластів і прошарків вугілля формації в середньому становить 28,65 м, робочих пластів – 13,54 м (Матрофайло та ін., 2017). Глибина залягання пластів робочої потужності (понад 0,6 м) від 250 до 750 м. За марочним складом вугілля басейну належить до газового (92 %) і жирного (8 %) (Радзивилл, 2007). У басейні більш низькі (порівняно з Донбасом) загальні показники якості вугілля: менша теплотворність і більш висока зольність. Шахтами розробляються шість вугільних пластів (n_7^H , n_7 , n_7^B , n_8 , n_8^B і n_9). Усі вони розташовані в бужанській світі башкирського ярусу середнього карбону.

Структура комплексу вуглевидобутку формувалася понад півстоліття і складається із системи підприємств основного і допоміжного виробництва та суміжного обслуговування. Діючі шахти розташовані на трьох родовищах: Волинському, Забузькому і Межирічанському. Нарощування вуглевидобутку забезпечувало будівництво і введення в дію шахт (працювало 23 шахти, максимальний річний видобуток становив 15,5 млн т). Нині в межах Нововолинського гірничопромислового району (ДП «Волиньвугілля») видобуток ведуть чотири шахти (ліквідовано № 2–8 «Нововолинські» (НВ), а нова шахта № 10 НВ – залишається недобудованою). У межах Червоноградського геолого-промислового району працює вісім шахт (ДП «Львіввугілля»), а також самостійна шахта «Надія». Закрито шахти № 1 «Червоноградська», № 5 «Великомостівська» (ВМ), «Бендюзька», «Візейська» і «Зарічна», а шахти «Великомостівська» і «Надія» планують ліквідувати вже в найближчі роки (працюють до вичерпання запасів).

Газоносність вугленосної товщі ЛВБ та можливості утворення техногенних колекторів вугільних газів. ЛВБ є вугільно-вуглеводневою формацією, родовища, що утворюють басейн, є газувугільними. Комплексний підхід до видобування вугілля з вивченням газоносності вугленосної товщі – один із перспективних напрямів стійкого розвитку вугледобувних регіонів з поступовим переходом від моноцентрованого виробництва до багатопрофільного спрямування (Бучинська та ін., 2023).

Ліквідація вугільних шахт та потреба в енергоносіях – природному газі – поновлюють питання видобування метану закритих шахт чи відпрацьованих горизонтів. Відпрацьований простір діючих шахт є відносно новим техногенним колектором, придатним для накопичення газоподібних вуглеводнів (Вергельська та ін., 2024). Техногенний колектор утворюється внаслідок відпрацювання вугільної лави та посадки її основної покрівлі; система виникає через розущільнення частини вуглепородного масиву над відпрацьованим простором. Зональність техногенної системи формується залежно від ступеня

руйнування порід з утворенням вертикальної та горизонтальної тріщинуватості, що сприяє проникненню газу з нижніх горизонтів і суміжних просторів.

Сучасна газонасність ЛВБ пов'язана з багатьма геологічними чинниками, найважливішими з яких є: ступінь метаморфізму вугілля, характер геологічних структур, наявність ерозійних процесів у вугленосній товщі, інтенсивність і вік розривних тектонічних порушень, потужність і літологічний склад покривних відкладів, а також присутність водоносних горизонтів і умови їхньої циркуляції (Матрофайло та ін., 2024). Найнижча газонасність у межах ЛВБ спостерігається на Волинському родовищі. Для вугільних пластів башкирського ярусу вона змінюється від 0,1–1,0 до 0,2–3,0 м³/т с. б. м. Газонасність серпуховського ярусу також не перевищує 3,0 м³/т с. б. м. На Забузькому родовищі газонасність вугільних пластів серпуховського ярусу становить 0,01–1,4 м³/т с. б. м. Зі збільшенням глибини залягання до 500–650 м у південно-західній частині родовища газонасність зростає до 2–10 м³/т с. б. м., а на окремих ділянках – до 12–17 м³/т с. б. м.

На Межирічанському родовищі газонасність вугільних пластів досягає 3–5 м³/т с. б. м. Зі збільшенням глибини залягання пластів до 500–570 м на заході району цей показник зростає до 5–17 м³/т с. б. м. Тяглівське родовище має найбільшу газонасність у басейні, що досягає 8–31 м³/т с. б. м. на глибині 800–870 м. На Любельському родовищі, у його південній частині, вугленосна товща до вугільного пласта n_7 дегазована і вміст метану в газовій суміші становить 0–0,8 м³/т с. б. м. У північному напрямку газонасність зростає до 5–15 м³/т с. б. м., а в пласті v_6 – до 20 м³/т с. б. м. (Бучинська & Матрофайло, 2024).

Вміст і склад газів у вугленосній товщі залежать від багатьох геологічних чинників, які визначаються умовами седиментації та вуглефікації вугільного масиву, процесами акумуляції і розподілу газів та інтенсивністю процесів підтоку метаморфогенних газів. У ЛВБ, як і в інших кам'яновугільних басейнах, спостерігається збільшення вмісту метану з глибиною. У метановій зоні вміст метану коливається в межах 60–80 % об. і максимально становить 98,8 % об. У газовій суміші трапляються етан (0,05 % об.), пропан та бутан у незначних кількостях, вміст діоксиду вуглецю змінюється в межах 2,5–6,0 % об., а водню – 0,12–1,8 % об. (Бучинська & Явний, 2012; Наумко та ін., 2015).

Геологічними передумовами формування техногенних газових колекторів є умови залягання вугільних пластів Львівсько-Волинського басейну: мала потужність робочих вугільних пластів, їхня невитриманість по площі, зближене залягання робочих вугільних пластів; значна глибина залягання пластів, полого залягання; наявність потужної товщі покривних відкладів; інтенсивна обводненість покривних покладів; значний розвиток малоамплітудної тектоніки, особливо в південно-західній частині басейну; нестійкість і недостатня міцність вуглевмісних порід; висока газонасність вугільних пластів (шахти «Степова», «Лісова», Тяглівське родовище, північна частина Любельської площі) (Євдошук & Лівенцева, 2016).

При проведенні гірничих робіт порушується рівновага системи газ – вміст не середовище, створена попередніми геологічними процесами. У відпрацьованому просторі формується новий газовий колектор, який має більш пористу структуру та більший розмір, ніж потужність вугільного пласта (Вергельська та ін., 2024). Кам'яне вугілля є високоякісним колектором вуглеводневих

газів завдяки властивостям окремих мікрокомпонентів, мікроструктура яких характеризується певною густиною і наявністю великої кількості ультра- і мікропор. Метанові гази у вуглевмісних проникних породах перебувають у вільному і сорбованому стані та в пластових і порових водах у водорозчинному стані.

Породи вугленосних формацій характеризуються двома типами колекторів. Один з них визначається ємністю порового (порово-тріщинного) простору, що наближає їх до колекторів газових родовищ, другий – сорбційною ємністю вуглистих включень у породах. Тому загальна пористість вугленосної товщі визначається сумарною ємністю порового простору і сорбційною здатністю розсіяної вуглефікованої органічної речовини. Основними колекторами вільного газу ЛВБ є пісковики, до яких належать газові скупчення промислового значення і численні мікропоклади вільного газу (Матрофайло та ін., 2024). Відносна газонасиченість цих порід пов'язана з первинними умовами осадоутворення і зменшується від руслових до прибережно-морських пісковиків. За класифікацією порід-колекторів піщані породи басейну можна виокремити у дві групи колекторів: у II групі – нерівномірно (по порах) проникні, у IV групі – змішані (порові і тріщинні). За величиною газопроникності, яка є важливим критерієм для встановлення колекторських властивостей вмісних порід, ці пісковики належать до класу слабо- ($0,001-0,01$ Д) і важкопроникних ($<0,001$ Д) колекторів.

Основна кількість газів у породах і вугіллі відпрацьованого простору надійшла з ціликів поблизу (вугільні пласти, вуглевмісні породи). Сучасна міграція газів у вугільних басейнах є основою для акумуляції газів у відпрацьованому просторі діючих шахт. На думку Вергельської та ін. (2022), формування техногенних колекторів вуглепородних масивів визначається тектонічною будовою масиву, глибиною виробки та літологічними особливостями вмісних порід. Формування та перерозподіл газонасичених зон у вугільних масивах відбувається постійно, що пов'язано із сучасною міграцією газів (флюїдів) розривними порушеннями, як тектонічними, так і сформованими внаслідок проведення гірничодобувних робіт. До прикладу, техногенні системи відпрацьованого простору Межирічанського родовища можуть заповнюватися як під впливом флюїдного потоку в межах Рава-Руського розлому, так і внаслідок діяльності шахти. При відпрацюванні масиву та створенні техногенного колектору газова складова з часом поновлюється і створюються умови для дегазації відпрацьованого простору.

Геолого-промислові показники, які характеризують умови формування техногенних газоносних систем – новоутворених колекторів (Свдошук, 1997), поділяються на загальні (літолого-фаціальні, структурно-тектонічні, геохімічні, гідрогеологічні), необхідні (геологічні умови формування окремих техногенних резервуарів, геолого-економічні умови та геолого-екологічна доцільність видобутку) та достатні (формування техногенних систем за умов сприятливого поєднання літолого-фаціальних, структурно-тектонічних, геохімічних та гідрогеологічних факторів; поєднання відповідності часу формування техногенного газового колектору та акумуляції в ньому вуглеводневих флюїдів; поєднання сприятливих геологічних, екологічних та геолого-економічних умов формування техногенного локального газоносного об'єкта).

Геологічне вивчення метаноносності та проникності порід вуглепородного масиву, його геологічна структура, наявність пасток, пластів колекторів дають основні початкові дані для визначення технологічних показників процесу дегазації та створення систем видобування та використання метану на території конкретних вугільних масивів (підроблених та непідроблених), зокрема закритих шахт.

Технологічна частина. Здійснення комплексу заходів, спрямованих на примусове вилучення газу (метану) з вугільних пластів, вмісних порід та техногенних колекторів, що утворюються у відпрацьованих вуглепородних масивах, стане незабаром актуальним для ЛВБ, шахти якого заплановані до закриття. Тому при дослідно-промисловій розробці технологій дегазації вугільного родовища з метою вилучення з нього газу (метану) важливим є вид (стан) емісії вугільних газів, зокрема («Про газ (метан) вугільних родовищ», 2009):

– *контрольована емісія* газу (метану) вугільних родовищ – виділення газу метану з вугільних родовищ у навколишнє природне середовище внаслідок здійснення господарської діяльності; тут слід приділити увагу розробці способів вилучення метану з техногенних колекторів гірського масиву відпрацьованих ділянок діючих і закритих шахт;

– *неконтрольована емісія* метану вугільних родовищ у навколишнє природне середовище, не пов'язана із здійсненням господарської діяльності.

Слід розрізняти технології видобування метану з нерозвантажених вугільних пластів, враховуючи особливості газоносності відпрацьованого простору діючих та закритих шахт. Відпрацювання вугільних пластів на шахтах утворюють складні різнорівневі системи в породах, які можуть складатися із двох чи більше відпрацьованих горизонтів. Залежно від потужності відпрацьованих вугільних пластів та літологічної характеристики вмісних порід новоутворені техногенні колектори можуть збільшувати вертикальні розміри в середньому в 1,5–2,5 рази порівняно із вугільним пластом, тобто в окремих випадках досягати до 5,0–7,0 м (Вергельська та ін., 2024). При дегазації незадіяних гірничими роботами газонасичених пластів позитивні результати досягаються у випадках їхньої високої природної проникності (від 5 м і вище) та в поєднанні зі способами інтенсифікації припливу газу до дегазаційних свердловин: гідророзрив, гідророзчленування, вібраційний вплив тощо (Софійський и др., 2013; Шашенко & Чередник, 2019). В іншому випадку дегазація не дає бажаного результату.

Отже, за відсутності розвиненої малоамплітудної тріщинуватості та недостатніх колекторських властивостей пласта для покращення ефективності видобутку газів (метану) необхідно змінювати гірничотехнічний стан і властивості вугільного масиву. Це можливо здійснити шляхом технологічної дії на масив для підвищення його газопроникності (Забигайло и др., 1989; Камішан, 2005). Технологічний вплив на вугільний пласт доцільно здійснювати шляхом попереднього гідророзриву пласта (як досвід нафтогазовидобувників), коли через пробурені з поверхні свердловини закачують під тиском рідину. При гідророзриві відстань між свердловинами може досягати до 200 м. При такому способі дегазації відбувається розкриття тріщин, що збільшує газопроникність пласта та його газовіддачу.

Видобуток метановмісної газової суміші з вуглепородного масиву та подача газу на земну поверхню можуть бути реалізовані лише за допомогою мережі сполучених вертикальних та/або з вартісним горизонтальним відхиленням пластових газовидобувних свердловин. Для інтенсифікації виділення метану рекомендують технологію гідророзриву із закачуванням у пластову товщу води, яка містить розклинюючий матеріал, до прикладу, кварцовий пісок. Основна мета запропонованого способу розробки вуглепородного масиву для видобутку метаногазової суміші – збільшити ефективність процесу розробки для видобутку вугільного газу шляхом підвищення направленості основних каналів гідророзриву та газовіддачі в різних інтервалах масиву в напрямку до інших свердловин вибраного підземного блоку, унаслідок чого охопленість товщі процесом дегазації стане більш керованою. Технологічна схема виконання способу розробки вуглепородного масиву для видобутку метаногазової суміші (Гвоздевич, Бучинська та ін., 2025) наведена на рис. 1.

На основі попередніх геолого-пошукових робіт у вуглепородному масиві виокремлюють підземний блок *1* з високою концентрацією метану, до прикладу, з вмістом метану понад 25 % (вимога роботи газопоршневої когенераційної установки), у пластах і прошарках разом з породами їхньої покрівлі та підосви. Це дає змогу використати вугільний газ для отримання електроенергії та теплої води в когенераційній установці. У підземному блоці вуглепородного масиву *1* на поверхні виділяють умовний «квадрат» *2* над товщею *1*

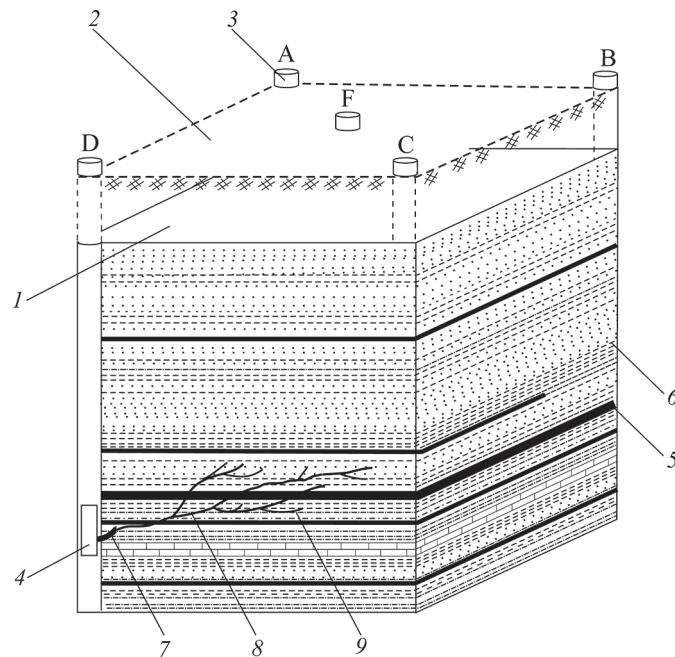


Рис. 1. Технологічна схема виконання способу розробки вуглепородного масиву для видобутку метаногазової суміші (Гвоздевич, Бучинська та ін., 2025):

1 – підземний блок у вуглепородному масиві; *2* – виділений умовний квадрат на поверхні над масивом; *3* – куш дегазаційних свердловин А, В, С, D; F; *4* – свердловинний пристрій; *5* – вугільний пласт; *6* – породи; *7* – напрямний канал для гідророзриву; *8* – канал гідророзриву; *9* – тріщини

і у вершинах «квадрата» 2 по всій висоті вугільного блоку 1 формують з поверхні кущ 3 газовидобувних свердловин (А, В, С, D та в його центрі F), які укріплюють обсадними трубами. На основі геофізичних досліджень про наявні тріщини, пастки, колектори та іншу специфічну геологічну структуру масиву 1, сприятливу для накопичення вугільного газу, визначають інтервали проведення гідророзриву. У свердловину опускають колону насосно-компресорних труб (НКТ), у якій влаштовують модульний гідромонітор – свердловинний пристрій 4 на рівні найнижчого інтервалу для гідророзриву, що відповідає вугільному пласту 5. Пристрій має два модулі, один з яких використовується для прорізки вікна в стінці обсадної колони, а інший призначений для вводу у створене вікно висувного зонду із соплом на кінці для гідроструменевого руйнування вугільного пласта 5 та порід 6 над ним і проходки у вугільній товщі 1 напрямного каналу 7 (Гвоздевич та ін., 2023). Проводять гідророзрив із закріпленням каналу 7 кварцовим піском. Такі напрямні канали 7 дегазації в напрямку інших свердловин 3 створюють назустріч один одному та одночасно (або по чергово) з усіх свердловин А, В, С, D, F куща, починаючи з центральної F, що дає змогу максимально розрихлити вуглепородний масив 1, створюючи канали 8 та тріщини 9. Відомо, що енергія струменя рідини, який з малої відстані під високим тиском витікає із сопла свердловинного пристрою, є достатньою для руйнування твердих порід. До прикладу, при перепаді тиску на сопловому насадку гідромонітора близько 15...40 МПа швидкість струменя води призводить до механічного руйнування (розмивання) гірських порід середньої твердості. При руйнуванні породи зонд із соплом поступово просувається в напрямний канал 7 завдовжки до 10 м. Після проходки каналу 7 гідромонітор 4 виймають, у НКТ встановлюють пакер і здійснюють гідророзрив на вибраному інтервалі дегазації. Через пробурені свердловини (А, В, С, D, F) закачують рідину під тиском. При створенні наступного куща з «квадратним» розміщенням дегазаційних свердловин добурюють по три нові свердловини, включаючи в центрі умовного квадрата.

Запропонований спосіб забезпечує ефективну розробку вуглепородного масиву для видобутку метаногазової суміші з більшим коефіцієнтом газовіддачі та забезпечує зменшення енерговитрат на отримання вугільного газу.

Для утилізації вугільного газу пропонуємо схему комплексу для одночасного отримання водню, аміаку та метанолу (рис. 2). Розглянемо дві можливі реалізації цієї схеми (Гвоздевич, Кульчицька-Жигайло та ін., 2025).

Реалізація 1. Комплекс містить два паралельні потоки реагентів для одночасного отримання водню H_2 , аміаку NH_3 та метанолу CH_3OH із вугільного газу.

Із дегазаційних свердловин, пробурених над вугільним родовищем, видобувають метановмісну газову суміш з концентрацією метану понад 25 % і направляють її в когенераційну газопоршневу установку 1. Когенераційна установка, окрім електричної енергії, яка частково живить комплекс, виробляє низькотемпературну нагріту пару з температурою 160–180 °С, яку по технологічній лінії 2 подають в електролізер 3 зі стеками твердооксидних електролітичних комірок (SOEC) для виробництва водню H_2 . Твердооксидний електролізер, розроблений, до прикладу, компанією DENSO, здатний виробляти «зелений» водень шляхом електролізу пари високої температури,

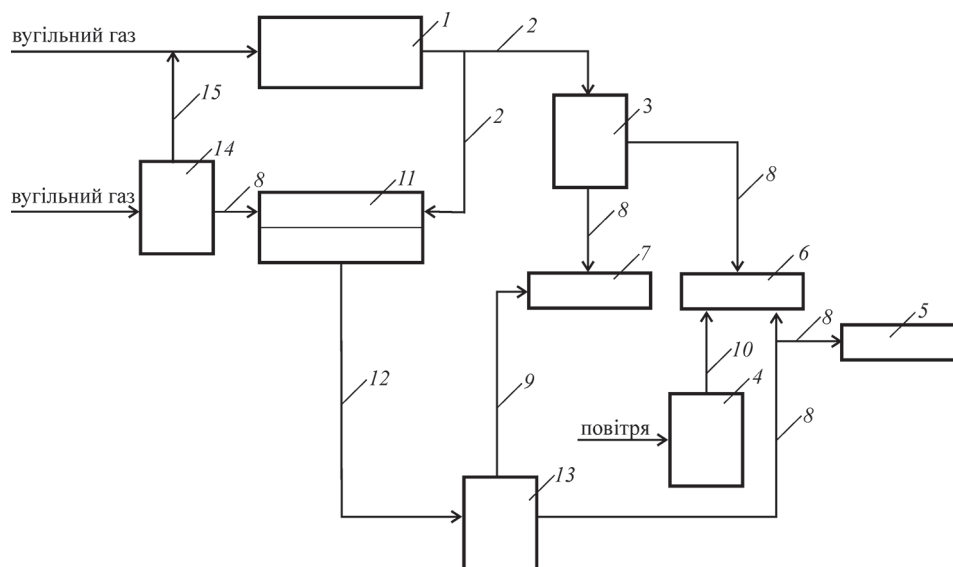


Рис. 2. Схема комплексу для одночасного отримання водню, аміаку та метанолу при утилізації метаногазової суміші (Гвоздевич, Подольський та ін., 2025):

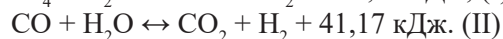
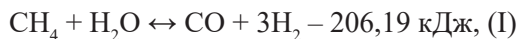
1 – газопоршнева когенераційна установка; 2 – лінія нагрітої пари 3 – електролізер пари для отримання водню; 4 – розділювач повітря; 5 – накопичувач водню H_2 ; 6 – модуль синтезу аміаку; 7 – модуль синтезу метанолу CH_3OH ; 8, 9, 10 – лінії потоків технологічних газів H_2 , CO , N_2 відповідно; 11 – двомодульний реактор конверсії вугільного газу; 12 – лінія синтез-газу $CO + H_2$; 13 – модуль очистки та розділення синтез-газу на CO і H_2 ; 14 – модуль збагачення вугільного газу метаном; 15 – лінія вугільного газу, збагаченого метаном

підтримуючи стабільно високу температуру приблизно $700\text{ }^{\circ}\text{C}$, і містить технології, зокрема, керамічну технологію для ефективного електролізу за високих температур, а також ежекторну систему, що утилізує непрореаговану пару всередині пристрою (*DENSO досліджує технологію твердооксидних електролізерів для виробництва «зеленого» водню*, 2023). Далі водень надходить по лінії 8 у модуль синтезу 6 аміаку. Комплекс містить розділювач повітря 4 для отримання азоту N_2 (технологічна лінія 10), необхідного також для синтезу аміаку. У синтезаторі 6 аміаку зі суміші азоту і водню при каталітичному синтезі отримують аміак за схемою $N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$ (технологія відома як Haber-Bosch process (Haber & Le Rossignol, 1916)).

Одночасно в паралельній лінії процесу у двомодульному реакторі 11 парової конверсії вугільного газу продукують синтез-газ $CO + H_2$ для отримання метанолу в модулі 7 синтезу за схемою $CO + 2H_2 \rightarrow CH_3OH$. Парова конверсія метану та вуглеводнів проходить двома етапами, а саме (Концевой & Концевой, 2021): адіабатичний попередній риформінг за тиску 2,44 МПа та температури $520\text{ }^{\circ}\text{C}$ у реакторі на нікелевому каталізаторі; парова конверсія метану (риформінг) за тиску 2,21 МПа та температури $900\text{ }^{\circ}\text{C}$ (на виході з реакційних труб) у трубчастій печі на нікелевому каталізаторі.

Парову конверсію метану та вищих вуглеводнів (вугільного газу) описують таким рівнянням реакції: $C_nH_m + nH_2O \rightarrow C_n-1H_{2n} + (n+1/2m)H_2 + nCO - Q$, що проходить з високим ступенем конверсії метану в сухому газі 8–10 %,

при цьому конвертуються всі гомологи метану. Отже, каталітична конверсія метану – другий етап конверсії метановмісного вугільного газу – проходить у модулі реактора 11 шахтного типу на нікелевому каталізаторі за оборотними реакціями:



У результаті конверсії метану різними окиснювачами отримують газову суміш, що складається в основному з оксидів карбону, азоту і водню. Технологічна стадія реакції конверсії оксиду карбону (II) водяною парою за реакцією $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2 + 41,17 \text{ кДж}$ широко використовується в промисловості, що стало одним з найбільш важливих методів отримання водню H_2 . Надлишкову кількість водню подають у накопичувач 5.

На виході з реактора 11 парової конверсії отриманий синтез газ $\text{CO} + 3\text{H}_2$ подають по лінії 12 у модуль 13 для очистки та розділення синтез-газу на CO і H_2 . Тоді отриманий CO подають роздільно по технологічній лінії 9 у відповідних пропорціях до водню в модуль 7 синтезу метанолу (MeOH). Одночасно в паралельному потоці необхідний для процесу водень H_2 (лінія 8), який отримали в електролізері 3, направляють також у модуль 7, де за схемою $\text{CO} + 2\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH}$ продукують метанол (див. рис. 2). За необхідності певну кількість водню з модуля 13 подають у модуль 6 синтезу аміаку, крім того, водень, як окремий продукт, накопичують для процесу або направляють іншому споживачеві.

Реалізація 2. Комплекс може містити також біометановий модуль (облаштований замість двомодульного реактора 11 парової конверсії метану або може бути як окремий модуль), у якому залежно від біосировини та технологічних параметрів проходження процесу в метантенку продукують також сировину (CH_4 , H_2 , CO , CO_2) для отримання цільових продуктів: водню H_2 , аміаку NH_3 і метанолу CH_3OH (на рис. 2 не показано), за іншою схемою $\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$. У такому процесі отримують «зелений аміак», «зелений метанол» і «зелений водень», тобто, процес з використанням біосировини за відповідною класифікацією можна вважати низьковуглецевим процесом виробництва чистої енергії.

Висновки.

1. На прикладі вуглепородних масивів Львівсько-Волинського кам'яно-вугільного басейну проведено геологічний аналіз формування метанових пасток та показано залежність обсягів виділення вугільного газу від метаносності вугільних покладів.

2. Для видобутку метаногазової суміші з вуглепородного масиву запропоновано технологічну схему, яка характеризується тим, що в ньому покріково виділяють підземний блок, на який з поверхні пробурюють газовидобувні свердловини і відбирають вугільний газ, на наступному кроці виділяють суміжний підземний блок, добурюють додаткові газовидобувні свердловини і відбирають вугільний газ із суміжного блоку. Повторюючи виділення блоку і відбір газу, забезпечують видобуток метаногазової суміші із всього вуглепородного масиву.

3. Розроблено схему інноваційного комплексу, який використовує метаногазову суміш вуглепородних масивів для одночасного отримання водню,

аміаку та метанолу. Такі комплекси можна рекомендувати для сталого розвитку територій гірничовидобувних підприємств.

- Бучинська, І., & Матрофайло, М. (2024). Газовугільні родовища Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4(195–196), 62–72. <https://doi.org/10.15407/ggcm2024.195-196.062>
- Бучинська, І., Матрофайло, М., & Побережський, А. (2023). Комплексне освоєння супутніх корисних копалин і компонентів вугілля Любельського родовища Львівсько-Волинського басейну. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 2(101), 62–67. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.101.09>
- Бучинська, І., & Явний, П. (2012). Метанодослідність вугленосної товщі Львівсько-Волинського басейну. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4, 17–28.
- Вергельська, Н. В., Вергельська, В. В., & Скопиченко, І. М. (2024). Особливості використання техногенних колекторів вуглепородних масивів Донецького басейну. *Мінеральні ресурси України*, 3, 54–60. <https://doi.org/10.31996/mru.2024.3.54-60>
- Вергельська, Н., Скопиченко, І., & Крошко, Ю. (2022). Геолого-структурні моделі формування та акумуляції газу у техногенних колекторах вуглепородних масивів. *Гірнична геологія та геоекологія*, 2(5), 5–18. [https://doi.org/10.59911/mgg.2786-7994.2022.2\(5\).276072](https://doi.org/10.59911/mgg.2786-7994.2022.2(5).276072)
- Гвоздевич, О. В., Бучинська, І. В., Кульчицька-Жигайло, Л. З., Подольський, М. Р., & Побережський, А. В. (2025). *Спосіб розробки вуглепородного масиву для видобутку метаногазової суміші* (Заявка на винахід (корисну модель) № u202500303). Лист УкрНОІВІ 1703/ЗУ/25. Взято 20.02.2025 з <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1838125/>
- Гвоздевич, О., Кульчицька-Жигайло, Л., & Подольський, М. (2023). Дегазація метановмісних вугільних пластів з використанням свердловинного гідромонітору. *Грааль науки*, 34, 137–143. <https://doi.org/10.36074/grail-of-science.08.12.2023.29>
- Гвоздевич, О. В., Кульчицька-Жигайло, Л. З., Подольський, М. Р., Родін, М. Л., & Харитонов, В. С. (2025). *Енергетичний комплекс для одночасного отримання водню, аміаку та метанолу з використанням геологічних об'єктів* (Заявка на винахід (корисну модель) № u202500607). Лист УкрНОІВІ 2674/ЗУ/25. Взято 20.02.2025 з <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1841854/>
- Євдошук, М. І. (1997). *Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ*. Київ: Наукова думка.
- Євдошук, М. І., & Лівенцева, Г. А. (2016). Геологічні критерії прогнозування газонасності локальних техногенних об'єктів Львівсько-Волинського басейну. *Тектоніка і стратиграфія*, 43, 31–37. <https://doi.org/10.30836/igs.0375-7773.2016.108283>
- Єрмаков, В. М., Клименко, О. О., & Горобей, М. С. (2020). Техногенне забруднення літосфери внаслідок функціонування і закриття вугільних шахт. *Екологічні науки*, 7(34), 12–15. <https://doi.org/10.32846/2306-9716/2021.eco.7-34.2>
- Забигайло, В. Е., Васючков, Ю. Ф., & Репка, В. В. (1989). *Физико-химические методы управления состоянием угольно-породного массива*. Киев: Наукова думка.
- Іванов, Є. А., & Ковальчук, І. П. (2024). Накопичення гірничопромислових відходів у Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейні: сучасний стан, проблеми і перспективи поводження. *Український журнал природничих наук*, 7, 75–84. <https://doi.org/10.32782/naturaljournal.7.2024.8>
- Камишан, В. В. (2005). *Спосіб дегазації вугільних родовищ* (Патент на корисну модель № 11285, Україна, МПК E21F7/00). Бюлетень, 12. Взято 20.02.2025 з <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/294011/>
- Концевой, А. Л., & Концевой, С. А. (2021). *Технологія зв'язаного азоту: курс лекцій* (Електрон. вид.). Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського. <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/0df6ed70-cf17-4420-b8fd-36308e9d1b6c/content>

- Матрофайло, М., Бучинська, І., & Побережський, А. (2017). Розподіл і походження вуглеводневих газів у вугленосних відкладах Львівсько-Волинського кам'яно-вугільного басейну. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4(172–173), 87–105.
- Матрофайло, М. М., Бучинська, І. В., & Побережський, А. В. (2024). Основні геологічні чинники газонасності і видобувний потенціал перспективних ділянок газовугільних родовищ Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну. У *Наукові аспекти збереження та відновлення природних ресурсів в умовах сучасного розвитку суспільства* (с. 534–559). Рига: Baltija Publishing. <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-511-2-21>
- Наумко, І. М., Павлюк, М. І., Сворень, Й. М., & Зубик, М. І. (2015). Метан газовугільних родовищ – потужне додаткове джерело вуглеводнів в Україні. *Вісник НАН України*, 6, 43–54. Взято 14.02.2025 з <https://visnyk-nanu.org.ua/ojs/index.php/v/article/view/1591>
- Про виконання науково-технічного проекту «Вилучення метану закритих шахт: гірничо-геологічне і технологічне обґрунтування на 2011–2015 рр.» (Розпорядження Президії НАН України № 98 від 17.02.2012). (2012). Взято 21.02.2025 з <https://www.old.nas.gov.ua/legaltexts/DocPublic/R-120217-98-0.pdf>
- Про газ (метан) вугільних родовищ (Закон України № 1392-VI). (2009). *Відомості Верховної Ради України*, 40, 578. Взято 26.02.2025 з <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1392-17#Text>
- Радзивилл, А. Я. (Ред.). (2007). *Корреляция карбоновых угленосных формаций Львовско-Волинского и Люблинского бассейнов*. Киев: Варта.
- Рудько, Г. І., Іванов, С. А., & Ковальчук, І. П. (2019). *Гірничопромислові геосистеми Західного регіону України* (Т. 2). Київ; Чернівці: Букрек.
- Рудько, Г. І., & Яковлев, С. О. (2020). Постмайнінг гірничодобувних районів України як новий напрям екологічно безпечного використання мінерально-сировинних ресурсів. *Мінеральні ресурси України*, 3, 37–44. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.3.37-44>
- Софійський, К. К., Силин, Д. П., & Агаев, Р. А. (2013). Комплексное освоение газотугольного месторождения с применением метода гидродинамического воздействия. *Уголь Украины*, 2, 48–51.
- Шашенко, О. М., & Чередник, В. А. (2019). Сучасні уявлення щодо виникнення газових покладів у підроблених вуглепородних масивах. *Гірничий вісник*, 106, 3–8. <https://doi.org/10.31721/2306-5435-2019-1-106-3-9>
- DENSO досліджує технологію твердооксидних електролізерів для виробництва «зеленого» водню. (2023). DENSO AM. Взято 25.02.2025 з <https://www.denso-am.eu/ua/news/denso-explores-solid-oxide-electrolysis-cell-technology-to-produce-green-hydrogen>
- European Association for Coal and Lignite. (2024). *Market Report 2024 no. 1*. Взято 26.02.2025 з https://public.euracoal.eu/download/Public-Archive/Library/Market-Reports/EURACOAL-Market-Report-2024-1_v03-rko.pdf
- Haber, F., & Le Rossignol, R. (1916). Production of ammonia (Patent US № 1202995). <https://patents.google.com/patent/US1202995A/en>

Стаття надійшла:
06.03.2025 р.

**Iryna BUCHYNSKA, Oleg GVOZDEVYCH,
Myroslav PODOLSKY, Lesya KULCHYTSKA-ZHYHAYLO**

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals
of National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, Ukraine,
e-mail: ibuchynska@ukr.net

EXTRACTION AND INNOVATIVE USE OF METHANE FROM COAL DEPOSIT OF THE LVIV-VOLYN COAL BASIN

The European course towards decarbonization of the economy and energy systems is directly related to the reduction of the volume of extraction and use of fossil fuels. For Ukraine, large-scale restructuring of the coal industry, modernization of mining regions and thermal power are priority tasks. On the one hand, it is necessary to radically reduce the negative impact of extraction and use of fossil fuels on the environment, and on the other hand, we must ensure the effective involvement of the potential of mining systems in the sustainable development of territories, in particular by introducing modern innovative methods of using existing geological objects and mineral resources.

In the article, using the example of coal massif of the Lviv-Volyn Coal Basin, a geological analysis of the formation of methane-containing coal gas traps is carried out and the dependence of the volume of coal gas release on the methane content of coal deposits is shown; for the extraction of a methane-gas mixture from a coal massif, a technological scheme is proposed, which is characterized by the fact that it step by step selects an underground block, to which gas production wells are drilled from the surface and coal gas is extracted, in the next step an adjacent underground block is selected, additional gas production wells are drilled and coal gas is extracted from the adjacent block, by repeating the blocks selection and gas extraction methane-gas mixture from all coal massif is removed; the scheme of an innovative complex has been developed that uses a methane-gas mixture of coal massifs to simultaneously produce of hydrogen, ammonia, and methanol, such complexes can be recommended for the sustainable development of mining enterprise territories.

Keywords: coal bed methane, coal massif, Lviv-Volyn Basin, gas extraction, production of hydrogen, ammonia, methanol.