https://doi.org/10.15407/ggcm2024.195-196.062

УДК 553.94/98:553.04

Ірина БУЧИНСЬКА[1], Михайло МАТРОФАЙЛО[2]

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Україна,
e-mail: [1] ibuchynska@ukr.net; [2] mmatrofaylo@gmail.com

ГАЗОВУГІЛЬНІ РОДОВИЩА ЛЬВІВСЬКО-ВОЛИНСЬКОГО КАМ'ЯНОВУГІЛЬНОГО БАСЕЙНУ

Поклади метану у вугільних пластах належать до нетрадиційних родовищ природного газу. У цій роботі узагальнено дані про газоносність газовугільних родовищ Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну; встановлено зміни метаноносності вугленосної товщі по площі басейну та проаналізовано газовугільні родовища. Найнижчу метаноносність на Волинському родовищі мають пласти башкирського ярусу. У пласті b_3 вона не перевищує 0,1–1,0 м^3/т с. б. м., а в пласті b_1 становить 0,2–3,0 м^3/т с. б. м. Метаноносність серпуховського ярусу змінюється від 0,01 до 3,0 м^3/т с. б. м. У північній частині басейну вона становить 0,01–1,4 м^3/т с. б. м., на крайньому північному заході підвищується до 4–8 м^3/т с. б. м.

У північній і північно-східній частинах Забузького родовища метаноносність вугільних пластів серпуховського ярусу становить 0,01–1,4 м^3/т с. б. м. Зі збільшенням глибини залягання до 500–650 м у південно-західній частині родовища зростає до 2–10 м^3/т с. б. м., а на окремих ділянках до 12–17 м^3/т с. б. м.

На Межирічанському родовищі метаноносність пластів n_{11}, n_{12}, а також основних робочих пластів північно-східної частини і вздовж їхнього виходу на поверхню карбону ледве досягає 3–5 м^3/т с. б. м. Характерним для родовища є те, що зі збільшенням глибини залягання пластів від 380–450 м на сході і до 500–570 м на заході метаноносність зростає з 3–8 м^3/т с. б. м. до 5–17 м^3/т с. б. м.

Тяглівське родовище має найбільшу метаноносність у басейні, що досягає 8–31 м^3/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 м^3/т с. б. м. У північному напрямку метаноносність зростає до 5–15 м^3/т с. б. м., а в пласті v_6 – до 20 м^3/т с. б. м. Щоб встановити перспективні площі для промислового видобутку метану із вугільних пластів, необхідно брати до уваги всі геологічні чинники, що впливають на поширення і розподіл вугільних газів. Комплексний підхід із врахуванням газоносності є одним з важливих напрямів стійкого розвитку вугледобувних регіонів, що сприятиме переходу до багатопрофільного використання ресурсів.

Ключові слова: газоносність, вугільний пласт, газовугільне родовище, комплексний підхід, Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн.

© Ірина Бучинська, Михайло Матрофайло, 2024
ISSN 0869-0774. Геологія і геохімія горючих копалин. 2024. № 3–4 (195–196)

Вступ. Розвиток енергозберігаючих технологій у більшості країн супроводжується впровадженням нових альтернативних видів палива. Поклади метану у вугільних пластах належать до нетрадиційних родовищ природного газу. Вугільні гази мають склад, подібний до природного газу, а їхні запаси значно перевершують запаси останнього (Бучинська & Матрофайло, 2021). В Україні розробці таких родовищ приділяють недостатньо уваги. У багатьох країнах належно оцінили економічний ефект від освоєння вугільних родовищ для видобутку метану і активно впроваджують комплексну експлуатацію вугільних басейнів. Вугленосні формації – значні джерела й місця скупчення метану в земній корі. Сьогодні у світовій практиці вугільні родовища розглядають як газовугільні. 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 обсягах за умов застосування гідравлічного розриву пласта (Кравцов, 1980).

В Україні прийнято закон «Про газ (метан) вугільних родовищ» (2009), який обумовлює типізацію вуглегазових ділянок надр, у межах яких здійснюють геологічне вивчення та видобування метану з вугільних родовищ. Згідно із Законом, виокремлюють такі типи вуглегазових ділянок надр: ділянки вугільних родовищ (басейнів), промислову розробку яких не здійснювали, незалежно від їхнього подальшого використання; ділянки шахт, що готуються до експлуатації; ділянки діючих шахт; ділянки відпрацьованих вугільних родовищ.

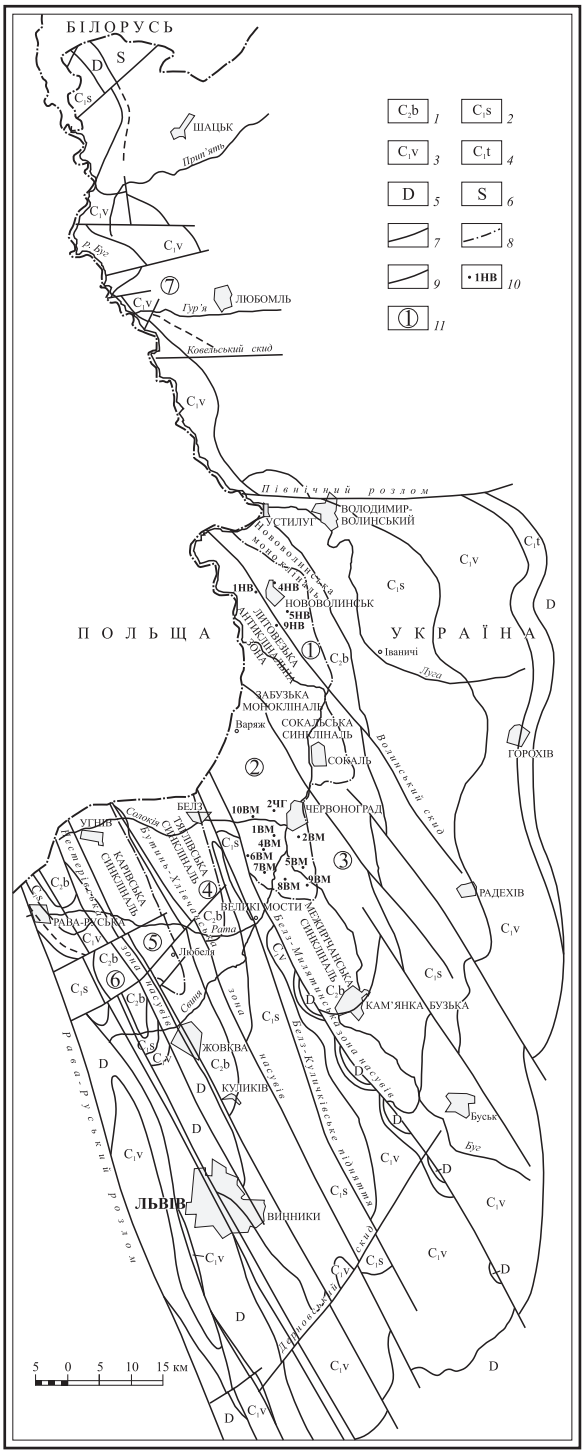
Використання метану вугільних родовищ як енергетичної корисної копалини в Україні перебуває на початковій стадії. Єдиним реальним джерелом видобутку шахтного метану є дегазаційні системи діючих шахт (Павлов, 2005).

Постановка проблеми. Проблема газоносності, природи вугільних газів і закономірності їхнього розподілу у відкладах Львівсько-Волинського басейну (ЛВБ) є однією з найважливіших у вугільній геології України. Досвід багатьох країн свідчить про те, що вугільний метан слід розглядати як альтернативний енергоносій, співмірний з природним газом. Національна енергетична програма України на період до 2030 року (Загальнодержавна програма розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року, 2011) передбачає шляхи попереднього ефективного збагачення країни енергетичними ресурсами шляхом активізації розвитку власного паливно-енергетичного комплексу. У програмі чітко визначено напрямки використання альтернативних видів енергії, зокрема залучення метану з вугільних родовищ до паливно-енергетичного балансу держави. За оцінками ICMG (на 2002 рік), ресурси метану вугільних родовищ України становлять 12 трлн м^3.

Об'єкт дослідження – вугленосні відклади та метан газовугільних родовищ ЛВБ.

Мета роботи – узагальнити дані щодо газоносності газовугільних родовищ Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну та встановити зміни метаноносності вугленосної товщі на його території.

Результати дослідження. Утворення карбону басейну – це площа розвитку вугленосних відкладів із пластами вугілля нижнього (турнейський, візейський та серпуховський яруси) та середнього (башкирський ярус) карбону. До складу басейну входять Волинське, Забузьке, Буське, Межирічанське, Тяглівське, Любельське родовища та Ковельська і Бишківська вугленосні площі (рисунок).



Геолого-структурна карта Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну (Костик та ін., 2016): *1–4* – яруси карбону: *1* – башкирський, *2* – серпуховський, *3* – візейський, *4* – турнейський; *5* – девон; *6* – силур; *7* – границя поширення відкладів карбону; *8* – контур промислової вугленосності ($n_7^н$ – нижній пласт, якій розробляється); *9* – розривні тектонічні порушення; *10* – діючі вугільні шахти; *11* – родовища кам'яного вугілля і вугленосні площі: 1 – Волинське, 2 – Забузьке, 3 – Межирічанське, 4 – Тяглівське, 5 – Любельське, 6 – Бишківська площа, 7 – Ковельська вугленосна площа

Відклади ЛВБ містять близько 99 вугільних пластів і пропластків, товщиною від 0,05 до 2,5 м. Поклади вугілля розподіляються в розрізі всього карбону із збільшенням їхньої кількості від нижніх горизонтів до верхніх. Глибина залягання пластів робочої потужності (понад 0,6 м) варіюється від 250 до 750 метрів. Вугленосні відклади утворюють паралічну нижньо-середньокарбонову вугленосну формацію, яка поділяється на дві частини. Нижня представлена болотно-морською регресивною підформацією, верхню границю якої проводять по покрівлі третього посідонієвого горизонту РІІІ любельської світи, а за його відсутності – по покрівлі вапняку N_4. Вона складається з відкладів візейського, серпуховського ярусів і любельської світи. Верхня частина – алювіально-болотно-озерно-лагунна регресивно-трансгресивна промислово вугленосна підформація складається з порід башкирського ярусу, крім нижньої частини бужанської світи. Найвища частина карбону ЛВБ – башкирського ярусу, відсутня (Вдовенко та ін., 2013; Радзиилл, 2007).

До нижньої вугленосної підформації карбонової вугленосної формації басейну належать пласти v_0^3, v_0^4, v_2, v_4, v_4^3, v_5^4, v_5^6, v_6 і n_0^6, які залягають у метановій газовій зоні. Дослідження природної газоносності вугільних пластів глибоких горизонтів басейну загалом є на початковій стадії. Узагальнення наявних даних показує, що вугільні пласти цієї підформації характеризуються високою природною газоносністю, яка перевищує 30 м^3/т с. б. м. Найбільш вивченим є вугільний пласт v_6, запаси високоякісного вугілля якого за сумою категорій $B+C_1+C_2$ становлять 197,9 млн т. Крім того, пласт v_6 високогазоносний і є основним колектором вуглеводневих газів. Його природна газоносність у басейні змінюється в широких межах: від 2,5 до 30,0 м^3/т с. б. м., а газоносність і вміст метану в газовій зоні закономірно збільшується з північного сходу на південний захід, від Волинського до Любельського родовища. Перспективи сучасної природної газоносності вугільних пластів глибоких горизонтів ЛВБ порівняно з основними промисловими вугільними пластами не менш значні, хоча ступінь їхнього дослідження значно нижчий.

Верхня вугленосна підформація карбонової вугленосної формації ЛВБ охоплює відклади башкирського ярусу (від покрівлі посідонієвого горизонту РІІІ любельської світи, а за його відсутності – від покрівлі вапняку N4). До неї належать основні промислові пласти басейну $n_7^н(n_7)$, $n_7(n_7^1)$, $n_7^в$, n_8, n_8^0, $n_8^в$, n_8^5, n_9, b_1 і b_4. Хоча вони сформувалися в одному геолого-стратиграфічному інтервалі, при аналізі як самих пластів, так і їхньої газоносності слід враховувати особливості формування вугленосної товщі басейну, що зумовлені наявністю двох блоків у його структурі. Вугленосна формація басейну утворювалася на фоні регіонального занурення території в південному і південно-західному напрямках при диференційному переміщенні блоків.

Нові дані розвідувального буріння, будівництво та експлуатація шахт, вдосконалення методів досліджень впливали на зміну уявлення про газоносність відкладів у ЛВБ.

Для узагальнень використовували матеріали геолого-пошукових звітів Львівської геологорозвідувальної експедиції.

За рівнем газоносності вугленосних відкладів у басейні виокремлюють такі родовища: Волинське (Волинський газоносний район), Забузьке, Сокальське, Межирічанське (Червоноградський газоносний), Тяглівське (Великомостівський високогазоносний) та Любельське (Жовківський газоносний район).

У межах Волинського родовища гази вугільних пластів містять найменшу кількість метану. Так, в інтервалі глибин 300–400 м вміст метану коливається від 0,5 до 56 %, на глибинах 400–500 м для пластів n_8, $n_7^в$, n_7 вміст метану зростає 34,1–86 %, а на глибинах понад 500 м досягає 88,3 % (табл. 1). Газоносність вугільних пластів за середніми показниками коливається в межах від 0,6 до 4,2 м^3/т с. б. м. Максимальними значеннями характеризується пласт n_8 шахти 10 НВ (Бучинська & Явний, 2012).

Т а б л и ц я 1. **Вміст метану і газоносність промислових вугільних пластів Нововолинського вуглепромислового району (Бучинська & Явний, 2012)**

Пласт	Шахти			
	1 НВ	5 НВ	9 НВ	10 НВ
Вміст метану, % об.				
n_8	71,0	38,5–45,0 41	9,9–51,2 36,2	9,1–96,5 80,3
$n_7^в$	32,5–74,2 56,5	–	–	–
Газоносність , м^3/т с. б. м				
n_8	3,2	3,8	0,1–1,2 0,6	1,6–6,8 4,2
$n_7^в$	0,3–4,5 2,8	–	–	–

У Червоноградському газоносному районі наші дослідження були зосереджені на полі шахти «Степова» і ділянках № 3, 4 Червоноградські. Найбільш газоносним є поле шахти «Степова». На всіх об'єктах досліджень спостерігається закономірне збільшення кількості газу в глибших шарах стратиграфічного розрізу. Тектонічні порушення впливають на газоносність вугільних пластів неоднаково: іноді збільшують її, а іноді знижують залежно від характеристик розломів (глибини залягання, амплітуди, екранувальних властивостей), що потребує окремого вивчення. Газова суміш вугільних газів представлена метаном, азотом, діоксидом вуглецю, воднем і незначною кількістю етану. Вміст азоту змінюється в межах 2–83 % об., діоксиду вуглецю – 0,2–4 % об. (інколи до 7 %). Загальна газоносність вугільних пластів для поля шахти «Степова» коливається в межах від 1,1 до 11,8 м^3/т с. б. м., для ділянки № 3 Червоноградська – від 0,5 до 15,3 м^3/т с. б. м., ділянки № 4 Червоноградська – від 0,3 до 8,2 м^3/т с. б. м. (табл. 2–4). Вміст метану в газовій суміші змінюється в значному діапазоні – від 20 до 94 % об. Вугільні пласти знаходяться в азотно-метановій (b_1 і b_4) і метановій ($n_7^н(n_7)$, $n_7(n_7^1)$, $n_7^в$, n_8, n_8^0, $n_8^в$, n_8^5, n_9) зонах (Бик та ін., 2009; Бучинська та ін., 2008; Явний та ін., 2008; Buchynska et al., 2008).

Тяглівське родовище має значні запаси якісного вугілля технологічних груп Г і Ж (газове і жирне). Вугілля марки Г усіх пластів придатне до коксування. Промислова вугленосність родовища пов'язана з вугільними пластами v_6, $n_7(n_7^н)$, $n_7^1(n_7)$, $n_7^в$, n_8, $n_8^в$, n_9, b_1 і b_4. Газоносність вугленосної товщі від 10 до 31 м^3/т с. б. м., а вміст метану в газовій суміші в метановій зоні коливається в межах 60–80 % об. і максимально становить 98,8 % об. (табл. 5).

Таблиця 2. **Вміст метану у вугільних пластах поля шахти «Степова» (Бик та ін., 2009)**

Індекс пласта	Природна газоносність, м³/т с. б. м.	Вміст метану в газовій суміші, % об.
b_1	1,8–2,4 2,1	12,4–46,4 29,0
n_{11}	1,05–5,5 3,0	6,2–83,0 59,0
n_9	1,1–6,4 3,3	56,0–91,0 75,0
$n_8^в$	2,0–11,8 6,0	55,4–94,4 76,8
n_8	3,1–9,6 5,9	64,2–92,4 79,3
$n_7^в$	1,7–10,6 6,3	60,8–92,0 81,5
n_7	3,2–11,2 6,7	49,3–91,0 70,5
$n_7^н$	2,5–10,8 6,0	34,0–95,0 80,0

Таблиця 3. **Компонентний склад горючих газів і природна газоносність вугільних пластів ділянки № 3 Червоноградська (Бучинська та ін., 2008)**

Синоніміка вугільного пласта	Метан, % об.	Водень, % об.	Газоносність, м³/т с. б. м.
b_3	1,5–90,5 30	0,1–6,0 1,0	0,2–4,1 2,0
b_1	3,9–85,4 46	0,1–15,4 2,2	0,2–6,4 2,0
n_9	23,7–85,8 58	0,2–9,4 4,0	0,4–19,5 5,0
$n_8^в$	19,2–93,7 79	0,1–5,4 3,0	0,7–14,8 6,0
n_8	22,5–94,9 80	0,1–13,6 3,2	0,7–14,3 6,5
$n_7^в$	17,9–92,3 79	0,2–9,4 3,0	0,8–15,6 7,7
$n_7^н$	22,5–94,9 78	0,1–6,3 1,5	0,8–15,6 8,0

Таблиця 4. **Компонентний склад горючих газів і природна газоносність вугільних пластів ділянки № 4 Червоноградська (Явний та ін., 2008; Buchynska et al., 2008)**

Синоніміка пласта	Метан, об. %	Водень, об. %	Газоносність, м³/т с. б. м.
b_1	0,2–49,5 14,28	0–13,1 4,48	0,03–2,7 0,50
n_{12}	0,22–63,6 28,87	0,4–8,4 2,54	0,003–2,4 0,56
n_8	3,8–88,9 49,51	0–15,5 2,88	0,08–8,2 1,88
n_7	0,7–64,1 51,30	0,2–13,3 2,91	0,06–4,9 1,41

Т а б л и ц я 5. **Природна газоносність та вміст метану в газовій суміші вугільних пластів Тяглівського родовища (Явний та ін., 2009)**

Пласт	Природна газоносність, м³/т с. б. м.	Вміст метану в газовій суміші, % об.
b_4	2,1–10,4 5,85	37,9–90,9 73,65
n_9	3,7–18,0 11,49	59,8–98,6 84,91
$n_8^{в}$	5,2–28,0 14,36	55,8–97,2 88,47
n_8	7,9–24,2 15,46	65,3–96,8 86,38
$n_7^{в}$	5,9–31,8 17,77	61,5–99,0 89,68
n_7^1	6,9–31,0 17,72	64,2–98,0 85,64
n_7	10,2–31,2 18,32	66,9–96,1 87,23
v_6	24,9–31,0 19,84	89,6–98,8 90,95

Верхня межа метанової зони на родовищі встановлена на глибинах 580–630 м на західному крилі Тяглівської синкліналі та на глибинах 540–550 м – на східному. Вміст метану для всіх проаналізованих пластів більший для східного крила, що пояснюється близьким розташуванням Великомостівського газового родовища (Явний та ін., 2009).

Любельське родовище є єдиним у ЛВБ, яке, крім газового і жирного, містить коксівне вугілля. Вугленосна товща налічує чотирнадцять вугільних пластів, що досягають робочої потужності (0,6 м і більше): v_6, n_7, n_7^1, $n_7^{в}$, $n_7^{в\text{-}1}$, $n_7^{в\text{-}2}$, n_8, n_8^0, n_8, n_9, b_1, b_3, b_3^1 (табл. 6). На родовищі виокремлюють дві газові зони. Вугільні пласти n_0^6 *і* v_6 на всій площі родовища залягають у метановій газовій зоні, поверхня якої є на глибинах 830–1130 м. У південній частині родовища (поля шахт Любельські 1 і 2) поверхня метанової газової зони розташована на глибині 830 м, починаючи з вугільного пласта n_0^6. У центральній частині родовища (поле шахти Любельська 3) верхня границя метанових газів розташована безпосередньо під покривними відкладами юри, крейди і заглиблюється зі сходу на захід від глибини 500 до 700 м. Далі на північ (поля шахт Любельські 4 і 5) поверхня метанової газової зони, починаючи з пласта $n_7^{в}$, знову занурюється і на крайньому північному заході родовища досягає глибини 1130 м. Така ундуляція верхньої границі метанових газів пов'язана з будовою Карівської синкліналі. Сучасна природна газоносність вугільних пластів n_7, n_7^1, $n_7^{в\text{-}1}$, $n_7^{в\text{-}2}$, $n_7^{в}$, n_8, n_8^0 і n_9, які залягають у метаново-азотній газовій зоні (вивітрювання), є незначною і змінюється від 0,00 до 2,26 м³/т с. б. м. Вугільні пласти v_6, n_0^6 і n_7, n_7^1, $n_7^{в}$, n_8, n_9, що залягають у метановій газовій зоні, на полях шахт Любельські 1, 2, 3 і 4 характеризуються високою природною газоносністю – від 9,60 до 30,70 м³/т с. б. м. У метановій зоні основним компонентом вугільних газів є метан, вміст якого змінюється від 51,1 до 97,34 % (Бучинська та ін., 2011; Сокоренко та ін., 2011).

Т а б л и ц я 6. **Характеристика газових зон вугленосних відкладів і вугільних пластів Любельського родовища кам'яного вугілля (Сокоренко та ін., 2011)**

Поле шахти	Газова зона	Синоніміка вугільного пласта	Компонентний склад газу, %			Природна газоносність вугільного пласта, $м^3/т$ с. б. м.
			CO_2	CH_4	N_2	
Любельська 1	метаново-азотна	n_7, n^1_7, $n_7^{в\text{-}1}$, $n_7^{в\text{-}2}$, n_8, n_8^0	0,10–5,68	0,00–28,55	61,5–99,7	0,00–1,98
	метанова	n_0^6	0,71–1,40	53,9–93,8	5,64–39,16	12,30–20,57
Любельська 2	метаново-азотна	n_7, n_7^1, $n_7^{в\text{-}1}$, $n_7^в$, n_8, n_8^0, n_9	0,51–16,50	0,25–28,55	63,30–99,32	0,00–1,78
	метанова	n_0^6	0,05–2,10	51,14–92,24	6,77–49,93	4,61–30,70
Любельська 3	метанова	n_7, n_7^1, $n_7^в$, n_8, n_9	0,08–3,64	50,55–97,34	3,82–41,22	9,78–22,48
Любельська 4	метаново-азотна	$n_8^в$, n_9	0,20–0,48	1,65–15,34	71,72–97,02	0,00–0,70
	метанова	$n_7^в$	0,09–0,15	51,5–84,55	39,70–48,50	9,60
Любельська 5	метаново-азотна	$n_7^в$, n_8^0, $n_8^в$, n_9	0,16–0,63	11,97–33,95	52,19 –98,07	0,00–2,26
	метанова	v^6	0,20–0,45	69,05–80,79	19,21–30,95	10,90–20,50

Висновки. Загальна картина зміни метаноносності по площі Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну така:

– найнижчу метаноносність на Волинському родовищі мають пласти башкирського ярусу. Так, по пласту b_3 вона не перевищує 0,1–1,0 м^3/т с. б. м., а по пласту b_1 коливається від 0,2 до 3,0 м^3/т с. б. м. Метаноносність серпуховського ярусу вища і змінюється в широких межах – від 0,01 до 3,0 м^3/т с. б. м. У північній частині басейну, на Волинському родовищі промислові вугільні пласти мають незначну метаноносність 0,01–1,4 м^3/т с. б. м., лише на крайньому північному заході вона підвищується до 4–8 м^3/т с. б. м.;

– у північній і північно-східній частинах Забузького родовища метаноносність вугільних пластів серпуховського ярусу становить 0,01–1,4 м^3/т с. б. м. Зі збільшенням глибини залягання до 500–650 м у південно-західній частині родовища метаноносність підвищується до 2–10 м^3/т с. б. м. і досягає на окремих ділянках 12–17 м^3/т с. б. м.

– на Межирічанському родовищі метаноносність пластів n_{11}, n_{12}, а також основних робочих пластів північно-східної частини і вздовж їхнього виходу на поверхню карбону ледве досягає 3–5 м^3/т с. б. м. Характерним для родовища є те, що зі збільшенням глибини залягання пластів від 380–450 м на сході і до 500–570 м на заході метаноносність зростає з 3–8 до 5–17 м^3/т с. б. м.

– на Тяглівському родовищі метаноносність вугільних пластів досягає свого максимуму і на глибині 800–870 м становить 8–31 м^3/т с. б. 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 м^3/т с. б. м. У північному напрямку на родовищі метаноносність зростає до 5–15 м^3/т с. б. м., а в пласті v_6 – до 20 м^3/т с. б. м. на шахтних полях № 4 і 5.

Щоб встановити перспективність площ для промислового видобутку метану із вугільних пластів, необхідно врахувати всі геологічні чинники, що впливають на поширення і розподіл вугільних газів. За основними критеріями оцінки перспективності площ за різними типами резервуарів *(Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічної оцінки загальних (емісійних) та видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів*, 2008) деякі з ділянок родовищ ЛВБ є придатними для видобування метану. Проєктуючи економічно вигідні технологічні схеми вуглевидобутку, потрібно брати до уваги весь комплекс показників щодо освоєння супутніх корисних копалин. Комплексний підхід до видобування вугілля (Бучинська та ін., 2023) з вивченням газоносності вугленосної товщі. Застосування таких засад – один із перспективних напрямів стійкого розвитку вугледобувних регіонів з поступовим переходом від моноцентрованого виробництва до багатопрофільного спрямування.

Бик, С. І., Бучинська, І. В., Книш, І. Б., & Явний, П. М. (2009). Метаноносність поля шахти «Степова» Львівсько-Волинського басейну. *Геолог України*, *3*, 23–26.

Бучинська, І. В., Книш, І. Б., Круглова, Р. Л., Шевчук, О. М., & Явний, П. М. (2008). Газоносність вугільних пластів ділянки № 3 Червоноградська Львівсько-Волинського басейну. У *Форум гірників – 2008*: матеріали міжнародної конференції (Дніпропетровськ, 13–15 жовтня 2008 р.) (с. 29–33). Дніпропетровськ.

Бучинська, І., & Матрофайло, М. (2021). Перспективи нарощування мінерально-сировинної бази Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну. *Гірнича геологія та геоекологія*, *1*, 5–23. https://doi.org/10.59911/mgg.2786-7994.2020.1.234260

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. В., & Явний, П. М. (2012). Метаноносність вугленосної товщі Львівсько-Волинського басейну. *Геологія і геохімія горючих копалин*, *3–4*, 17–28.

Бучинська, І., Явний, П., Книш, І., & Шевчук, О. (2011). Вугленосність і розподіл вугільних газів у розрізі нижнього карбону Любельського родовища Львівсько-Волинського басейну. *Геологія і геохімія горючих копалин*, *3–4*, 57–67.

Вдовенко, М. В., Полєтаєв, В. І., & Шульга, В. Ф. (2013). Стратиграфія карбону Львівського палеозойського прогину. У *Стратиграфія верхнього протерозою та фанерозою України: Т. 1. Стратиграфія верхнього протерозою, палеозою та мезозою України* (П. Ф. Гожик, ред.) (с. 316–331). Київ: Логос.

Загальнодержавна програма розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року. (2011). *Відомості Верховної Ради України*, *44*, 457. Взято 01.10.2024 з https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3268-17#Text

Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічної оцінки загальних (емісійних) та видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів. (2008). Взято 01.10.2024 з https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0007-09#Text

Костик, І., Матрофайло, М., Лелик, Б., & Король, М. (2016). Вуглеутворення на початковому етапі формування кам'яновугільної формації Львівсько-Волинського басейну. *Науковий вісник Національного гірничого університету*, *1*, 19–31. http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvngu_2016_1_5

Кравцов, А. И. (Ред.). (1980). *Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР: Т. 3. Генезис и закономерности распределения природных газов угольных бассейнов и месторождений СССР*. Москва: Недра.

Павлов, С. Д. (2005). *Пути освоения природных газов угольных месторождений*. Харьков: Колорит.

Про газ (метан) вугільних родовищ (Закон України № 1392-VI). (2009). *Відомості Верховної Ради України*, *40*, 578. Взято 01.10.2024 з https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1392-17#Text

Радзиилл, А. Я. (Ред.). (2007). *Корреляция карбоновых угленосных формаций Львовско-Волынского и Люблинского бассейнов*. Киев: Варта.

Сокоренко, С., Костик, І., & Матрофайло, М. (2011). Особливості сучасної природної газоносності вугільних пластів та вуглевмісних порід Любельського родовища кам'яного вугілля Львівсько-Волинського басейну. *Геолог України*, *2*(34), 81–89.

Явний, П. М., Бик, С. І., Бучинська, І. В., Книш, І. Б., Шевчук, О. М., & Круглова, Р. Л. (2008). Потенціал метану робочих вугільних пластів ділянки № 4 Червоноградська Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну. *Геотехническая механика*, *80*, 172–178.

Явний, П., Книш, І., Бучинська, І., & Бик, С. (2009). Прогноз газоносності вугільних пластів Тяглівського родовища Львівсько-Волинського басейну. *Геологія і геохімія горючих копалин*, *2*, 39–51.

Buchynska, I., Knysh, I., Kruglova, R., Shevchuk, O., & Yavny, P. (2008). Gas potential of coalbeds from the Chervonogradska-4 area of the Lviv-Volyn basin. In *7-th European Coal Conference (Lviv, Ukraine, August 26–29, 2008)* (pp. 23–24). Lviv.

Стаття надійшла:
08.10.2024 р.

Iryna BUCHYNSKA[1], Mykhailo MATROFAILO[2]

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals
of National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, Ukraine,
e-mail: [1] ibuchynska@ukr.net; [2] mmatrofaylo@gmail.com

GAS-COAL FIELDS OF THE LVIV-VOLYN COAL BASIN

Methane deposits in coal beds are related to unconventional deposits of natural gas. The purpose of the work is to generalize data on the gas presence in the gas-coal fields of the Lviv-Volyn Coal Basin; to ascertain alterations of methane presence of the coal-bearing series across the area of the Lviv-Volyn Coal Basin.

We have analyzed gas-coal deposits of the Lviv-Volyn Coal Basin. General view of the change in methane presence across the area of the basin is the following:

– of the Volyn field seams of the Bashkirian stage have the least methane presence. Thus, for the seam b_3 it doesn't exceed 0.1–1. cu m/t. dry ash-free mass (cu m/t. a.-f. m.), and for the seam b_1, it is equal to 0.2–3.0 cu m/t. a.-f. m.). The methane presence the Serpukhovian stage is higher and is changed within on a large scale from 0.01 to 3.0 cu m/t. a.-f. m. In the northern part of the basin, at the Volyn field the commercial coal seams have insignificant methane presence from 0.01 to 1.4 cu m/t. a.-f. m. Only is the far north-west it is increased up to 4–8 cu m/t. a.-f. m.;

– in the northern and north-eastern parts of the Zabuzhzhia field, the methane presence of coalbeds of the Serpukhovian stage is from 0.01 to 1. cu m/t. a.-f. m. With the increase in the depth of occurrence up to 500–650 m in the south-western part of the field, the methane presence increases to 2–10 cu m/t. a.-f. m. and at some plots it reaches 12–17 cu m/t. a.-f. m.;

– in the Mezhyrichchia field the methane presence of the seams n_{11}, n_{12}, as well as of the main working seams of north-eastern part and along their outcrops into Carboniferous hardly reaches 3–5 cu m/t. a.-f. m. Characteristic of the field is that with increase of the depth of occurrence of beds from 380 to 450 m in the east and to 500–570 m in the west, the methane presence increases from 3–8 to 5–17 cu m/t. a.-f. m.;

– in the Tyagliv field, the methane presence of coalbeds reaches of its maximum and in the depth of 800–870 m it is from 8 to 31 cu m/t. a.-f. m. The Tyagliv field is the most gas-bearing in the Lviv-Volyn Coal Basin;

– in the Lyubelya field, in its southern part, coal-bearing bearing series up to coal seam n_7 is degassed, and the methane content in the gas mixture is from 0 to 0.8 cu m/t. a.-f. m. In the northern direction of the field the methane presence increases to 5–15 cu m/t. a.-f. m., and in the seam v_6 up to 20 cu m/t. a.-f. m. at the mine fields No. 4 and No. 5.

To ascertain prospects of the areas for commercial extraction of coalbed methane it is necessary to take all geological factors, influencing the spreading and distribution of coal gases, into consideration. Complex approach to coal production with studying gas bearingness in the gas-bearing series is very important for the perspectiveness of the areas. The usage of such methods is one of the perspective directions of a stable development of coal-producing regions with gradual transfer from the monocentrified production to the multiprofile purposefulness.

Keywords: gas bearingness, coal seam, gas-coal fields, complex approach, Lviv-Volyn coal basin.