

О. В. Ємець, В. О. Канін, О. О. Тараник, О. О. Іванків,
Л. І. Проскурко

Ізотопно-геохімічні напрацювання прогнозу ділянок аномального газонасичення у вугільних покладах Донбасу

(Представлено членом-кореспондентом НАН України О. М. Пономаренком)

Наведено результати досліджень змін компонентних та ізотопних характеристик вугільних газів на ділянках метанозбагачення в аварійнонебезпечних зонах шахт ім. О. Ф. Засядька та “Червонолиманська”. Досліджено фізико-фільтраційні властивості пісковика l_1 у зоні викиду метану в шахті ім. О. Ф. Засядька. Згідно з поведінкою геохімічних характеристик, газові скупчення формуються шляхом надходження з глибини газів у структурно сприятливі пастки. Виведено ряд геохімічних параметрів, які дають змогу прогнозувати ділянки метанозбагачення.

Стратегія розвитку вугільної промисловості України визначається двома надзвичайно важливими обставинами — необхідністю інтенсифікації видобутку вугілля для забезпечення енергетичної незалежності країни і високим рівнем смертельного травматизму, яким супроводжується видобуток вугілля. При цьому в останнє десятиліття зростання травматизму у вугільній промисловості України почало катастрофічно випереджати зростання видобутку вугілля. Визначальною природною небезпекою, що супроводжує гірничі роботи, як і раніше залишаються вибухи газу й газодинамічні явища. Так, за період з 1997 по 2008 рр. на шахтах України зареєстровано 69 вибухів і спалахів газу, які спричинили загибель 497 чоловік, 990 газодинамічних явищ, в результаті яких загинули 110 людей. Значна більшість цих явищ пов'язана з наявністю в гірському масиві ділянок метанозбагачення.

У цій роботі, на основі досліджень фільтраційно-колекторських властивостей порід, а також компонентного складу вугільних газів та ізотопного складу вуглецю, кисню й водню (окремих його компонентів), показано закономірності, які є ознаками присутності ділянок метанозбагачення у вуглепородному масиві та проведено інтерпретацію їх формування.

Методика дослідження. Проби газу відбирались в межах одних з найбільш аварійнонебезпечних ділянок — пластів вугілля l_1 уздовж 13-ї східної лави шахти ім. О.Ф. Засядька та k_5 уздовж 11-го північного конвеєрного штреку шахти “Червонолиманська”. Відбір газу здійснювався зі шпурів та дегазаційних свердловин у скляні герметично закорковані пляшки методом витіснення рідини.

Хімічний склад газу визначався в МакНДІ (м. Макіївка) на хроматографі ЛХМ-8МД.

Ізотопні аналізи вуглецю виконані на мас-спектрометрі “МІ-1201В” з системою напуску газу СПВП-8. Підготовку проб газу для ізотопного аналізу здійснювали за методиками, описаними у праці [1]. Відтворення ізотопних визначень $\pm 0,5\%$. Воду для ізотопного аналізу водню виділяли в пастки, охолоджені рідким азотом у вакуумованій системі спалювання

метану [1]. Ізотопні аналізи водню здійснювали в ІГНС НАН України (аналітик Ю. М. Деміхов). Відтворення ізотопних визначень по водню $\pm 6\%$:

Коефіцієнт сухості газу (C_{HC}) розраховували за формулою:

$$C_{HC} = V_{CH_4} / (V_{C_2H_6} + V_{C_3H_8}),$$

де V — об'єм газу, %. Вуглекислотний коефіцієнт

$$CDMI = \frac{V_{CO_2}}{V_{CH_4} + V_{CO_2}} \cdot 100.$$

Об'єктом дослідження фізико-механічних та колекторсько-фільтраційних властивостей були зразки керна пісковика l_1Sl_2 , який залягає над вугільним пластом l_1 шахти ім. А. Ф. Засядька. У гірничі виробки, що знаходяться під ним, з нього надходить газ, який виноситься вентиляційними системами. Локально в пісковіку наявні ділянки, які характеризуються високою метанонасиченістю, зумовлюючи аварійність гірничих робіт.

Відкриту пористість розраховували стандартним методом, згідно з різницею об'ємів зразка та газу, що в нього нагнітався. Експериментальні роботи по визначенню проникності здійснювали на циліндричних пластинах-зразках малого розміру (діаметром від 5 мм і завширшки від 2 мм). Газ нагнітали вздовж осевих напрямків циліндрів перпендикулярно до нашарування породи.

Результати досліджень фізико-колекторських властивостей пісковика l_1Sl_2 у 13-й східній лаві шахти ім. О. Ф. Засядька. Відповідно до результатів аналізів фізико-колекторських властивостей, об'ємна вага зразків пісковика l_1Sl_2 є типовою для пісковиків, змінюючись від 2,54 до 2,71 г/см³, мало відрізняючись у різних ділянках пласта. Карбонатність варіює в широких межах — від 0,31 до 4,19%, стрибкоподібно змінюючись. Відкрита пористість коливається від 2,52 до 3,88%. Такі характеристики засвідчують низькі ємнісні характеристики пісковіку l_1Sl_2 за досить сталої відкритої пористості.

Як і карбонатність, проникність стрибкоподібно змінюється від значень, близьких до нуля, до слабкопроникних колекторів. Між цими параметрами проявляються чітка додатна залежність за логарифмічним законом (коефіцієнт Пірсона $R^2 = 0,9$) (рис. 1, *a*), яка чітко відображає вплив карбонатності на збереження фільтраційних властивостей колектора за процесів діагенезу.

Вздовж 13-ї східної лави, з наближенням до пікету (ПК) 21 + 7 м (427 м від гирла виробки), де було розкрито зону метанозбагачення, пісковики стають дедалі більш проникними, а найвища проникність спостерігається дещо далі, за нею, поблизу малоамплітудного тектонічного порушення (див. рис. 1, *б*), яке розкрито на відстані близько 70 м від ПК 21 + 7 м. На рис. 1, *б* стрілкою показаний імовірний механізм виділення газу з зони метанозбагачення. Вірогідно, що близько 150 тис. м³ газу, який виділювався при розкритті зони метанозбагачення, накопичилось у пісковиках шляхом підтоку газів з глибини саме вздовж цього порушення.

Отже, пісковик пласта l_1Sl_2 шахти ім. О. Ф. Засядька характеризується підвищеними фільтраційно-колекторськими властивостями на ділянках метанозбагачення, що характеризує його вирішальну роль у накопиченні газу, який може бути утилізований бурінням свердловин з поверхні або ж дегазований шляхом довготривалої роботи випереджальних дегазаційних свердловин.

Варіації компонентного складу вугільних газів. У вугільному газі пласта l_1 вміст метану дорівнює 64,4–96,2% (табл. 1), етану 0,07–7,67%, а пропану 0,04–2,6%. Коефіцієнт су-

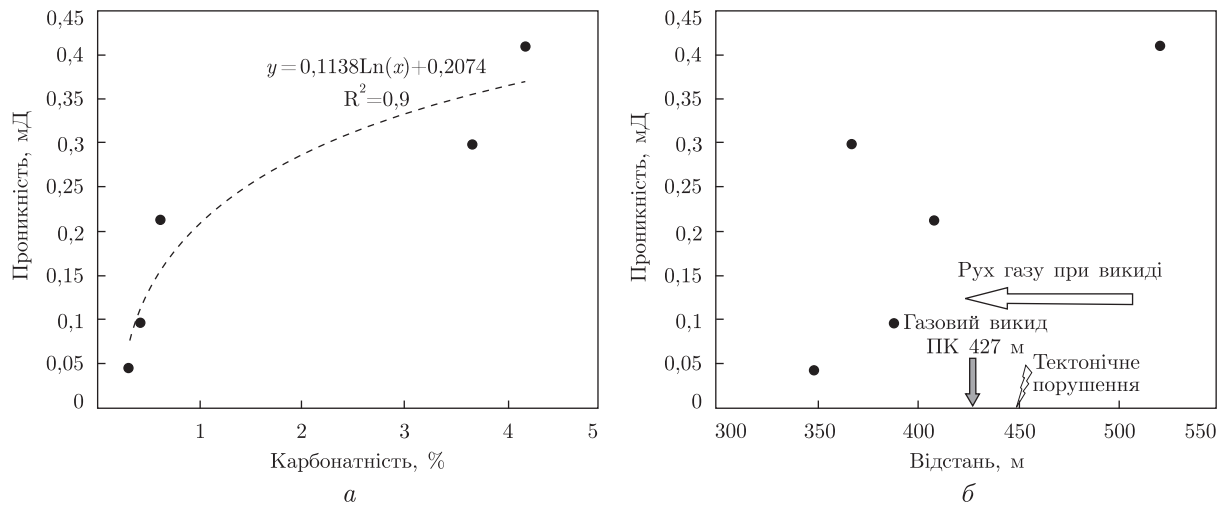


Рис. 1. Фізико-колекторські властивості пісковика l_1Sl_2 у 13-й східній лаві шахти ім. О. Ф. Засядька: а — залежність проникності від карбонатності; б — варіації проникності пісковика вздовж лави

хості газу змінюється від 10,2 до 801,67. Одні з найменших величин C_{HC} (від 10,15 до 12,65) зафіксовано поблизу зони метанозбагачення на ПК 21 + 7 м, при цьому пробі 6–1–06, відібраної найближче (за 27 м перед зоною метанозбагачення), відповідає найменша величина. У газах спостерігаються домішки гелію (від 0,02 до 0,113%) і водню (від 0 до 0,14%). Чіткої залежності між варіаціями вмістів He та H уздовж пласта не виявлено. Вміст вуглекислого газу низький, змінюється від $< 0,01$ до 3,8%. Найвищі його концентрації (до 3,1–3,8%) зафіксовано з самого початку проходки штреку на ПК 15 ± 8 м (див. табл. 1), перед зоною метанозбагачення.

У вугільному газі пласта k_5^B шахти “Червонолиманська” вміст метану змінюється від 84 до 98,5%, а в пробі КЛ-01 був зазначений найнижчий його вміст — 30,53% (див. табл. 1). Вміст етану коливається від 0,28 до 0,88%, пропану — від $< 0,01$ до 0,36%, а бутану — від 0 до 0,1%. Кількісні варіації та максимальні вмісти гомологів метану менші, ніж у шахті ім. О. Ф. Засядька. Відповідно, величина C_{HC} змінюється від 30,53 до 316,10. Спостерігається чітке наростання сухості газу з проходженням крізь зону малоамплітудних тектонічних порушень, які оперяють глибинне тектонічне порушення — Глибокоярський скид (рис. 2). Вміст гелію в газі змінюється від 0,01 до 0,189%, а водню — від $< 0,001$ до 0,01%. Вони тенденційно зростають у зазначеній зоні малоамплітудних порушень, засвідчуючи їх надходження з глибини (див. табл. 1). Отже, вздовж Глибокоярського скиду з глибини надходять гази, більш бідні важкими гомологами метану та збагачені на водень і гелій у порівнянні з газом пласта k_5^B . Вміст вуглекислого газу коливається від 0,03 до 0,8%, що, за максимальними значеннями, на порядок нижче, ніж у газі шахти ім. О. Ф. Засядька. Такі величини визначають і менший вуглекислотний коефіцієнт $CDMI$ — від 0,036 до 0,814%, величини якого широко варіюють вздовж штреку.

Ізотопний склад Н й С вугільних газів шахти ім. О. Ф. Засядька. $\delta^{13}C_{CH_4}$ вільного метану у вугільному газі пласта l_1 13-ї східної лави змінюється від $-32,41$ до $-22,72\%$, а $\delta^{13}C_{CO_2}$ — від $-24,88$ до $-14,84\%$ (див. табл. 1). На підставі ізотопно-геохімічних досліджень у праці [1, 2] встановлено, що ці гази у пласті l_1 на території шахти ім. О. Ф. Засядька,

Таблиця 1. Результати хроматографічних (% за об'ємом) й ізотопних аналізів та розраховані коефіцієнти CDMI, C_{HC} і Δ вугільних газів

Номер проби	ПК+м	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	CO ₂	H ₂	He	C _{HC}	CDMI, %	δD (VSM OW), ‰	δ ¹³ C _{CO2} (VPDB), ‰	δ ¹³ C _{CH4} (VPDB), ‰	Δ = (δ ¹³ C _{CH4} - δ ¹³ C _{CO2}), ‰
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Гази пласта l ₁ 13-ї східної лави шахти ім. О. Ф. Засядька													
5-1-06	15 + 8	73,1	2,62	0,16	3,80	Не визн.	0,02	26,3	4,941	Не визн.	Не визн.	-31,48	—
5-2-06	15 + 8	Не визн.	Не визн.	Не визн.	Не визн.	Те саме	Не визн.	—	—	Те саме	-14,84	-22,72	7,88
6-1-06	15 + 10	73,1	4,60	2,60	3,10	0,05	0,09	10,2	4,068	“	-24,88	-30,3	5,42
7-1-06	22	85	5,70	1,50	0,10	0,10	0,1	11,8	0,118	“	-18,65	-29,8	11,15
8-1-06	24	87,3	5,40	1,50	< 0,01	0,02	0,07	12,7	0,001	“	Не визн.	-30,77	—
8-2-06	15 + 8	64,4	2,35	0,04	< 0,01	0,01	0,02	26,9	0,002	“	Те саме	-30,23	—
9-1-06	24	82,9	4,88	1,19	0,30	0,09	0,05	13,7	0,361	“	-17,18	-30,85	13,67
9-2-06	25	96,2	0,07	0,05	< 0,01	0,06	0,05	801,7	0,001	“	Не визн.	-29,8	—
10-1-06	25	92,5	6,70	0,21	< 0,01	0,06	0,04	13,4	0,001	“	Те саме	-30,15	—
10-2-06	28	92,5	6,74	0,21	< 0,01	0,06	0,04	13,3	0,001	“	“	-30,6	—
11-1-06	28	90,57	7,67	0,24	< 0,01	0,07	0,06	11,5	0,001	“	“	-30,38	—
11-2-06	30	91,61	6,15	0,18	< 0,01	0,05	0,06	14,5	0,001	“	“	-30,75	—
12-1-06	30	68,97	2,78	0,04	0,03	0,04	0,02	24,5	0,043	“	-23,37	-31,35	7,98
1-1-07	42	Не визн.	Не визн.	Не визн.	Не визн.	Не визн.	Не визн.	—	—	“	-18,56	-30,26	11,70
1-2-07	45	Те саме	Те саме	Те саме	Те саме	Те саме	Те саме	—	—	“	-20,7	-31,21	10,51
2-1-07	51	78,8	4,17	0,11	< 0,01	0,05	0,06	18,4	0,001	“	Не визн.	-30,26	—
2-2-07	53	88,67	4,70	0,12	< 0,01	0,14	0,09	18,4	0,001	“	-17,33	-29,9	12,57
3-1-07	55	88	6,51	1,71	0,10	0,12	0,113	10,7	0,114	-180	-17,35	-29,89	12,54
3-2-07	57	74,5	4,95	1,33	0,10	0,01	0,091	11,9	0,134	Не визн.	-20,8	-29,93	9,13
4-1-07	67	89,17	3,78	0,05	< 0,01	0,02	0,02	23,3	0,001	Те саме	Не визн.	Не визн.	—
4-2-07	69	79,08	4,85	0,11	< 0,01	0,03	0,06	15,9	0,001	“	-17,98	-30,10	12,12
5-1-07	74	88,28	4,25	0,04	< 0,01	0,07	0,05	20,6	0,001	“	-17,77	-31,42	13,65
5-2-07	76	71,43	4,42	0,07	0,99	0,02	0,04	15,9	1,367	-179	-17,15	-29,23	12,08
6-1-07	84	92,92	4,70	0,12	0,23	0,03	0,08	19,3	0,247	Не визн.	-20,21	-29,65	9,44
6-2-07	86	75,00	3,35	0,16	1,42	0,00	0,02	21,4	1,858	Те саме	-19,73	-30,68	10,95
7-1-07	123 + 4	94,12	3,74	0,34	0,2	0,05	0,06	23,1	0,212	-156	-15,38	-32,41	17,03

Продовження табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Гази пласта k_5^B 11-го північного конвеєрного штреку шахти "Червонолиманська"													
КЛ-01	29 + 12,5	30,53	0,88	0,12	0,23	< 0,001	0,07	30,53	0,748	-145	-13,86	-37,58	23,72
КЛ-02	29 + 12,5	93,68	0,29	0,13	0,14	Не визн.	0,05	223,05	0,149	-168	-15,1	-36,68	21,58
КЛ-03	35 + 17,5	94	0,57	0,33	0,28	Те саме	0,1	104,44	0,297	Не визн.	-9,16	-36,12	26,96
КЛ-04	35 + 17,5	95,67	0,57	0,36	0,5	"	0,1	102,87	0,520	-171	-10,67	-36,13	25,46
КЛ-05	36 + 7,5	94,5	0,66	0,01	0,5	0,002	0,108	141,04	0,526	-163	-8,97	-36,95	27,98
КЛ-06	36 + 7,5	97,5	0,67	< 0,01	0,8	0,002	0,046	145,52	0,814	Не визн.	-10,33	-36,39	26,06
КЛ-07	37 + 11	98	0,69	0,09	0,6	0,002	0,189	125,64	0,609	Те саме	-13,74	-35,86	22,12
КЛ-08	37 + 11	98,5	0,53	< 0,01	0,1	< 0,001	0,175	185,85	0,101	"	-10,48	-36,46	25,98
КЛ-09	38 + 12	98	0,63	Не визн.	0,3	0,002	0,16	155,56	0,305	-154	-16,77	-34,99	18,22
КЛ-10	38 + 12	97,33	0,71	0,005	0,8	0,002	0,12	136,13	0,815	-180	-8,12	-37,05	28,93
КЛ-11	40 + 0,5	97,33	0,71	< 0,01	0,5	< 0,001	0,042	137,08	0,511	Не визн.	-10,88	-36,62	25,74
КЛ-12	40 + 0,5	92	0,52	Не визн.	0,3	Не визн.	0,091	176,92	0,325	Те саме	-10,79	-35,08	24,29
КЛ-13	40 + 8,5	93,33	0,57	Те саме	0,05	Те саме	0,1	163,74	0,054	"	-15,17	-34,51	19,34
КЛ-14	40 + 8,5	93,33	0,43	"	0,05	"	0,08	217,05	0,054	"	-12,47	-36,59	24,12
КЛ-15	41 + 8	96,67	0,39	0,06	0,1	"	0,2	214,82	0,103	"	-16,39	-36,34	19,95
КЛ-16	41 + 8	96,67	0,41	0,03	0,05	"	0,12	219,70	0,052	-161	-20,75	-36,12	15,37
КЛ-17	41 + 17,5	84	0,28	< 0,01	0,03	0,01	0,01	300,00	0,036	Не визн.	-19,17	-36,01	16,84
КЛ-18	41 + 17,5	91,67	0,29	Не визн.	0,05	0,01	0,01	316,10	0,055	Те саме	-18,82	-35,43	16,61

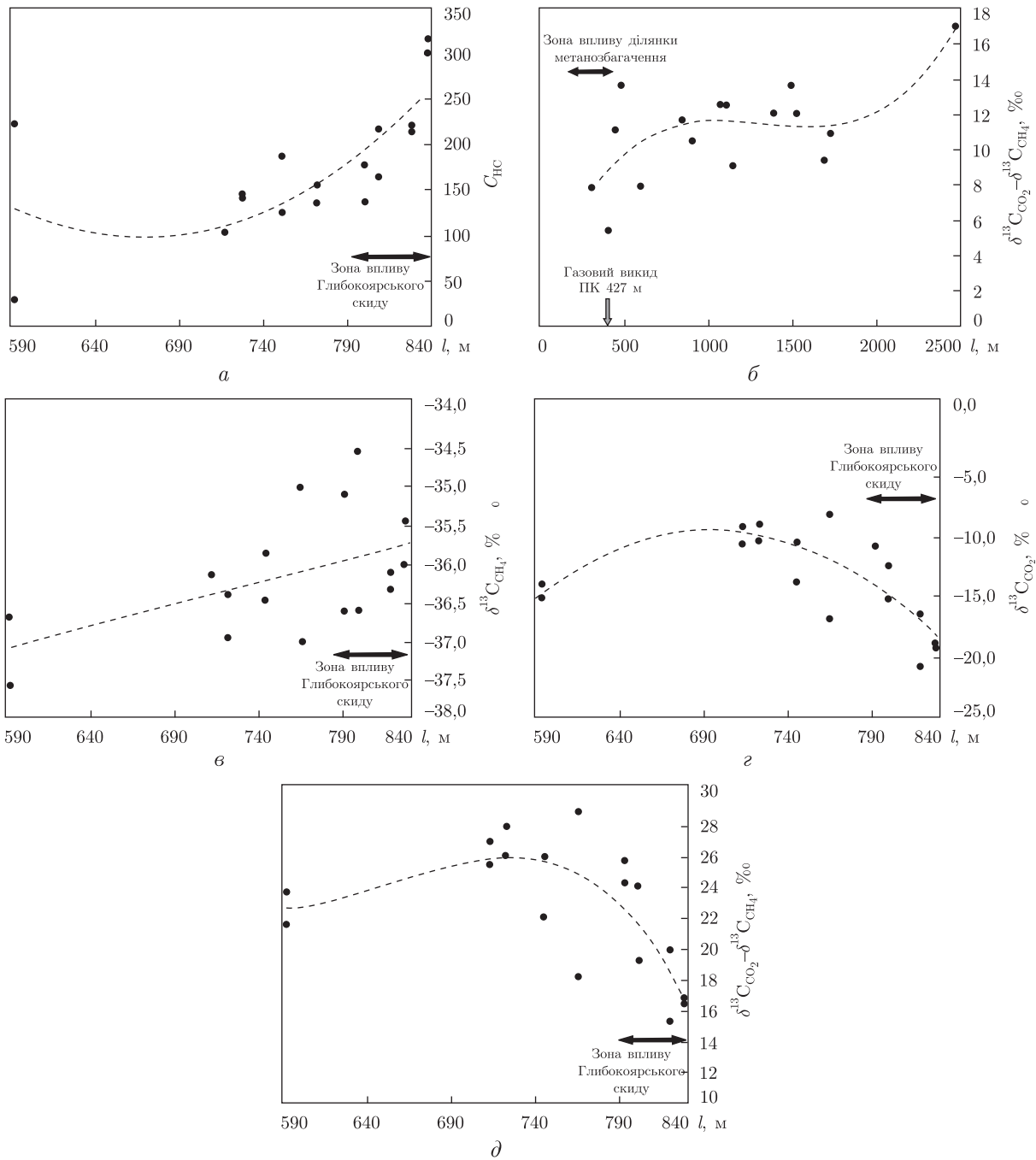


Рис. 2. Варіації геохімічних та ізотопно-геохімічних характеристик вугільних газів уздовж гірничих виробок: а, в-д – 11-го північного конвеєрного штреку шахти “Червонолиманська”; б – 13-ї східної лави шахти ім. О. Ф. Засядька

здебільшого, мають термогенний генезис, тобто сформувались в процесі термokatалітичного розкладу органічної речовини вугілля. Отримані величини δD_{CH_4} в межах від -156 до $-180‰$ (див. табл. 1) властиві термогенному газу [3], що цілком підтверджує зроблений висновок. З іншого боку, у праці [1] встановлено наявність домішок чужорідного газу, які

фіксуються, згідно з підвищенням $\delta^{13}\text{C}_{\text{DMT}}$, понад 0,3%. У пробі 6-1-06 властиве найвище значення $\delta^{13}\text{C}_{\text{DMT}}$ і найнижче — $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ (–24,88‰) (див. табл. 1), що характеризує її як найбільш збагачену чужорідним газом, засвідчуючи вирішальну роль останнього у формуванні зон метанозбагачення.

У досліджених пробах різниця ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2} - \delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$) змінюється від 5,42 до 17,03‰, що природно для газів, виділених за каталітичного розкладу органічної речовини. Вздовж 13-ї східної лави спостерігається зниження цього параметра з наближенням до зони метанозбагачення на ПК 21 + 7 м (рис. 2, б). Тут він характеризується величинами від 5,42 до 7,88‰ (пробі 6-1-06 властиве найнижче значення) і є нижчим порівняно з фоновим 9–13‰.

За каталітичного розкладу вугілля з термогенним метаном відділяється, щонайперше, легший ізотоп ^{12}C , а тому з перебігом цього процесу, зі зростанням дозрілості органічної речовини, відбувається виділення метану з дедалі нижчими вмістами легкого ізотопу ^{12}C . У праці [4] у межах Донецького басейну відзначено зростання $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ з інтенсифікацією дозрілості органічної речовини та глибиною. Навпаки, внаслідок накопичення продуктів декарбоксілації та окиснення вугілля, серед яких вуглекислий газ є основним компонентом, в процесі дозрівання органічної речовини сумарна $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ має тенденцію до зменшення. Отже, зближення величин $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ і $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ відображає один і той же процес зростання рангу дозрілості органічної речовини. Вищеописаний ефект зниження різниці ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2} - \delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$) з наближенням до зони метанозбагачення на ПК 21 + 7 м засвідчує те, що, найімовірніше, вона була наповнена газом, який мігрував з глибокозалегаючих вугільних пластів вищого рангу дозрілості.

Шахта “Червонолиманська”. $\delta^{13}\text{C}$ вугілля марки Г пласта k_5^B з шахти “Червонолиманська” було заміряно в одній пробі — –23,54‰, що є рівнозначним $\delta^{13}\text{C}$ вугілля марки Ж з шахти ім. О. Ф. Засядька [1].

$\delta^{13}\text{C}$ вільного метану змінюється від –34,51 до –37,58‰ (див. табл. 1), характеризуючи менше розсіювання значень, ніж це характерно для метану вугільних пластів шахти ім. О. Ф. Засядька, а також, за меншим середнім значенням (–36,16‰), чітко фіксуючи нижчу дозрілість органічної речовини вугілля марки Г.

Вздовж 11-го штреку проявлена дуже слабка тенденція до зростання величини $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ з наближенням до Глибокоярського скиду (рис. 2, в), яка відображає зростання частки чужорідного газу у цьому напрямку. Вже у пробі КЛ-19, яка відібрана з місця аварії при проходці вентиляційного хідника 2-ї західної лави пласта l_3 , що відбулася 23 травня 2008 р., $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} = -33,65\text{‰}$ (при $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2} = -19,12\text{‰}$), що вище за варіації, які властиві фоновим у пласті k_5^B .

Як і для вугільного пласта l_1 шахти ім. О. Ф. Засядька, величини δD_{CH_4} є характерними для термогенного газу, розсіюючись від –145 до –180‰ (див. табл. 1). Чіткої залежності між δD_{CH_4} та іншими характеристиками вугільного пласта не відзначається.

$\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ у газі пласта k_5^B шахти “Червонолиманська” характеризується широким розкидом значень — від –8,12 до –20,75‰. Спостережено закономірне зменшення її величини з наближенням до Глибокоярського скиду (рис. 2, г). Це засвідчує підток ізотопно легшого вуглекислого газу з глибини.

Необхідно зазначити, що якщо чужорідний метан може відносно швидко (упродовж тисяч й десятків тисяч років) врівноважуватись за ізотопним складом вуглецю з органічною речовиною та вугільними газами, то вуглекислий газ є стабільним щодо цього процесу аж до 200 °С. Тому $\delta^{13}\text{C}$ чужорідного CO_2 чіткіше відрізняється від газу, що формується in

situ у вугільних шарах, ніж це властиво метану. Такі особливості зумовлюють відмінність чіткості залежностей на рис. 2, в, з.

Різниця ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2} - \delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$) у вугільних газах пласта k_5^B змінюється від 15,37 до 28,93‰. У напрямку до Глибокоярського скиду вздовж 11-го північного штреку її величина закономірно зменшується (рис. 2, д), що є подібним до зміни цієї характеристики у 13-й лаві шахти ім. О.Ф. Засядька у напрямі до зони метанозбагачення на ПК 21 + 7 м (див. рис. 2, б).

Узагальнюючи результати проведених досліджень, зрозуміло, що з глибини вздовж тектонічних порушень у межах Донецького басейну піднімається газ, згенерований з вугілля більш високого рангу дозрілості. Величини $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ і $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ цього чужорідного газу є більш близькими у порівнянні з характерними для немігрованих газів, що насичують вугільні пласти. Необхідно також відзначити, що у праці [5] в окремих пробах газу з вибухонебезпечних ділянок шахти “Суходольська — Східна” (пласт k_2^H) на глибині 600–650 м (блок 2/2) було виявлено газ з підвищеним значенням $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ (–7,6 і –9,2‰). Судячи з морфологічної приуроченості таких газів до зон раптових викидів вугілля і газу, а також, згідно зі збагаченням метану ізотопом ^{13}C у цих зонах, автори припустили надходження газів з залягаючих глибше вугільних пластів по тектонічних порушеннях. Зниження $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ у цій праці пояснено процесами термічної деструкції карбонатів, хоча не виключена його ендегенна природа.

Отже, модель формування ділянок метанозбагачення у вугільних пластах виглядає таким чином. Метан скупчується в зонах тріщинуватості порід або в прошарках пісковиків з підвищеними ємнісно-фільтраційними властивостями, які розташовані поблизу зон тектонічних порушень, по яких з глибин відбувається підток чужорідних газів, що утворилися за вищих рангів дозрівання вугілля, а подекуди, імовірно, за метаморфічних і ендегенних процесів. Ці гази характеризуються відмінними геохімічними та ізотопно-геохімічними характеристиками порівняно з газами вугільних пластів, що дозволяє виділити ряд параметрів, за якими їх можливо прогнозувати. Так, у фронті розкриття ділянок метанозбагачення компонентний склад вугільних газів змінюється: зростають вмісти CO_2 , H_2 і He , змінюються вмісти тяжких гомологів метану, здебільшого зменшується коефіцієнт сухості газу порівняно з фоновими значеннями цих параметрів. Метану й особливо вуглекислому газу властиво закономірно змінювати вуглець-ізотопні характеристики порівняно з фоновими. Найчіткіше ділянки метанозбагачення фіксуються, згідно зі зниженням величини $\Delta = \delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2} - \delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$, яка залежить від дозрілості органічної речовини вугілля на різних рівнях Донецького басейну, зменшуючись зі зростанням глибини залягання і дозрілості вугільних пластів.

1. Ємець О. В., Лугова І. П., Канін В. О. та ін. Генезис вугільних газів з відкладів карбону території шахти імені А. Ф. Засядька (Донбас) // Доп. НАН України. – 2008. – № 4. – С. 120–124.
2. Емец А. В., Луговая И. П., Канин В. А., Тараник А. А. Происхождение метана угольных газов Донбасса по данным изотопных исследований // Сб. тез. XVIII Симп. по геохимии изотопов. – Москва, 2007. – С. 92–93.
3. Whiticar M. J., Faber E., Shoell M. Biogenic methane formation in marine and fresh water environment, CO_2 reduction with acetate fermentation – Isotopic evidence // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1986. – 50. – С. 693–709.
4. Гаверілов Е. Я., Ермаков В. И., Теплинский Г. И. и др. Об изотопном составе углерода метана угольных газов Донбасса // Докл. АН СССР. – 1986. – 291, № 4. – С. 964–967.

5. Войтов Г. И., Кравцов А. И., Карпов В. П. и др. Особенности изотопного состава углерода CH_4 и CO_2 некоторых угольных пластов и вмещающих пород из Краснодарского района Донецкого бассейна // Там же. – 1980. – 255, № 4. – С. 977–979.

Інститут геохімії, мінералогії та рудоутворення
ім. М. П. Семененка НАН України, Київ
Український державний науково-дослідний
і проектно-конструкторський інститут
гірничої геології, геомеханіки і маркшейдерської справи
НАН України, Донецьк
Полтавське відділення Українського
державного геологорозвідувального інституту

Надійшло до редакції 06.10.2008

A. V. Emetz, V. O. Kanin, O. O. Taranyk, O. O. Ivankiv, L. I. Proskurko

Isotopic-geochemical attributes of the forecasting of places of anomalous gas accumulation in coal beds of Donbas

The paper provides the results on investigations of alterations of component and isotopic parameters of coal-bed gases in the places of methane accumulations in the ejection-dangerous zones of the O. F. Zasadko and "Chervonolymanska" coalmines. Physical-filtration properties of sandstone l_1 in the zone of methane ejection in the O. F. Zasadko coalmine are studied. Basing on the behavior of some geochemical characteristics, the gas accumulations were formed due to the migration of gases from the depth into structurally profitable traps. A range of geochemical parameters which can be used to identify the methane accumulation zones has been proposed.