

ПЕРСПЕКТИВИ ПІВДЕННО-СХІДНОЇ БОРТОВОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ НА ВІЛЬНИЙ ГАЗ ТА МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

М. І. Євдощук¹, Е. А. Ставицький², В. П. Стрижак², С. Г. Вакарчук²,
І. В. Недосекова², В. П. Клочко¹

(Рекомендовано акад. НАН України О. Ю. Лукіним)

Рассмотрены вопросы возможного освоения нетрадиционных природных ресурсов углеводородов, связанных с метаном угольных месторождений. Оценены ресурсы газа, содержащиеся в угольных пластах в отложениях среднего и верхнего карбона. Обосновано заложение параметрической скважины на более перспективные объекты нижнего карбона как в угольных пластах, так и в традиционных терригенных коллекторах газовых залежей.

The problems of exploration for unconventional hydrocarbon reservoirs related to coalbed methane resources are featured. Gas resources confined to coal seams of the Middle and Upper Carboniferous sedimentary rocks are estimated. Location of a structural pilot well to explore deeper prospects as coal seams as conventional clastic reservoirs in the Lower Carboniferous is substantiated.

Вступ

Попит України на енергоносії на даний час значною мірою задовольняється за рахунок імпорту за світовими цінами нафти, газу та навіть вугілля. У зв'язку з високими темпами росту попиту та цін на газ все більше уваги приділяється пошукам нетрадиційних джерел газу та залученню у пошуковий процес територій, які раніше вважались безперспективними або малоперспективними. Одним з таких нетрадиційних джерел є метан вугільних пластів, а однією з перспективних, але поки що малодосліджених територій – південно-східна частина південного борту Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) в зоні її зчленування із Західним Донбасом.

Довгострокова програма видобування супутнього газу метану з вугільних родовищ Донбасу була розроблена ще у 1998 р. [8]. Вона визначила основні шляхи розвитку та

напрями проведення робіт з вилучення метану, але не виконувалась через недостатню державну підтримку та обмежене фінансування цих робіт, хоча основні її тези і були затверджені законодавчими актами. На сьогодні в Україні газ вилучається лише попутно з видобуванням вугілля (переважно з метою дегазації шахт).

Однак, незважаючи на те, що Донецький басейн розглядається не лише як вугільний, а і як великий газonosний регіон, у якому газonosність вугільних пластів вивчена детально, вміщуючі породи у питанні газonosності вивчені недостатньо [2, 12]. За винятком північної зони дрібної складчастості на Донбасі промислові автономні скупчення газу поки що не розвідані.

Оцінка газоперспективності вугільної товщі

Загалом, нерозвідані традиційні ресурси вуглеводнів (ВВ) України оцінюються не менше 28 млрд т у п. Значні резерви нетрадиційного газу України становить метан

© М. І. Євдощук, Е. А. Ставицький, В. П. Стрижак, С. Г. Вакарчук, І. В. Недосекова, В. П. Клочко, 2013

вугільних родовищ Донбасу. За різними оцінками, загальні прогнозні ресурси метану в породах і вугільних пластах вугленосних відкладів Донбасу на глибинах від 500 до 1800 м сягають від 4–6 до 22 трлн м³, а промислові – 11,9 трлн м³, із яких 3,7 трлн м³ придатні до вилучення [1, 5, 7, 11, 12].

Близько 1,0 трлн м³ газу оцінюються як видобувні. Цей газ зосереджений в основному у трьох типах природних газових резервуарів.

Перший – традиційний, пов'язаний переважно з теригенними породами з кондіційними колекторами та прийнятною для вилучення з них газу проникністю. Газ у колекторських породах таких резервуарів може знаходитись лише у вільному або водорозчинному стані. Вважається, що із загальної суми промислових ресурсів 11,9 трлн м³ в Донбасі на вільний газ припадає приблизно 5–15%, або ж близько 0,98 трлн м³.

Другий тип – ущільнені пісковики, які характеризуються достатньою для вмісту промислових запасів метану пористістю, але мають дуже низьку проникність. Цей тип резервуару може бути названий як резервуари "зв'язаного газу в малопроникних колекторах". Із 11,9 трлн м³ промислових ресурсів метану в Донбасі найбільша частка припадає на резервуари цього типу – 8,838 трлн м³. Але метаноємність цих резервуарів невисока. Обсяги метану в малопроникних пісковиках, рівноцінних за видобувними характеристиками метану вугільних пластів, за попередньою оцінкою, становлять 0,93 трлн м³, тобто приблизно стільки ж промислових ресурсів, скільки їх міститься у вигляді вільного газу в традиційних пастках ВВ. При застосуванні сучасних технологій вилучення видобувні запаси метану з малопроникних пісковиків можуть досягати до 30–40% промислових запасів. Попутно буде вилучатися метан і з покладів вільного газу, а також не оцінений окремо сланцевий газ, що в сумі дозволяє прогнозувати видобувні запаси в обсязі не менше 0,5–0,6 трлн м³.

Третій тип природних резервуарів – це вугільні пласти, які вміщують газ переважно у сорбованому стані. Власне вугільні пласти за видобувними властивостями містять найбільше промислових ресурсів метану – 1,39 трлн м³. При застосуванні сучасних технологій вилучення видобувні запаси метану

з вугільних пластів можуть сягати 30–40% промислових, тобто 0,42–0,56 трлн м³.

Таким чином, ресурси, що потенційно можуть вилучатися свердловинною дегазацією, тобто реальні запаси, мають такий вигляд (трлн м³): у вугільних пластах – 1,39; у малопроникних пісковиках – 0,93; у традиційних колекторах (вільний газ) – 0,98; всього – 3,3. Це у 3 рази більше підтверджених запасів природного газу в Україні (1,118 трлн м³), що свідчить на користь перспективності постановки пошукових робіт на метан вугільних товщ Донбасу. Видобувні запаси із всіх трьох типів колекторів можуть досягти близько 1 трлн м³.

Газоперспективність вугільної товщі та вміщуючих порід на території південного борту ДДЗ

На південному борті ДДЗ виявлена велика кількість нафтогазопроявів, зафіксованих на різних глибинах і в різних стратиграфічних комплексах. Основна їх маса одержана в процесі буріння вугільних свердловин у східній частині борту на територіях Петриківського, Новомосковського та Павлоградсько-Петропавлівського вуглепромислових районів. Ресурси та запаси ВВ у вугільних пластах в їх межах Державним балансом запасів корисних копалин України [3] не обліковані. Не обліковані також і ресурси метану у малопроникних пісковиках та сланцях. По вільному газу щільність нерозвіданих видобувних ресурсів прогнозується у 10–20 млн м³ ВВ на 1 км² [2, 4]. Тому задачею досліджень було комплексно оцінити ресурси метану як у вугільних пластах, так і у вміщуючих породах, а також оцінити можливості існування різних типів пасток вільного газу на території, яка практично не досліджена глибоким бурінням.

Для визначення газоперспективності вугільної товщі та вміщуючих порід на території південного борту ДДЗ були застосовані такі критерії оцінки: складність геолого-тектонічної будови площі; ступінь її вугленосності; ступінь метаморфізму; газоємність; глибини залягання вугільних пластів; наявність та потужність покривних відкладів; гідрогеологічні умови; глибина залягання зони метанового вивітрювання.

Геолого-тектонічна характеристика району робіт та нафтогазоносність

Територія південного борту ДДЗ у своїй крайній східній частині віднесена до Ново-московсько-Петропавлівської моноклінальної структурної зони. Остання, в свою чергу, є перехідним тектонічним елементом від ДДЗ до Складчастого Донбасу і знаходиться у зоні зчленування двох вугільних геолого-промислових районів: Петриківського і Ново-московського. За геолого-промисловим районуванням Донбасу територія проведення робіт віднесена до тектонічного району Західного Донбасу (рис. 1).

У геоструктурному відношенні досліджувана територія розташована у прибортовій частині південно-східного крила ДДЗ, яка примикає до північно-східного схилу Українського щита (УЩ) (рис. 1). В рельєфі фундаменту їй відповідає Магдалинівська западина, яка розташована між Михайлівським та Самарсько-Вовчанським виступами. За даними сейсмозонувки [9, 10], епіцентр Магдалинівської западини знаходиться на південь від Новоселівської та Улянівської структур. Пологе південно-західне крило западини слабо порушене розломами і характеризується незначними (1–3°) кутами нахилу шарів. Східна ж частина западини значно дислокована розривною і плікативною тектонікою.

Найдавнішими утвореннями осадового чохла в межах південного борту є турнейські та нижньовізейські відклади, які розвинуті переважно на ділянках, прилягаючих до крайового розлому. Вони розкриті деякими свердловинами Левенцівської, Михайлівської, Західно-Михайлівської, Улянівської площ. На більшій частині досліджень на фундаменті залягають відклади верхнього візе. Крім них, із кам'яновугільних утворень практично повсюди розвинуті відклади нижнього серпухову і нижньої частини башкирського ярусу.

Варто зазначити, що на території південного борту ДДЗ діють дві різні схеми стратиграфічного розчленування кам'яновугільних відкладів – прийнята в ДДЗ при роботах на нафту і газ та прийнята для Західного Донбасу при роботах на вугілля (рис. 2). Вони відрізняються як кількістю світ, так і їх обсягом. Зокрема, у верхньовізейському під'ярусі виділяється вугленосна (самарська) світа S_3^1 і підвугленосна S_3^2 . Це слід брати

до уваги при зіставленні вугільних і нафтогазових матеріалів.

Потужність осадового комплексу в межах Магдалинівської западини, за даними сейсмозонувки [2, 10], становить близько 2600 м. У межах перспективної території борту товщини серпуховського ярусу збільшуються з заходу на схід (враховуючи поглиблені залягання фундаменту 1 км): у районі Михайлівської структури вони становлять 150 м, на меридіані Голубівської – 200 м, а в районі Кохівської структури – 600 м. В загальних рисах потужності відкладів нижнього карбону відбивають структуру кристалічного фундаменту – в районах виступів вони значно зменшуються, а в межах западин – зростають.

Башкирські відклади поширені досить широко, практично до границь УЩ на півдні (рис. 3). Для них закономірним є поступове зменшення сумарної потужності світ із сходу на захід, що характерно для Західного Донбасу в цілому. Потужність відкладів башкирського ярусу у Петриківському районі коливається від 10 до 465 м при середній 440 м. Глибина залягання відкладів ярусу зростає від 118,85 м (св. 365) до 733,48 м (св. 10 159). Загалом, на схилах депресії відбувається виклинювання як верхньосерпуховських, так і окремих пластів верхньовізейських відкладів, що демонструє геологічний розріз на рис. 3.

Враховуючи, що серпуховські відклади більш глинизовані, ніж верхньовізейські, а також значну їх потужність у східній частині борту, можна вважати їх, ймовірно, покриттям для передбачуваних покладів газу верхнього візе і нижчезалягаючих комплексів.

Вугленосність, ступінь метаморфізму та глибини залягання вугільних пластів

Магдалинівська западина складена вугленосними відкладами середнього та частково верхнього карбону та розбита системою скидів на блоки. Вугленосні відклади залягають з нахилом на північний схід у бік ДДЗ. Кут падіння вугленосної товщі змінюється від 2° на виходах до 7° на занурених ділянках, а залягання порід повсюдно порушується пологою хвилястою складчастістю, флексурни-

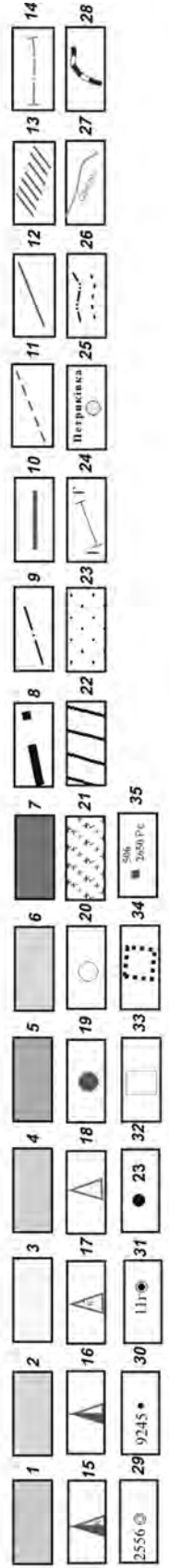


Рис. 1. Оглядова карта району робіт з елементами геолого-геофізичної вивченості та тектонічного районування

1 – площа Петриківського вугленосного району; 2 – площа Новомосковського вугленосного району; 3 – район робіт Царичанської ГРП 1950–1952 рр.; 4 – площа пошукових робіт ДК ГРЕ 1966–1968 рр.; 5 – район робіт Петриківської ГРП 1952–1956 рр.; 6 – ділянка попередньої розвідки; 7 – ділянки детальної розвідки та шахтових полів; 8 – границі ГПР; 9 – границі родовищ та пошукових площ; 10 – крайове порушення; 11 – порушення осадового чохла; 12 – порушення кристалічного фундаменту; 13 – дорифтові міжглибові глибинні розломи (за В. К. Гавришем): ВЛ – Верхівцівсько-Львівський, ОХ – Оріхово-Харківський; 14 – регіональні профілі МЗГТ; *родовища*: 15 – нафтогазоконденсатне, 16 – нафтогазове, 17 – газоконденсатне, 18 – газове; 19 – нафтопрояви; 20 – газопрояви; 21 – УЩ; 22 – південний борт ДДЗ; 23 – південна прибортова зона ДДЗ; 24 – геологічний розріз по лінії профілю І – Г; 25 – населені пункти; 26 – границі областей та районів; 27 – річки; 28 – залізнична дорога; 29 – свердловини, пробурені Новомосковською ГРЕ у 1977–1980 рр.; 30 – свердловини, пробурені Новомосковською ГРЕ у 1964–1968 рр.; 31 – пошуково-розвідувальні та розвідувальні свердловини (роторні), пробурені трестом "Полтавнафтогазрозвідка"; 32 – структурно-пошукові свердловини, пробурені трестом "Полтавнафтогазрозвідка"; 33 – контур Новоселівської площі; 34 – контур Петриківсько-Новомосковської ділянки вивчення; 35 – проектна свердловина Царичанська-506

ми перегинами та численними розривними порушеннями, частина з яких безпосередньо пов'язана з розломами фундаменту. Основні розривні порушення району – це Михайлівське крайове порушення та Карабинівський скид першого порядку, які обмежують ділянку з півночі і півдня, а також скиди другого порядку – Голубівський, Орлівський і Новостепанівський, що поділяють перспективну територію на блоки (рис. 1).

Незважаючи на те, що вугільні пласти залягають на значних глибинах (до 2–3 км), ступінь метаморфізму їх невисокий. Судячи з даних пошукових свердловин на вугілля, у середньому карбоні вугільні пласти світ C_2^1 – C_2^2 відносять до перехідного типу – від бурих до довгополуменевих (БД), у світі C_4^1 – до переважно довгополуменевих (Д), а у світі C_3^1 – до газових груп 2Г.

Потужність вугільних пластів – від 0,6 до 2,0 м; метаноносність вугілля навіть поблизу газових покладів низька і відповідає значенням, характерним для відповідних стадій метаморфізму. На Михайлівському родовищі газу газоносність вугільних пластів, за даними газокерновідбірників, становить від 2,5 до 4,5 м³/т с. б. м. (сухої беззолної маси).

Вугленосність та газоносність вугленосних товщ

Як промислово вугленосними, так і газоносними виявились відклади нижнього та середнього карбону [6, 10]. Промислова вугленосність району приурочена до відкладів самарської світи (С) верхньої частини візейського ярусу нижнього карбону і моспинської світи середнього карбону (С) (рис. 2).

На досліджуваній території продуктивна товща самарської світи нижнього карбону, що має промислову вугленосність, занурюється на значні глибини і в районі Михайлівського розлому залягає на глибині близько 2000 м (рис. 3).

На площі Новоселівської структури (на північ від Михайлівського розлому) продуктивна товща самарської світи розкрита свердловиною роторного буріння № 11г, потужність її сягає 300 м. Товща залягає в інтервалі глибин 2122–2410 м. За даними інтерпретації промислового каротажу в продуктивній товщі встановлено 10 пластів вугілля промислового значення потужністю від 0,60 до 0,95 м [10]. На площі Новомиколаївської структури (на північний захід від площі робіт) промислова вугленосність приурочена до продуктивної товщі самарської світи нижнього карбону, потужність якої змінюється в межах 330–445 м. Товща залягає в інтервалі глибин 1130–1780 м. У відкладах цієї світи виявлено 46 пластів вугілля, з яких 16 відносно витриманих. Найбільш характерна середня потужність їх 0,75–1 м, змінюється від 0,60 м до 5,38 м. Загальний коефіцієнт вугленосності – 6,8; промисловий – 4,4. Усі вказані вугільні пласти відносяться до категорії тонких, мають переважно просту будову [10].

На Петриківській площі в розрізі світи вміщується 26 вугільних пластів і прошарків, з яких дев'ять пластів мають робочу потужність 1 м і більше [6, 9, 10].

Вугленосність середнього карбону пов'язана з відкладами усіх світ башкирського ярусу від C_2^1 до C_2^7 включно, але на площі Петриківського родовища тільки у моспинській світі (C_2^2) розкриті пласти робочої потужності,

Південний борт ДДЗ Петриківський та Новомосковський вугленосні райони. ВГО "Південьурггеологія"					Дніпровський грабен і борти ДДЗ. ВГО "Полтавнафтогазгеологія"						
Ярус	Підшва	Світа	Індекс маркуючих вапняків	Потужність	Ярус	Під. ярус	Мікрофауно-інструментальний горизонт	Світа	Індекс маркуючих вапняків	Потужність	
Московський		C ₂ ⁷ горішньеса			Московський			C ₂ ⁷	M ₁	130-245	
		C ₂ ⁶ алмазна						C ₂ ⁶	L ₁		
		C ₂ ⁵ кам'яньська	K ₁	—				C ₂ ⁵	K ₁ K ₁	160-250	
Башкирський	Верхній	C ₂ ⁴ ісоветасьська	J ₁	100-130	Башкирський			C ₂ ⁴	J	125-175	
		C ₂ ³ смоляншівська	H ₁	35-150				C ₂ ³	H ₁	135-330	
	Нижній	C ₂ ² мосинська	G ₁	30-100				C ₂ ²	G ₁	125-180	
		C ₂ ¹ мацпріківська	F ₁	75-125				C ₂ ¹	F ₁	130-280	
		Безвузгілля*	C ₁ ⁵	E ₁		23-130			C ₁ ⁵	E ₁	55-130
			C ₁ ⁴	D ₁		5-240			C ₁ ⁴	D ₁	180-580
Серпуховський	Верхній	Безвузгілля*			Серпуховський	Верхній	V VI VII VIII	C ₁ ⁴	D ₁	180-580	
	Нижній	Вугленосна (Самарська)	C ₁ ³	C ₁		120-480	Нижній	IX X	C ₁ ³	C ₁	280-720
Візейський	Верхній	Пл.-вугленосна (Самарська)	C ₁ ²	B ₁	84-245	Візейський	Верхній	XI XII XII'	C ₁ ²	B ₁	430-580
	Нижній	Вапнякова*	C ₁ ¹		0 - 42		Нижній	XIII XIV			C ₁ ¹
	Турчеський						0 - 35	Турчеський	XV XV'		

* В межах Петриківського вугленосного району вапнякова світа відсутня, а на еродованій поверхні світи C₁¹ залягає світа C₂¹.

Рис. 2. Зіставлення стратиграфічного розчленування кам'яновугільних відкладів Петриківського та Новомосковського вугленосних районів з однаковими відкладами ДДЗ

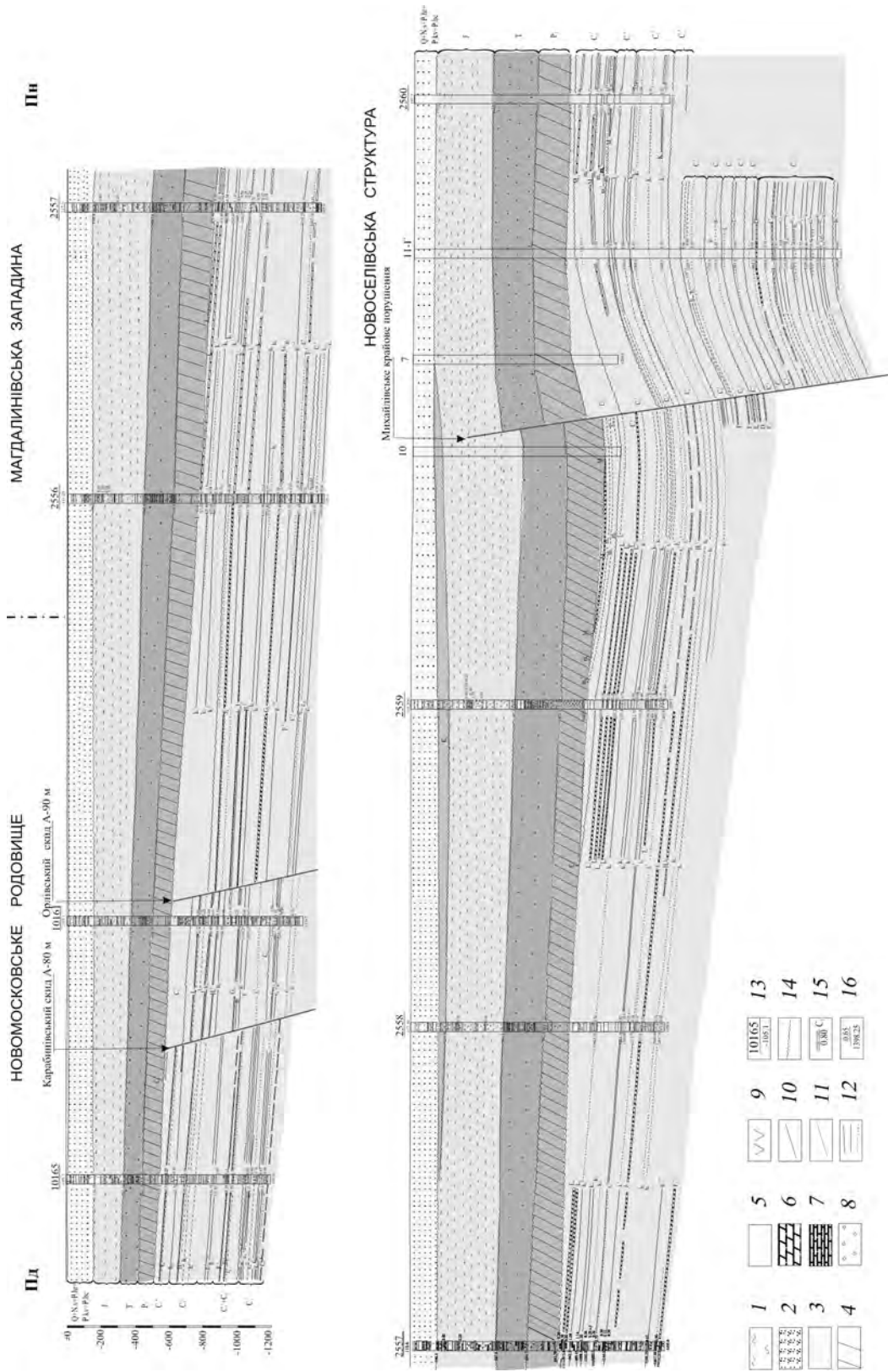


Рис. 3. Геологічний розріз по лінії профілю І – І' (положення розрізу див. на рис. 1)

1 – глини; 2 – піски; 3 – пісковики; 4 – алеволіти; 5 – аргіліти; 6 – мергелі; 7 – вапняки; 8 – піщано-галькові відклади; 9 – вапнистість; 10 – тектонічні порушення; 11 – вугільний пласт K_2 ; 12 – вугільні пласти потужністю понад 0,6 м; 0,45 м; до 0,45 м; 13 – номер свердловини, абсолютна відмітка устя свердловини; 14 – лінії стратиграфічного неузгодження; 15 – вапняк, потужність і синоніміка; 16 – глибина підшоши пласта та його потужність

а на Новоселівській площі (в межах Магдалинівської западини) промислова вугленосність приурочена переважно до відкладів світ C_2^5 та C_2^7 . Всього на Новоселівській площі у відкладах середнього карбону встановлено 30 шарів вугілля, а на сусідньому Петриківському родовищі – 42 пласти і прошарок вугілля. Здебільшого вугільні пласти мають складну будову. Потужність їх 0,65–1,50 м. Для них характерна наявність зон заміщення і вклинювання, у зв'язку з чим вони кла-сифікуються як невитримані.

Обґрунтування перспектив нафтогазоносності південно-східної бортової частини ДДЗ

Найбільші перспективи в нафтогазоносному відношенні пов'язуються з Магдалинівською западиною, де існують можливості як для латеральної міграції флюїдів, так і глибинних їх підтоків.

За ступенем вивченості бурінням на нафту і газ територія досліджень південним Михайлівсько-Юр'ївським крайовим розломом поділяється на дві частини – північну і південну. На північ від крайового розлому в межах прилягаючого до нього протяжного Зачепилівсько-Левенцівського валу виконано великий обсяг пошуково-розвідувально-го буріння. В межах згаданого валу нафтогазопозуковими роботами було виділено до 20 брахіантиклінальних структур, на яких відкрито 14 газових та газоконденсатних родовищ з початковими розвіданими запасами від 0,4–0,7 млрд m^3 (Голубівське, Миколаївське родовища) до 7,0–17,6 млрд m^3 (Кременівське, Пролетарське).

Розміри структур по окремих продуктивних горизонтах змінюються від 0,09 km^2 x 19,6 м (Голубівське родовище) до 7,35 km^2 x 33 м (Пролетарське). Амплітуда складок – від 50–75 до 100–300 м та більше. Глибини залягання продуктивних горизонтів – від 710 до 2870 м. Тиск газу у покладах відповідає гідростатичному, причому кожен поклад характеризується своїм індивідуальним положенням контакту газ – вода, що свідчить про відсутність гідродинамічного зв'язку між окремими газозносними горизонтами.

Основними колекторами є пісковики нижнього та середнього карбону з високими значеннями пористості (в середньому

10–20%) та проникності (від 12–15 до 200–375 мД). Продуктивні горизонти та яруси: башкирські – від Б-1 до Б-12; серпуховські – від С-1 до С-9; візейські – від В-14 до В-26. Покришками є здебільшого алевроліт-аргілітові товщі. Переважаючим типом пасток є структурний. Типи покладів – склепінні, рідше пластові, тектонічноекрановані. Родовища багатопластові. Практично всі поклади газу розташовані у пісковиках вугленосної формації. Максимальна кількість продуктивних горизонтів – 21 відмічена на Кременівському родовищі. Газоносний поверх – 1500 м.

В той же час на північ від крайового розлому безпосередньо в межах борту буріння практично не проводилось, за винятком поодиноких свердловин у районі Білоцерківського виступу. Тут пробурені декілька параметричних та пошукових свердловин (Білоцерківська № 1, № 2, № 4, № 5, № 21, № 23, № 230, № 233). Також пробурені: структурно-пошукова свердловина 1 на сейсмопрофілі КНЗХ Царичанка-Богодухів; св. № 3, № 8, № 608 Левенцівської площі; свердловини Потичанська-20, Західно-Михайлівська-3, які розкрили породи фундаменту (рис. 1).

Більшість геологічної інформації про будову та нафтогазоносність цієї частини ділянки одержана із вугільних та картувальних свердловин, глибина яких рідко перевищує 1000 м. За даними пошуково-розвідувальних свердловин на вугілля найбільш вивчені ділянки Петриківського, Новомосковського і Західно-Павлоградського районів. Більшістю вугільних свердловин пробурена вугільна (самарська) світа C_1^3 , та їх вибої знаходяться у верхній частині верхньовізейських відкладів, а деякі з них розкривають фундамент.

В межах південного борту відомі тільки численні нафтогазопрояви, зафіксовані переважно у вугільних свердловинах (Петриківський, Новомосковський, Західно-Павлоградський, Павлоградський та інші вугленосні райони). Нафтогазопрояви виявлені в 19 свердловинах Петриківського вугільного району та в 25 свердловинах Новомосковського. Зазначимо, що більшість свердловин із нафтогазопроявами Новомосковського вугільного району розташовані в зоні регіонального Орлівського скиду в межах великого Орлівського виступу в рельєфі поверхні фундаменту.

Всі свердловини з нафтогазопроявами Петриківського вугленосного району знаходяться на південь від Білоцерківсько-Левенцівської ділянки в районі с.м.т. Петриківка (Петриківське вугільне родовище). В безпосередній близькості від цього родовища проходить зона виклинювання кам'яновугільних відкладів і починається територія відкритого УЩ.

Оцінка ресурсів метану вугільної товщі

Прогноз ресурсів метану на досліджуваній території був виконаний на підставі даних лише про запаси вугілля, його марки (метаноемність) з перерахунком цих даних у прогностичні ресурси ВВ у малопроникних пісковиках і тільки до глибин оцінки вугільних родовищ (1600 м).

Розміри Петриківсько-Новомосковської площі сягають 720 км². Середня щільність запасів на досліджуваній території при глибині оцінки до 1600 м та товщині пластів не менше 0,45 м дорівнює 5,22 млн т/км². Зауважимо, що у найбільш перспективній зоні, яка відповідає Магдалинівській западині, до цієї глибини розкриті та оцінені за запасами вугілля лише відклади середнього та верхнього карбону, які до того ж мають низькі показники метаморфізму вугілля (вугілля марки Д). Більш перспективні відклади нижнього карбону, що мають вугілля марки Г, у цій зоні бурінням не оцінені.

Кількість метану у вугільних пластах, які залягають нижче відміток –650 м (глибина залягання зони метанового вивітрювання), коливається в широких межах – від 2,88 до 10,9 м³/т с. б. м. В цілому, по розрізу з глибиною і по падінню пластів вугілля відмічається підвищення газоносності, збільшення вмісту метану і зменшення азоту. Це підтверджується результатами кількісного та якісного визначень складу газу у пробах, відібраних керногазозаборником, і даними газометричних досліджень [6]. Значні коливання метаноемності вугільних пластів (від 2,88 до 10,9 м³/т), відсутність чіткої залежності кількості газу від глибини, при порівняно витриманому складі газу, пояснюється екрануючим впливом покрівлі вугільних і міжвугільних пластів з різним ступенем щільності і газопроникності.

При середній метаноемності вугільних пластів 7,0 м³/т с. б. м. середня щільність ресурсів ВВ у робочих вугільних пластах, за виконаними авторами підрахунками, становить 36,54 млн м³/км²; у вміщуючих породах – 23,60 млн м³/км²; сумарна щільність геологічних запасів у вугільних пластах і вміщуючих породах разом сягає 60,14 млн м³/км².

Це дуже незначна величина оцінки, але, якщо взяти до уваги той факт, що найбільш перспективна товща нижнього карбону залягає в інтервалі глибин від 1600 до 2600 м, а вугілля має більш високий ступінь метаморфізму та газовіддачі, то доцільним є буріння параметричної свердловини, яка дозволила б комплексно оцінити газоносність як вугільних, так і вміщуючих теригенних порід. Таку задачу може вирішити запропонована авторами (В. П. Стрижак, І. С. Рослий, Т. М. Пригаріна та ін.) свердловина Царичанська № 506 з проектною глибиною 2650 м, проектним горизонтом – породами кристалічного фундаменту і проходкою по них до 300 м, що окреслюється на схилі Царичанської (Магдалинівської) депресії.

Тут можливе продовження у колекторських відмінах у межі борту башкирських і серпуховських горизонтів, продуктивних на Улянівському родовищі. Шлях їх поширення може контролювати древня структурна лінія (палеорусло), яку, за даними Н. Т. Пашової, можливо, успадковує сучасна долина р. Кільчень. У кристалічному фундаменті очікується наявність зон розущільнення.

Висновки

Родовища вільного газу, які з півночі прилягають до досліджуваної території південного борту ДДЗ, приурочені до зон з низьким ступенем катагенезу та вугіллями марок Б, Д та Г. Колекторами є пісковики нижнього і середнього карбону здебільшого світ С₂³–С₂⁵ з досить високими значеннями пористості (в середньому 10–20%) та проникності (від 12–15 до 200–375 мД). Переважаючим типом пасток газу у південній прибортовій зоні ДДЗ є структурний. Типи покладів – склепінневі, іноді пластові, тектонічноекрановані. Структури, як правило, незначні за розмірами: від 2–5 км x 5–7 км до 10–12 км, амплітуда складок – від 50–75 до 100–300 м та більше. Родовища віднесені до категорій

малих із запасами від 1,3 до 7,0 млрд м³, за винятком Пролетарського (17 млрд м³).

Найбільші перспективи в нафтогазоносному відношенні пов'язуються з Магдалинівською западиною, де існують можливості як для латеральної міграції флюїдів, так і глибинних їх підтоків.

Перспективна Петриківсько-Новомосковська площа, яка має площу 720 км², на глибинах оцінки до 1600 м вміщує вугільні пласти робочої потужності (від 0,6 м) від 16 до 35. Щільність запасів вугілля змінюється від 2,74 (Петриківська площа) до 11,53 млн т/км² (Новомиколаївська структура). Марки вугілля – БД, Д, ДГ і, рідше, Г; середня його метаноємність – 7 м³/т с.б. м. За виконаними на площі оцінками, сумарна щільність запасів ВВ (у вугільних пластах та міжвугільній товщі) приблизно дорівнює 60 млн м³/км².

Оптимальними глибинами для видобування метану вугільних пластів вважаємо глибини до 1200 м. Малопроникні пісковики та сланці на цих глибинах мають підпорядковане значення і, навпаки, для глибин понад 1200 м на перше місце виходять малопроникні пісковики та сланці. Вугільні пласти розглядаються як перспективні об'єкти, що потребують вивчення щодо можливості вилучення з них сорбованого газу.

Найбільш перспективними для опошукування є відклади нижнього карбону та розущільнених порід фундаменту, які в межах западини залягають в інтервалі глибин 1600–2600 м. Буріння параметричної свердловини Царичанська № 506 з проектною глибиною 2650 м на схилі Магдалинівської депресії дасть відповідь на низку питань як з розповсюдження колекторських порід для вільного газу, так і з визначення метаноємності вугільних порід для підрахунку запасів сорбованого газу.

Список літератури

1. Анциферов А. В., Тиркель М. Г., Хохлов М. Т. *и др.* Газоносность угольных месторождений Донбасса. – Киев: Наук. думка, 2004. – 431 с.
2. Дворянин Є. С., Кабишев Б. П., Пригарина Т. М. Нафтогазовий потенціал Південного борту Дніпровсько-Донецької западини: Довідник. – К., 1996. – 44 с. – (Препр./ Державне геофізичне підприємство "Укргеофізика"; 96-1).

3. *Державний баланс запасів корисних копалин України на 01.01.2011 р.* Метан кам'яновугільних родовищ. – К., 2011. – 185 с.
4. Євдощук М. І., Ставицький Е. А., Шморг Я. С. Науково-тематичні дослідження генераційного потенціалу – основа для пошуку альтернативних джерел вуглеводнів // *Мінер. ресурси України.* – 2012. – № 4. – С. 11–12.
5. Майборода А. А., Иванов Л. А., Анциферов В. А., Шурховецкий С. А. Оценка современной газоносности угленосных толщ Донбасса на базе формационного анализа // *Наук. пр. УкрНДМІ НАН України.* – 2010. – № 6. – С. 140–151.
6. Михайлов В. А., Курило М. В., Омельченко В. Г. та ін. Горючі корисні копалини України: Підручник. – К.: КНТ, 2009. – 376 с.
7. Овчаренко В. А., Лукинов В. В., Задара Г. З. Выбор наиболее перспективных объектов для добычи метана угольных месторождений Донбасса // *Геотехн. механіка.* – 2002. – Вип. 32. – С. 77–82.
8. *Основні напрямки реалізації державної програми видобутку супутнього газу – метану з вугільних родовищ Донбасу (1998–2010 рр.)* / Іванців О.Є., Дудок І.В. – Львів: ІГГГІ НАН України. – <http://www.masters.donntu.edu.ua>.
9. Приходченко В. Ф., Приходченко С. Ю. Особливості малоамплітудної порушеності вугільних пластів Павлоградсько-Петропавлівського району Донбасу // *Наук. вісн. НГАУ.* – 2000. – № 4. – С. 4–5.
10. *Результати комплексних геофізичних досліджень в межах південного борту ДДЗ на ділянці Білоцерківсько-Левенцівська: Титул 223/04 / ДГП "Укргеофізика", Дніпропетровська геофізична експедиція "Дніпрогеофізика"; кер. Шемет В.Г., Омельченко В. В. – Дніпропетровськ, 2008.*
11. Ставицький Е. А., Голуб П. С. Результати комплексних досліджень та обґрунтування перспективних зон і полігонів для пошуків сланцевого газу // *Мінер. ресурси України.* – 2011. – № 2. – С. 4–12.
12. Тиркель М. Г., Анциферов А. В., Глухов А. А. Изучение газоносности угольных формаций. – Донецк: Вебер, 2008. – 208 с.

¹ Ін-т геол. наук НАН України, Київ

Стаття надійшла 31.01.13

² ДП "НДІ нафтогазової промисловості" НАК "Нафтогаз України", Київ