

УДК (553.93:552.571.1.):551.243.8.(477.6)

В. Л. ПЛУЖНИКОВА, канд. геол.-мінерал. наук, старший науковий співробітник (УкрДГПІ), geostandard@ukr.net,
Н. В. ВЕРГЕЛЬСЬКА, канд. геол. наук (Інститут геологічних наук НАН України, м. Київ), vnata09@meta.ua

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНІЧНИЙ ФАКТОР ФОРМУВАННЯ ГАЗОНОСНОСТІ ВУГЛЕПОРОДНИХ МАСИВІВ ДОНБАСУ

Розподіл природних газів у межах Донецького басейну дуже нерівномірний, що визначається варіацією глибини залягання поверхні метанової зони, ступенем дегазації вугленосної товщі та даними про газовий режим шахт. Сучасне поширення газу у вуглепородних масивах Донбасу сформувалося під впливом тектонічних процесів, які змінювали гіпсометричні рівні структур і пластів вугленосних товщ. Під час активізації тектонічних рухів у вуглепородних масивах створювалися нові структури для природної дегазації, акумуляції та збереження газу. Газоносність вугленосних товщ значною мірою сформувалася способом просторового перерозподілу метаморфогенних газів, зокрема й мігрувальних з глибоких горизонтів.

Ключові слова: вуглепородні масиви, газоносність, Донбас, тектонічні порушення, газ метан вуглепородних масивів, вуглегазові родовища.

V. L. Pluzhnikova, PhD, Senior Research Scientist, UkrDHRI, Kyiv, Ukraine, geostandard@ukr.net, N. V. Verhelska, PhD, Institute of Geological Sciences, NAS Ukraine, Kyiv, vnata09@meta.ua STRUCTURAL-TECTONIC FACTOR OF GAS POTENTIAL FORMATION IN THE COAL ROCK MASSIFS OF THE DONBAS

Distribution of natural gases within the Donets basin is very irregular that stipulated by the depth variation to the methane zone, degassing level of the coal measure and data on coal mines gas regime. Modern development of natural gas in the coal rock massif in the Donbas is formed due to tectonic processes that changed hypsometric levels of the structural elements and coal seams occurrence. Under activation of the tectonic movements affecting coal rock massifs there were developed new structures stipulating natural outgassing, accumulation and re-distribution of gas content. Gas potential of the coal rock massifs is formed by spatial re-distribution of metamorphogenic gases including those ones migrated upward from deeper horizons.

Keywords: coal rock massif, gas potential, Donbas, faults, coalbed methane, gas-bearing coal fields.

Вступ

Останнім часом майже всі вугледобувні країни світу виявляють підвищений інтерес до метану вугільних родовищ, який є супутньою видобувною корисною копалиною. За різними оцінками світові ресурси метану у вугільних басейнах становлять 93,4–285,2 трлн м³, зокрема в Донецькому басейні – понад 25,0 трлн м³, Львівсько-Волинському – 10,3 трлн м³, але придатні для вилучення сягають 3,0–3,5 трлн м³.

По-перше, шахтний метан сприяє небезпечним явищам, які значно погіршують умови праці в гірничих виробках шахт. Висока газоносність вугільних пластів ускладнює ведення гірничих робіт через невідповідність дебіту газу вентиляційним можливостям шахт. Концентрації метану вищі від безпечних, суфляри, раптові викиди тощо сприяють створенню раптових газодинамічних ситуацій у виробках. Усе це говорить про доконечну потребу попередньо дегазувати надкатегорійні за вмістом газу ділянки шахтних полів.

По-друге, метан – цінна вуглеводнева сировина, альтернативний вид палива. Варто запровадити обов'язкову утилізацію газової суміші, якщо вміст сумарної вуглеводневої складової становитиме понад 25 %, що значно поліпшить економічну ефективність роботи вугільної галузі.

По-третє, метан, який під час гірничих робіт викидається в атмосферу, є дуже небезпечний з погляду екології газ. Спеціалісти-екологи вважають його одним з основних газів, який призводить до парникового ефекту в атмосфері.

Таким чином, існує потреба у видобутку й утилізації метану вугільних родовищ, що дасть змогу вирішити відразу кілька важливих проблем: створити безпечні умови прове-

дення гірничих робіт, знизити витрати на видобуток вугілля, використати метан як альтернативний вид палива, а також поліпшити екологічну ситуацію у вугледобувних регіонах.

Матеріали та методи дослідження

На основі власних і попередніх досліджень [1–6] газоносності вуглепородних масивів Донецького басейну проаналізовано, узагальнено й визначено тектонічні, структурно-стратиграфічні особливості зон з різною газоносністю. В основу представленої роботи покладено результати досліджень проб вугілля й порід, що їх уміщують, визначено залишкову газову складову у вугільних пробах, відібраних на шахті ім. О. Ф. Засядька, ДТЕК Ш/У Білозерське та ДП ВК “Краснолиманська” протягом 2009–2014 років.

Результати дослідження

Форми розміщення вуглеводнів у вуглепородних масивах подібні процесам, характерним для природних газів у осадових формаціях. Водночас існують певні особливості утворення, які зумовлюють специфіку формування природної газоносності вугленосних товщ.

Оцінка потенціалу метану вугільних родовищ України до глибини 1800 м (за попередніми даними) становить: 12–13 трлн м³ – загальні ресурси метану вугільних родовищ України (вугілля+пісковики); 3,0–3,5 трлн м³ – реальні ресурси метану, який можна видобути з вугільних пластів і порід; 314 млрд м³ – обліковані Державним балансом України на 1.01.2012 р. запаси метану по 186 шахтах та ділянках. На сьогодні, за даними балансу запасів, метан вугільних родовищ поширений нерівномірно (табл. 1).

Сучасне поширення газів у басейні пов'язано з особливостями геологічного розвитку басейну, глибиною залягання вугленосних відкладів, тектонічною будовою, літолого-фа-

Таблиця 1. Розподіл запасів метану кам'яновугільних родовищ Донецького басейну за областями України

Область	Кількість об'єктів		Запаси на 01.01.2006 р./01.01.2012 р., млн м ³			
	Усього	Зокрема й ті, які розробляють	C ₁	C ₂	C ₂ пласти супутники	C ₁ +C ₂ + C ₂ пл. суп.
Дніпропетровська	2	2	1537,3/ 1491,05	1644,5/ 1643,88	–	3181,8/ 3134,93
Донецька	112/124	65/72	80409,4/ 78082,52	48623,3/ 61504,24	31126,7/ 34791,2	160159,4/ 174377,96
Луганська	54/57	20/21	79734,4/ 82073,5	48303,1/ 48820,47	–	128037,5/ 130893,97
Усього по Донецькому басейну	168/183	87/95	161681,1/ 161647,07	98570,9/ 111968,59	31126,7/ 34791,2	291378,7/ 308406,86

ціальним складом порід, що вміщують, та умовами циркуляції підземних вод [1]. У вугільних пластах і породах, що вміщують, газ перебуває у вільному, сорбованому й клатратному (надмолекулярнозв'язаному) станах. Співвідношення об'єму вільних і сорбованих газів залежить від термобаричних умов гірського масиву, показників колекторських властивостей порід вугленосної товщі, ступеня обводнення тощо.

Стан газонасиченості вуглепородного масиву – результат тектонічних процесів, які є син- та постгенетичні щодо періодів формування вугільних пластів. Глибинна будова та аналіз матеріалів з історії геологічного розвитку Донецького басейну свідчать, що утворення й формування складчастих форм масиву відбувалося впродовж усієї геологічної історії розвитку регіону (табл. 2).

Унаслідок відмінностей гіпсометричних рівнів вугільних товщ у постформаційний період відбувається зміна складу й перерозподіл зон газонасичення масиву. Під час активізації тектонічних рухів у вуглепородних масивах створювалися нові структури для природної дегазації, акумуляції та збереження газу. Це почасти пояснює: чому газ, серед яких і метан, у вугільній товщі поширення нерівномірно. Один з головних чинників нерівномірного поширення газу у вуглепородному масиві – характер розміщення сучасних геологічних структур з вугленосними покладами в них. Газонасиченість вугільних пластів контролюється геологічними структурами, де простежується чіткий взаємозв'язок: газонасиченість вугільних пластів визначається наявністю дрібних структур різного характеру, в яких газові поклади пов'язані з вугільними пластами й породами, що їх уміщують.

Узагальнивши фактичний матеріал щодо метанозбагаченості шахт Г. Д. Лідіна [4] й А. Я. Радзівілла [5–6] і власних досліджень, проведених протягом 2009–2014 років, автори визначили такі особливості газонасиченості вуглепородних масивів Донецького басейну:

- газові зони збігаються із зонами метаморфізму;
- газонасичені зони контролюються синклінальними та

антиклінальними структурами шахтних полів;

- тектонічні порушення вуглепородних масивів різного часу формування змінюються пізнішими та впливають на шляхи міграції флюїдів;

- сучасні газонасичені зони вуглепородних масивів сформовані в період останньої (альпійської) тектоно-магматичної активації.

Дослідженнями встановлено, що первинна газонасиченість вугілля визначається ступенем метаморфізму, а саме: чим більше метаморфізоване вугілля (марки Д, Г, Ж, П, С), тим більше метану вміщує [3, 4, 6]. Однак подальші процеси дегазації, розвиток яких залежав від низки природних умов, змінили первинну газонасиченість і на сучасних глибинах гірничих робіт газонасиченість вугілля визначається ступенем дегазації відкладів.

Визначено три зони, які збігаються зі стадіями метаморфізму вугілля. Першу приурочено до району розвитку антрацитів (вуглепромислові райони Довжано-Ровеньківський і Сніжнянський), для неї характерні дуже низькі значення метаносності або її повна відсутність. Другу зону приурочено до площ з поширенням переважно спіклогового вугілля (вуглепромислові райони Донецько-Макіївський і Центральний), їй притаманна найвища газонасиченість. Третя зона охоплює околиці Донбасу з низькометаморфізованим вугіллем, переважно довгополум'яним і газовим (вуглепромислові райони Красноармійський, Лисичанський і Краснодонський), її газонасиченість нижча порівняно з другою зоною.

Зв'язок газонасиченості й глибини залягання вугільних пластів також корелюються: газонасиченість вугільних пластів збільшується з глибиною. Але таку закономірність спостерігаємо в спокійному моноклінальному заляганні порід і в однаковому марковому складі вугільних пластів.

Розподіл природних газів у межах Донецького басейну дуже нерівномірний, що підтверджено варіацією глибини залягання поверхні метанової зони, а також даними щодо газового режиму шахт.

Таблиця 2. Характеристика прогнозованої газонасиченості за геолого-промисловими районами Донбасу

Геолого-промисловий район	Кількість вугільних пластів	Марка вугілля	Газонасиченість, млрд м ³
Красноармійський	33	Д-ГЖ	231,3
Донецько-Макіївський	59	Г-П	202,0
Центральний	46	Ж-П	84,8
Лисичанський	25	Д-Ж	22,5
Алмазно-Мар'ївський	53	Г-П (НА)	81,2
Селезнівський	32	К-П (НА)	51,9
Луганський	39	Г-А	47,5
Краснодонський	24	Г-П (НА)	56,2
Торезько-Сніжнянський	39	П-А	37,5
Боково-Хрустальський	31	А	40,1
Довжано-Ровеньківський	21	А	15,1

У Донецько-Макіївському вугленосному районі характерне полого залягання пластів (кути падіння 8–25°), ускладнене плікативними й диз'юнктивними порушеннями, особливо в південній частині. Здебільшого в покрівлі вугільних пластів залягають сланці глинисті, зрідка – алевролітові. Робоча потужність вугільних пластів коливається в межах 0,5–1,5 м, переважають пласти з потужністю 0,6–0,9 м. У районі гірничі роботи в наш час проводять у межах глибин 600–1 400 м.

Головні закономірності поширення газів у вуглепородному масиві Донецько-Макіївського вуглепромислового району зумовлені характером та особливостями геологічної будови, загалом по району спостерігаємо загальне закономірне занурення метанової зони зі сходу на захід. У західній частині глибина залягання верхньої межі метанової зони коливається в межах 400–500 м, що вказує на глибоку дегазацію вугленосної товщі. На сході поверхня метанової зони піднімається до глибини 150 м (район м. Донецька) і сягає 100 м у Ясиновських шахтах. У центральній частині району поверхню метанової зони приурочено найчастіше до абсолютної позначки (+50) м. Відхилення в будь-яку сторону спостерігають зазвичай поблизу розривних порушень.

У межах Калинівської й Чайкінської флексур поверхня метанової зони перебуває на абсолютній позначці (± 0). Далі на захід спостерігаємо занурення поверхні метанової зони. У районі Моспінської групи шахт вугленосні відклади дегазовано до абсолютної позначки (–100) м. У південно-східній частині в районі Зуєвського купола й Ряснянської синкліналі поверхня метанової зони розміщена в основному на глибині 80 м.

При порівнянні метаносності вугільних пластів в осьових частинах антикліналей і синкліналей, відзначено, що в межах одних і тих самих глибин синклінальні структури дегазовано завжди глибше. У донних частинах синкліналей деметанізація сягає свого максимального розвитку. Максимально деметанізовані зони можна простежити в Лисичанському, Алмазно-Мар'їнському, Луганському й Краснодонському вуглепромислових районах.

Ділянки з максимальним підняттям глибини залягання верхньої межі метанової зони приурочено до антиклінальних складок. У Лисичанському вуглепромисловому районі максимальні позначки підняття метанової зони приурочено до куполів (± 0 і вище) Томашівських, Тошківських, Кременського та інших. На крилах складок поверхня метанової зони занурюється до (–100) і (–200) м. Шахти “Кременна Західна”, “Кременна № 1”, “Томашівська Північна” та “Томашівська Південна”, які розміщено в межах цих куполів, під час відпрацювання вугільних пластів на глибинах 300–540 м за газоємності виробок 15–37 м³/т д. в. мають надкатегорійний стан за метаном.

Для Алмазно-Мар'їнського вуглепромислового району характерне максимальне підняття поверхні метанової зони в межах Первомайської й Аненської антикліналей (відповідають абсолютним позначкам від (± 0) до (–100) м). Усі шахти, які розробляють, – надкатегорійні за метаном. На крилах антиклінальних піднять відбувається занурення метанової зони.

На глибших горизонтах структурний чинник, можливо, матиме менший вплив на газоносність вуглепородного масиву чи локально зосереджуватиметься в інших зонах структури. На думку Л. В. Гніпп [2], структурний чинник з глибиною згладжується й не впливає на газоносність.

У межах Красноармійського вугленосного району простежуємо поступове занурення поверхні метанової зони з

півночі на південь від (–150) м до (–450) м. Через це газозбагачення виробок північних крил шахти зазвичай значно вище від південних. Великих змін зазнають значення газозбагачення в зонах розривних порушень.

До загальних закономірностей не можна зарахувати суфлярні виділення газу, бо хоча вони і показники газозбагачення шахт, але часто провокують раптові газодинамічні процеси у виробках.

Залежність газоносності вугільних пластів від характеру геологічних структур добре простежуємо в Центральному вуглепромисловому районі Донбасу, який розміщений у межах Головної антикліналі. Тут спостерігаємо збільшення глибини залягання поверхні метанової зони зі сходу на захід. Якщо в західній замковій частині Головної антикліналі вона занурюється до глибини 300–400 м, то в східній частині антикліналі поверхня метанової зони лежить на глибині 100 м.

Південне крило антикліналі відрізняється від північного меншою дегазацією. У Центральному районі добре простежуємо залежність між ступенем дегазації вугленосної товщі й викидонебезпечністю вугільних пластів. Максимальна кількість викидів відбулася на південному крилі антикліналі, яке характеризується найвищою газоносністю вугільних пластів.

Відповідно до вищевикладеного, у східній частині району більшість шахт належить до надкатегорійних за газом, а газозбагачення гірничих виробок у окремих випадках сягає 70 м³/т д. в. й більше.

Деяке підняття метанової зони відзначено між Артемівським і Чегарським насувами. Глибокою дегазацією характеризується вугленосна товща поля “Шахти № 5 ім. В. І. Леніна” й західне крило шахти “Кочегарка”, а також загалом осьова частина Головної антикліналі.

У певній залежності перебувають глибина поверхні метанової зони й ступінь дегазації вугленосної товщі від розвитку гідрогеологічної мережі: у районах широкого розповсюдження гідрологічної мережі шахти зазвичай менш газозбагачені, а поверхня метанової зони знижується до глибини 300–500 м. Наприклад, на “Шахті № 5 ім. В. І. Леніна” виробки характеризуються меншим газозбагаченням, а у поруч розміщених шахт “Кочегарка” і “Комсомолец”, де обводненість менша, вугільні пласти – небезпечні за раптовими викидами вугілля й газу.

У межах Луганського вуглепромислового району проявляється вторинна складчастість та складки третього порядку, які викликають підняття метанової зони до абсолютної позначки (± 0) м.

У районі незначних піднять, які ускладнюють донну частину Лутугінської синкліналі, фіксується й підняття поверхні метанової зони до (–150)–(–200) м за загального занурення її до вісі синкліналі до (–300)–(–400) м.

У Краснодонському вуглепромисловому районі в межах антиклінальних складок (Талівська, Сорокінська, Ворошилівська, Изваринська) верхня межа метанової зони відповідає позначкам від (± 0) до (–100) м. У межах синкліналей поверхня метанової зони занурюється на глибину до (–300) м і нижче.

Горизонти проникних пісковиків ($k_3^6Sk_3^H$, $K_3Sk_2^{1H}$, $k_2^H SK_3$, $k_1^1 SK_7$), які в межах кожної світи нараховують 4–5 горизонтів, – це додаткове джерело газу у вуглепородному масиві, особливо на глибинах понад 800–1 000 м.

Поширення газу в межах вуглепромислових районів Донбасу на помірних глибинах залежно відпорядковане структурному чиннику, а глибина залягання поверхні метанової

зони визначається наявністю антиклінальних структур і тектонічними порушеннями.

Розривні порушення осадової товщі нижнього карбону, пов'язані з глибинними розломами фундаменту, утворюють на всій площі басейну блокову структуру його ложа. Ці розриви мають безпосередній багаторазовий зв'язок з глибинними магмотермальними осередками та магмо- і рудопідвідними каналами. Затухання та можливе розвантаження у відкладах середнього карбону дають змогу вважати їх основними мінералогенічними й вуглеводневими шляхами [6].

У зонах впливу розривних порушень зазвичай відмічають підвищення газопроявів, суфлярні виділення газу, а також раптові викиди вугілля й газу.

Тріщини розривів упливають на поширення газу у вугленосній товщі як в умовах великих, так і помірних глибин, сприяючи на одних ділянках вуглепородних масивів скупченню значної кількості газу, а на інших – інтенсивній дегазації вугільних пластів.

Вплив порушень закритого типу на газоносність вугільних відкладів визначається, головним чином, співвідношенням елементів залягання самого розриву стосовно порід. Ці порушення характеризуються різним ступенем метаноносності різних (протилежних) крил.

Більшість розривних порушень Донецько-Макіївського вуглепромислового району – екрани, що не сприяє дегазації продуктивної товщі загалом і вугільних пластів зокрема. У гірничих виробках багатьох шахт Донецько-Макіївського й Центрального районів зафіксовано суфлярні газовиділення, а також раптові викиди газу, вугілля й породи.

Відкриті порушення зазвичай січуть породи перпендикулярно простяганню й утворюють шляхи, сприятливі для переміщення газів до поверхні.

Наведені дані свідчать про те, що шахти в межах Донецько-Макіївського району варто вважати потенційними об'єктами для організації промислового видобутку шахтного метану. Найперспективнішою, на нашу думку, варто вважати центральну й північно-східну частини району (поля шахт: ім. О. Ф. Засядька, ім. К. І. Поченкова, ім. М. І. Калініна, ім. А. Б. Батова, Заперевальна, ім. 60-річчя Радянської України, Кіровська) на глибинах, що дають змогу пройти всю вугленосну товщу, включаючи світу C_2^3 . За прогнозною оцінкою газоносність вугільних пластів становитиме від 15–20 до 25–45 м³/т вугілля.

У результаті досліджень залишкової газової складової вуглепородних масивів на шахті ім. О. Ф. Засядька, ДТЕК Ш/У Білозерське й ДП ВК “Краснолиманська” і узагальнення раніше проведених робіт встановлено:

- газоносність вуглепородних масивів пов'язана з тектонічною будовою шахтних полів;
- найбільш газонасичені – антиклінальні структури окремо взятих вугільних пластів та зони дрібноамплітудних порушень;
- у зонах тектонічних порушень з амплітудними зміщеннями переважає азот;
- скиди та насуви, які контролюються порушеннями регіонального характеру – газоносні;
- на відстані 200–300 м від порушення фіксується зміна кількісного та якісного складу залишкової газової складової.

Висновок

Газоносність вугільних пластів кожної вугленосної світи – різна. Найбільш газонасною, як і вугленосною, є алмазна світа (C_2^6), що підтверджує попередня геологічна розвідка,

спостереження геологів у шахтах і газонасиченість проб, які ми відібрали.

У межах вуглепородних масивів поширення газу на помірних глибинах контролюється структурним чинником, за винятком зон тектонічного впливу, а глибина залягання поверхні метанової зони визначається наявністю антиклінальних структур і розломів (відкритих і закритих), які відповідно сприяють дегазації вуглепородного масиву або створюють зони для накопичення вуглеводнів.

Якісні й кількісні характеристики залишкової газової складової вуглепородних масивів постійно змінюються за розрізом і падінням пласта та особливо чітко вирізняють структури та тектонічно порушені зони у вугільних пластах.

Визначені газонасні зони вуглепородних масивів Донбасу рекомендуємо для дегазації й використання отриманого газу на потреби шахт.

ЛІТЕРАТУРА

1. Вергельська Н. В., Правоторова О. В., Назарова І. О. Про особливості газової складової вугільних пластів у тектонічно активних зонах (на прикладі ділянки Північно-Родінська-2 ДП ВК “Краснолиманська”) // Наук. пр. УкрНДМІ НАН України/За заг. ред. А. В. Анциферова. – Донецьк: УкрНДМІ НАН України, 2011. – Вип. 9. – Ч. 2. – С. 440–450.
2. Гнипп Л. В. Роль свободного газу в угленосной толще на больших глубинах Донецкого бассейна // Изв. ВУЗов, Геол. и разв., 1972. – № 3 – С. 96–101.
3. Кравцов А. И. Основные геологические закономерности распространения природных газов на территории СССР // Изв. ВУЗов, Геол. и разв., 1962. – № 1. – С. 91–98.
4. Лидин Г. Д. Газообильность каменноугольных шахт СССР. Изд-во АН СССР. – 1949. – Т. 1. – 350 с.
5. Майданович І. А., Радзивилл А. Я. Особенности тектоники угольных бассейнов Украины. – Киев: Наукова думка, 1984. – 120 с.
6. Радзівіл А. Я., Іванова А. В., Зайцева Л. Б. Геологія вуглегових басейнів (провінцій) України. – Київ: ЛОГОС, 2007. – 179 с.

REFERENCES

1. Verhelska N. V., Pravotorova O. V., Nazarova I. O. On peculiarities of gas content distribution in the coal seams within the tectonically active zones (Case study for the Rodinska-2 area of SE CM “Krasnolimanaska”) // Treatises of UkrNDMI NAS Ukraine/A. V. Antsiferov, Ed. – Donetsk: UkrNDMI NAS Ukraine, 2011. – Iss. 9. – Part 2. – P. 440–450. (In Ukrainian).
2. Gnipp L. V. Role of the free gas in the coal measure of the Donets basin at great depth // News of Higher Schools, Geology and Exploration Series, 1972. – № 3 – P. 96–101. (In Russian).
3. Kravcov A. I. Main geological regularities of natural gas distribution over the USSR territory // News of Higher Schools, Geology and Exploration Series. – 1962. – № 1. – P. 91–98. (In Russian).
4. Lidin G. D. Gas fluxes in the USSR mines working for Carboniferous coals. Ac. Sci. USSR Publ. – 1949. – Vol. 1. – 350 p. (In Russian).
5. Maidanovich I. A., Radzivill A. Ja. Tectonic features of the coal basins in Ukraine. – Kiev: Naukova dumka Publ., 1984. – 120 p. (In Russian).
6. Radzivill A. Ya., Ivanova A. V., Zaitseva L. B. Geology of gas-bearing coal basins (provinces) in Ukraine. – Kyiv: LOHOS Publ., 2007. – 179 p. (In Ukrainian).

Рукопис отримано 6.10.2015.