

**ОСОБЛИВОСТІ СУЧАСНОЇ ГАЗОНОСНОСТІ КАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ
ВІДКЛАДІВ ЛЬВІВСЬКО-ВОЛИНСЬКОГО БАСЕЙНУ**

Особенности газоносности Львовско-Волинского бассейна, в первую очередь, зависят от его тектонического строения. По геологическим данным на территории бассейна выделяются два структурных блока – северный и южный. Различия в геологическом развитии этих блоков отразились на условиях формирования угленосных отложений, что в свою очередь привело к неодинаковой газоносности угольных пластов: на северном блоке их газоносность в несколько раз выше, чем на южном.

**CHARACTERISTIC PROPERTIES OF THE MODERN GAS BEARING
OF THE CARBONIFEROUS OF THE LVIV-VOLYN BASIN**

The peculiarities of gas bearing in the Lviv-Volyn basin depend primarily upon its tectonic structure. According to geologic data, there are two structural blocks: northern and southern are distinguished in the territory of the basin. The difference in the geological evolution of these blocks influenced the conditions of origin of coal-bearing deposits that in its has led to unequal gas presence of coal seams: at the northern block their gas bearing is several times lower that those at the southern one.

Додслідженню сучасної газоносності Львівсько-Волинського басейну (ЛВб) приділяли немало уваги, особливо такы вчені як В.О. Кушнірук, О.К. Іванов, Й.В. Грінберг, М.Є. Петриківська та інші, а також цілий ряд виробничників, в т. ч. В.І. Селінний, Б.С. Попель, В.Я. Караваєв, Я.М. Коцько. Однак у всіх працях домінувала фіксація наявних фактів і практично не аналізувалися причини площадної зональності розподілу газів у вугільних пластах і вмісних породах, а також не зверталася увага на джерела газонасиченості вугільних покладів.

Автори даної роботи намагаються до деякої міри заповнити ці прогалини.

У ЛВб газонасиченість одновікових вугільних пластів північної і південної частин басейну, як і склад вугільних газів різко відрізняються, що підкреслюється всіма дослідниками. На нашу думку, первинним фактором, що обумовило це явище, є структурні особливості басейну.

ЛВб є східною частиною Львівсько-Люблінського басейну (Львівсько-Люблінського прогину), в будові якого приймають участь породи фундаменту Східно-Європейської платформи – архейські, протерозойські, а також утворення фанерозою. Відклади кам'яновугільного періоду представлені нижнім (турнейський, візейський, серпухівський яруси) і середнім (башкирський ярус) відділами.

В межах Львівсько-Люблінського прогину виділяють два райони: західний і східний, розділені зоною Забузького рзлому. Кристалічний фундамент, на якому моноклінально з південно-західним нахилом залягають породи фанерозою, роздріблений серією розломів на ряд блоків, що уступчасто занурюються в південно-західному напрямку до глибини 8000 м під облямовуючі їх молодші складчасті споруди.

Існуючі геологічні дані [1, 2] дають підстави вважати, що в тектонічній будові ЛВБ приймають участь два тектонічні блоки, успадковані від структури фундаменту: північний і південний, які розділяються широтним глибинним Старовесівсько-Федорівським розломом (приблизно по лінії пунктів Дубровка, Федорівка), що майже ділить басейн навпіл.

В кам'яновугільний час на півночі північний блок обмежувався Ковельським виступом, на сході – границею обох блоків, а також південна межа південного блоку проходила по виходах девонських утворень, західні кордони блоків знаходяться на території Польщі в районі пунктів Кумів – Дорогича. Межі між блоками за мільйони років були знівельовані і все ж по геологічних розрізах можна встановити, що шовна зона між ними в теперішній час становить десятки км, а вертикальна амплітуда зміщення – сотні метрів і більше. Будова самих блоків ускладнена численними різних розмірів розломами північно-західного простягання, пов'язаних з альпійським тектогенезом.

Необхідно зауважити, що північний блок, який тяжіє до Українського щита, в кам'яновугільний період був досить стабільний, а південний, на який розповсюджувався вплив Пракарпатської геосинклінали, навпаки, рухливішим і мав більшу швидкість занурення осадової товщі.

Такі структурні особливості будови басейну обумовили до деякої міри диференційний геологічний розвиток його окремих частин. Геологічна історія північного блоку в кам'яновугільний період починається з турнейського віку, південного – з візейського. Потужність візейсько-серпухівської вугленосної товщі зростала з півночі на південь з 540 м (Нововолинський геолого-промисловий район) до 785 м (Червоноградський геолого-промисловий район). Неоднаковий геологічний розвиток позначився і на характері палеорельєфу, а відтак і на фаціальних умовах накопичення вихідного матеріалу вугілля (в т. ч. і поширення рослинних асоціацій), формуванні торфовищ і певних генетичних типів вугілля.

Різне геологічне положення блоків зіграло свою роль і в процесах вуглефікації органічної речовини. Якщо на півночі на метаморфізм вугілля однобічно впливали регіональні чинники, то на півдні до регіонального метаморфізму додавався динамометаморфізм з боку Пракарпат. Внаслідок цього на півночі сформувалося вугілля марки Д, на півдні – марок Ж, К.

Всі ці обставини не могли не вплинути на особливий характер газонасності північного і південного блоків. По площі басейну спостерігається зміна газонасності вугільних пластів з півночі на південь. Так, природна газонасність нижньовізейських вугільних пластів на півночі сягає 9, а на півдні 14 м³/т.г.м., верхньовізейських – від 2,5 до 10 м³/т.г.м. на півночі і від 7 до 25 м³/т.г.м. на півдні. Така ж закономірність зміни газонасності по блоках відмічається і для серпухівських вугільних пластів: на півночі від 0,3 до 2,0, зрідка до 5 м³/т.г.м., на півдні до 4–17 м³/т.г.м. [3], а в зоні інтенсивного розвитку тектонічних порушень – до 30 м³/т.г.м. (Тяглівське родовище).

Карти розподілу метанонасності по площі ряду серпухівських вугільних пластів також ілюструють зростання метанозбагачення з півночі на південь більше, як в два рази [4]. Це можна пояснити тим, що метановіддача органічної

речовини в процесі вуглефікації залежить від стадії метаморфізму вугілля. В даному випадку на північному блоці поширене вугілля Д, метановіддача органічною речовиною якого становить $150 \text{ м}^3/\text{т}$, причому на цій стадії відбувається газогенерація і гази знаходяться у вільному стані. На півдні розповсюджене вугілля марок Г, Ж, К, метановіддача якого – $212\text{--}270 \text{ м}^3/\text{т}$ [5], крім того, починаючи з марки Ж, окремі мікрокомпоненти вугілля вже здатні утворювати мікроструктури, які можуть утримувати, сорбувати гази.

Вплив на газонасність вугільних покладів таких факторів як речовинний склад вугілля, морфологія і потужність вугільних пластів, їх порушеність в результаті постдіагенетичних розмивів, можливість допливу газу з порід, що залягають нижче – такі питання постають при вивченні газонасності, головним чином, родовищ південного блоку. Цікаві дані одержані при дослідженні газонасності вугільних пластів серпухівського ярусу Межиріченського родовища [6]. Вугілля цього родовища представлене гумітами, менше сапропелітами. За речовинним складом і ступенем розкладу лігніно-целюлозних тканин – це вугілля генетичних груп преколінітів і колінітів, які приймають активну участь у газотворенні і здатні (починаючи з марки Ж) в процесі метаморфізму набувати мукроструктуру, сприятливу до сорбування газів. Газонасність вугільних пластів $4\text{--}18 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$ Чіткої залежності газонасиченості пластів від речовинного складу не спостерігається, хоча і помітна тенденція зростання її до $10\text{--}18 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$ на ділянках, де переважають гелініто-колініти і сапропеліти.

Морфологія вугільних пластів різноманітна – від простої до 4-х пачкової, залежності газонасності від морфології не виявлено.

На південному заході і сході вугільні пласти порушені постседиментаційними розмивами. Однак максимальна газонасиченість спостерігається саме на цих ділянках. Можливим поясненням цьому факту може бути доплив газу по відгалуженнях глибинних розломів, які перетинають девонське Великомоствське газове родовище і досягають вугільних пластів.

На площі родовища досить розвинуті дрібноамплітудні порушення. На думку багатьох дослідників, ця обставина сприятлива для акумуляції газів з нижче розташованих пластів з підвищеною газонасиченістю. Лінії ізогаз по розглянутих пластах тільки іноді співпадають з напрямками цих порушень, здебільшого проходять під кутом до них. В даному конкретному випадку ці порушення для газонасності не відіграють помітної ролі. Можливо це пов'язано з тим, що продуктивна частина вугленосної товщі складається переважно глинистими породами і дрібні тектонічні порушення могли бути заліковані глинистим матеріалом, тому міграція газів з шарів, що залягають нижче, як і дегазація пластів, були неможливими або суттєво затрудненими.

Відносно газонасності вмісних порід відмічено наступне. Літологічний розріз вугленосної товщі північного і південного блоків дещо відрізняється, особливо в нижній частині візейського ярусу. Але повсюдно підосва і покрівля вугільних пластів це переважно глинисті породи – аргіліти і алевроліти, менше пісковики. Вапняки в підосві трапляються в поодиноких випадках, в покрівлі ж вугільних пластів вони досить поширені у візейському ярусі і низах серпухівсь-

кого [7]. Глинисті породи, як правило, низькогазопровідні і міграція газів через них доволі затруднена. Газоносність вмисних порід невелика і залежить від літологічного складу покрівлі і підосви. Підосва – вуглистий аргіліт 1,6–2,30 м³/т, аргіліт 0,30–0,50 м³/т, алевроліт 0,30–1,0 м³/т, пісковик 0,17–0,20 м³/т; покрівля – вуглистий аргіліт 1,40–1,60 м³/т, аргіліт 0,10–1,0 м³/т, алевроліт 0,08–0,18 м³/т, пісковик 0,22–0,80 м³/т.

Вищенаведене ще раз підкреслює, що сучасна газоносність вугільних пластів залежить від багатьох факторів. Але першорядні з них є геоструктурне положення території і її тектонічна будова, з яких впливають інші особливості вугільних басейнів і родовищ: характер палеорельєфу, фаціальні умови нагромадження і поховання вихідного матеріалу вугілля, процеси вуглефікації, а відтак і газоносність вугільних покладів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Павлюк М.І., Богаєць О.Т. Тектоніка і фаціальні області зчленування Східно-Європейської платформи і Скифської плити. – К.: Наук. думка, 1978. – 148 с.
2. Медведєв А.Д., Варичев О.С. Пра-Карпати (конструкція і деструкція). – Львів, 2000. – 115 с.
3. Коцько Я.Н. Взаимосвязь литологического состава вмещающих пород и газоносность угольных пластов нижнего карбона Львовско-Волинского бассейна // Угольные бассейны и условия их формирования. Тез. докл. VII Всесоюзного геологического угольного совещания. – Львов, 1980. – Ч. 2. – С. 118–120.
4. Кушнирук В.А. Газоносность угленосной толщи Львовско-Волинского угольного бассейна. – К.: Наук. думка, 1978. – С. 81–84.
5. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. – М.: Недра, 1979. – Т.2. – С.43.
6. Узіюк В.І., Бартошинська Є.С., Бик С.І., Явний П.М. Критерії, що зумовлюють сучасну газоносність вугільних покладів південно-західної частини Львівсько-Волинського басейну // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2003. – № 1. – С. 114–120.
7. Угленосные формации карбона юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы. – К.: Наук. думка, 1983. – С. 95.