

**Н.В. Вергельська, І.М. Скопиченко**

## **ЕВОЛЮЦІЯ ФОРМУВАННЯ ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ БАСЕЙНІВ**

Газова зональність природних газів вуглепородних масивів ґрунтується на зміні складу газових сумішей та вмісті у суміші вуглеводневих газів, зокрема й метану. Формування вугільно-вуглеводневих формацій пов'язане з усією геологічною історією розвитку вуглепородних масивів вугільних басейнів і поширенням у них природних газів. Умови насичення вуглепородного масиву Донбасу нижчими насиченими (C<sub>2</sub>-C<sub>3</sub>) і ненасиченими вуглеводнями визначаються величиною періодів збільшення чи зменшення пропускної здатності тектонічних розривних порушень із часом надходження до них вуглеводнів.

*Ключові слова:* газонасність, вуглепородні масиви, Донбас, вугільно-вуглеводневі формації.

**Вступ.** Світові геологічні запаси вугілля становлять 14 трлн 800 млрд тонн, зокрема й доведені, запаси твердих горючих копалин – 1035 млрд тонн, їх вистачить на 225 років. На земній кулі розміщується 3600 вугільних басейнів і родовищ: в Азії 57%, Америці 30%, Європі 9%, Африці й Австралії 2%. Останнім часом більшість вугледобувних країн світу досліджує й видобуває метан вуглегазових родовищ. За різними оцінками світові ресурси метану у вугільних басейнах становлять 93,4–285,2 трлн т<sup>3</sup>. Україна за ресурсами метану вугільних (вуглегазових) родовищ, за різними підрахунками, посідає четверте – дев'яте місце у світі.

Чималий досвід розробки й промислового видобутку метану на вугільних (вуглегазових) родовищах накопичено в таких країнах, як США, Австралія, Канада, Китай, Індія, Польща, Чехія, Нова Зеландія, Англія, Німеччина. Під час видобутку метану з вугільних пластів інформація про марочний склад вугілля не завжди є помічною. Основні параметри, що характеризують газонасність пласта й можливості його експлуатації, нині визначають за керновими пробамі в лабораторних умовах. Але результати таких досліджень не завжди однозначні. Насамперед бракує геологічних досліджень у сфері формування вугільно-вуглеводневих формацій, що дало б змогу визначити й конкретніше обґрунтувати отримані результати газонасності вугільних басейнів.

Значущий доробок у вивченні газонасності вугільних і вуглегазових басейнів (провінцій) належить А.Я. Радзівілли, В.Ф. Шульзі, І.О. Майдановичу, Л.І. Пімоненко, В.В. Лукінову, А.В. Івановій, Х.Ф. Джамаловій та багатьом іншим, дослідження яких ґрунтувалися на передових напрямках науки і сприяють багатогранній оцінці вуглегазових покладів. Та попри великий обсяг досліджень і досі немає єдності в поглядах на питання походження, міграції та акумуляції газів у вуглепородних масивах.

**Мета і завдання дослідження.** Мета дослідження полягає в науковому обґрунтуванні еволюції формування газонасності вугільних басейнів (вугільно-вуглеводневих формацій), а також його практичному застосуванні для підвищення ефективності прогнозування газонасності вугільних родовищ.

Завдання – з'ясувати геологічні умови та вплив перервно-неперервного процесу на формування газонасності вугільних басейнів.

**Матеріали та методи досліджень.** На базі власних досліджень, проведених в авторами протягом 2005 – 2019 років, проведено співставлення та узагальнення матеріалів з попередніми геоло-розвідувальними дослідженнями регіону.

### **Виклад основного матеріалу.**

*Природа і закономірності формування газонасності вугільно-вуглеводневих формацій.*

Складчастий Донбас є найбільшою вуглегазовою провінцією України, що досить докладно вивчена. За шкалою змін фізичних і технологічних властивостей вугілля в еталонному розрізі середнього карбону басейну виразність розбіжностей між максимальними показниками відбиття вітриніту зростає, починаючи з глибини понад 4000,

© Н.В. Вергельська, І.М. Скопиченко, 2019

м, найімовірніше, внаслідок зростання його анізотропії (використано вимірювання в оливці й повітрі). На цьому ж рівні катагенезу зменшується кількість летких речовин і збільшується теплота згоряння вугілля у зв'язку зі збільшенням у його елементному складі кількості вуглецю. Але лінійні функціональні залежності між ступенем катагенезу, показником відбиття вітриніту, вмістом вуглецю й кількістю летких речовин, визначені теоретичними розрахунками, не завжди підтверджуються аналітичними даними й не мають системного характеру, особливо для районів інтенсивної складчастої смуги лінійних форм складчастості та інтенсивних розривних порушень. Теорія залежності катагенетичних змін вугленосних товщ і метаморфізму вугілля від глибини їхнього занурення не в змозі пояснити аномальні відхилення в цій залежності в конкретній структурі і в сучасних умовах її залягання.

У загальному вигляді палеогеографічний план осадово- й торфонакопичення товщ донецького карбону визначився наявністю стабільних умов відкритого моря північніше Донецького прогину, а областей живлення – на південний захід від нього. Цей план палеогеографічних режимів зберігався від пізньовізейського часу до пізнього карбону включно, і ним зумовлена зміна низки властивостей вугілля в напрямку з південного заходу на північний схід. У північній і північно-східній частинах басейну серед вугілля середнього карбону переважають пласти відновленого типу, які вирізняються також високою сірчистістю. У південно-західній частині басейну, де вплив моря послаблюється й зростає алювіальний складник вугленосних відкладів, поширене вугілля мало- й середньосірчисте мало відновлене типу *a*. Мало відновлене вугілля, крім того, тяжіє до тих стратиграфічних рівнів, яким властива велика кількість прісноводних відкладів (світи  $C_2^3$ ,  $C_2^5$  і  $C_2^6$  на південно-західному Донбасі) [10, 17, 18].

У деталях ця картина набагато складніша. Так, поряд з малосірчистим мало відновленим пластом  $k_5^B$  типу *a* в Красноармійському районі розміщений сірчистий пласт  $k_5^A$  типу *b*. У західній частині Донецько-Макіївського району поряд з мало відновленими пластами  $l_1$  і  $l_4$  розміщується відновлений пласт  $k_8$ . У північних районах серед переважальних багатосірчистих пластів виявлено малосірчисті мало відновлені пласти  $l_3$  і  $k_5$  (Алмазно-Мар'ївський район) та  $l_3$  та  $l_3^1$  (Дуванна улоговина).

Прикладом регіональної витриманості мало відновлених пластів можна назвати пласти  $h_7$  і  $k_5$ . Але більша частина пластів характеризується великою зональною мінливістю в межах басейну. Тому прогнозування якості вугілля за названими показниками має бути індивідуально спрямоване для кожного пласта й конкретної площі на основі палеогеографічних реконструкцій [8].

Про метаморфізм вугілля накопичено вагомий аналітичний і експериментальний матеріал. Попри те, що концепція катагенетичних змін гірських порід і метаморфізму вугілля ґрунтується головню й у деталях на матеріалах Донбасу і є загально визнаною, низка фундаментальних і актуальних питань не до кінця розв'язана. Це насамперед стосується закономірностей постседиментаційних змін кам'яного вугілля й вугленосних товщ.

Висновки про те, що ступінь метаморфізму вугілля зростає в напрямку від вищих до нижчих стратиграфічних рівнів; ступінь метаморфізму вугілля одного і того ж пласта зростає з глибиною зануреності його в сучасному структурному плані або поступово зі збільшенням сучасної глибини залягання за вертикаллю, – мають низку винятків як у Донецькому басейні, так і в інших кам'яновугільних басейнах без характеру строго витриманого правила.

Газоносність, як одна із суттєвих ознак рівня метаморфізму вугілля, корелюючись із газоемністю й виходом летких частин, також не має чіткої лінійної залежності із сучасною глибиною залягання пласта всією площею. На доінверсійних глибинах занурення вугільного пласта в інтервалі 4000–6000 м (у зоні марок Ж, К і ОС) вихід летких речовин змінюється нерівномірно, з тенденцією до різкого зменшення. На глибинах понад 6000 м ця характеристика розрахована аналітично й не може вважатися цілком достовірною.

Зміна ступеня метаморфізму в стратиграфічному розрізі за «правилом Хільта» визначається також тільки за певних взаємовідношень вугільних пластів. Дослідження засвідчили, що відхилення від «правила Хільта» спостерігаються здебільшого у зближених

пластах вугленосної товщі потужністю до 200 м. Під час складання геолого-геохімічної карти Донбасу [3, 16] визначено, що показник виходу летких речовин у разі застосування правила Хільта не є досконалим як оцінка ступеня метаморфізму. Зважаючи на згадані сторони неузгодженості правила з реальністю, можна вважати взірцевими лише ті випадки кореляції ступеня метаморфізму вугілля зі стратиграфічними рівнями відкладів, коли інверсійні процеси у вугільних басейнах вирізнялися малою інтенсивністю й контрастністю. Прикладом слугують кам'яновугільні відклади Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Для Донбасу правило малоприматне й доцільність його використання обмежується ділянками порожнистого залягання вугленосних товщ.

Вугільно-вуглеводневі формації (вуглегазові родовища) – своєрідні й дуже важливі зони земної кори. Процес вуглефікації супроводжується як виділенням великої кількості газів так і їхньої сорбції. Систематизація головних даних про природні гази вугільних басейнів зумовлюється потребою виявлення чинників, які впливають на просторове розміщення газів, умови їхньої міграції, формування скупчень. Поділ природних газів на генетичні групи має порівняно умовний характер унаслідок їхньої міграції. З огляду на походження газів є можливість визначення у вугільно-вуглеводневих формаціях газів різного генезису як за даними газової хроматографії, так і ізотопії.

Газова зональність природних газів вуглепородних масивів ґрунтується на зміні складу газових сумішей і вмісті у суміші вуглеводневих газів, зокрема й метану. Формування вугільно-вуглеводневих формацій пов'язано з усією геологічною історією розвитку вуглепородних масивів вугільних басейнів і поширенням у них природних газів.

Потрібно зважати на те, що метаносність кам'яновугільних і антрацитових басейнів типу Донецького на різних глибинах не визначена зазвичай за допомогою прямих геологічних даних, які б, зокрема, стосувалися глибин понад 2000 м від сучасної поверхні. Досить нагадати, що до 3000 м у межах Донбасу пройдено тільки три свердловини. Водночас, як засвідчують дослідження закономірностей формування вугільних басейнів і родовищ на Євразійському та інших континентах світу, тектоніка є вирішальним чинником, який визначає їхню структуру й речовинний склад і розміщення в сучасних структурах земної кори [16, 17, 65]. Знання будови й складу вугленосних товщ тільки на глибину можливостей наявних технологій вугледобування недостатнє для обґрунтованого визначення їхнього вуглегазозного потенціалу на всіх доступних для газодобувних технологій і технічних можливостей гіпсометричних рівнях. Отже, потрібні порівняльні зіставлення подібних до Донбаських за формаційним складом і коефіцієнтом вугленосності осадових комплексів карбону ДДЗ. Стиль тектонічного розвитку й розширення басейну седиментації Доно-Дніпровського прогину за цими ознаками на початкових етапах рифтогенезу й подальшого занурення (рифей-венд і до пізнього карбону-ранньої пермі) для Донбасу й ДДЗ подібний. Він різко відмітний для них на наступних етапах диференціації на супідрядні седиментаційні структури під час формування розривних, складчастих і ін'єкційних дислокацій. Ці ознаки й особливості розвитку седиментаційних і деформаційних процесів внутрішньоплатформних прогинів потрібно вповні відтворити на новій тектонічній карті України. Таке відображення дасть змогу мало контрастні платформні тектоноседиментаційні елементи показати так само виразно, як і структури мобільних зон і поясів. На сучасне поширення газу у вуглепородному масиві неабиякий вплив має тектоніка, що проявлялася впродовж чотирьох етапів від пермі до неогену. Фаза пізньогерцинської складчастості найвиразніша. Потужні тектонічні рухи відбувалися в ларамійську фазу альпійської складчастості на межі крейдового й палеогенового періодів. Їхня систематизація, як і пізніших тектонічних рухів, потребує доопрацювання [8].

Тектонічні рухи змінювали гіпсометричні рівні структур вугільних товщ. Під час активізації тектонічних рухів у вуглепородних масивах створювалися нові структури й пастки для газу, що пояснює його нерівномірне поширення в локальних формах. Дислокаційні форми Донбасу й ДДЗ істотно відрізняються. Їхня відмінність менш чітка між окремими блоками – ступенями [4, 8, 10, 13] у межах ДДЗ. Вони створюють поперечну зональність Доно-Дніпровського прогину через ускладнення поверхні кристалічного

фундаменту, що має загальний нахил від Брагінсько-Чернігівського виступу на північному заході до Донецького прогину на південному сході. У цьому ж напрямку неперервно-перервно нарощуються потужності вулканогенно-осадових і хемогенних верствуватих товщ від рифею-венду вниз до антропогену зверху. Така ж просторова закономірність напрямку нарощування інтенсивності складчастих, розривних та ін'єктивних дислокацій. Вони ускладнюються від блока до блока, досягаючи максимуму в межах Донецької складчастої споруди.

Переконливими є тектонофізичні й картувальні структурно-геоморфологічні дані, які свідчать, що наплатформні тектонічні дислокації осадового покриву сформувалися під впливом розломно-блокової тектоніки докембрійського кристалічного фундаменту [15–17, 19, 20]. Найглибше занурення кристалічного фундаменту в Доно-Дніпровському прогині за геолого-геофізичними даними [12, 14, 16] встановлене для Донецького прогину, у його центральній зоні великих лінійних складок. Водночас потрібно акцентувати, що геофізичні матеріали фіксують сучасну глибину кристалічного фундаменту, яка є результативною амплітудою прогинання впродовж усього етапу розвитку басейну.

Тектонофізичне моделювання й геолого-геофізичні спостереження в межах Доно-Дніпровського прогину або Великого Донбасу засвідчують, що для розуміння залежності інтенсивності тектонічних деформацій осадового покриву платформних прогинів від їхньої ширини й сумарної глибини потрібно зіставляти: співвідношення глибина / перетин для подібних, але рівних за параметрами депресій. Для найглибшого прогину Донбасу (близько 20 м) співвідношення глибини до ширини становить близько 0,4. Ця цифра зменшується разом з глибиною опускання в грабені ДДЗ до 0,3; 0,13; 0,07; 0,05; 0,04 в напрямку з південного сходу на північний захід [12, 14, 16]. Крім виразності складок, оцінкою яких є їхня амплітуда, потрібно також вводити поняття амплітуди інверсії або глибини інверсії. У цьому напрямі майже немає розробок. Водночас вважається априорі, що інверсійні рухи в межах Складчастого Донбасу відбулися на всю глибину прогину, а що стосується грабена ДДЗ, де наявні безкореневі складки пофалдування або «висні складки», то це питання більшість дослідників прагне залишити поза увагою.

Стверджувати про наявність потужних інверсійних рухів за даними глибинної геофізики можна з більшою ймовірністю лише для зони великих лінійних складок осової частини Донецького прогину з максимальними опусканнями кристалічного фундаменту, що сягають 20 і більше кілометрів. Таким чином, кореляція речовинного складу кам'яного вугілля за ступенем його метаморфізму не може корелюватися в цій зоні із сучасною глибиною залягання вугільного пласта чи вугленосної товщі. Така кореляція можлива лише за умов формування газових покладів у вугленосній товщі карбону, найімовірніше, на альпійському етапі розвитку структури регіону Великого Донбасу, коли існували умови утворення вторинних тектонічних колекторів (різномасштабних зон розущільнення) і кількох гіпсометричних рівнів газоносності, які простежуються в межах ДДЗ [16]. Їх у подальшому доцільно використовувати для вирішення співвідношень ознак регіонального й магмотермального (чи магмогідротермального) і гідротермально-метасоматичного метаморфізму вугілля й вугленосних товщ. Потрібно зауважити, що прагнення розділити процес вуглефікації й метаморфізму вугілля через нечітко визначені регіональні чинники (чинники регіонального метаморфізму, зумовленого глибиною занурення й середнім температурним градієнтом) і зональні або локальні перетворення унаслідок підтоку аномального тепла каналами лінійних та ізометричних флюїдопровідників призводять до штучного методологічного ускладнення в розумінні процесу формування вуглеводнів як процесу результативного, де екзо- й ендегенні чинники поєднані й нерозривні [14].

На сьогодні є підстави стверджувати, що термін «регіональний метаморфізм» не повністю пояснює причинно-наслідкові критерії метаморфізму вугілля та приховує його істинне першоджерело – тепловий і воднево-вуглеводневий глибинний підтік [1, 8, 9], що має аномальний, зональний і локальний масштаби та здатний створити надзвичайну мінливість вугілля за ступенем метаморфізму.

Геологічна основа прогнозування, пошуків, розвідки та використання метану вуглеводневих родовищ [17] Складчастого (і Великого) Донбасу створюється на матеріалах вивчення взаємодії та взаємопроникнення механічних, фізичних, хімічних і біологічних форм існування речовини та структури як складників вищого рангу – геологічної, або планетарної форми. Водночас не можна надати перевагу одній із них априорі. Треба зважати на вуглеводневий потенціал похованої у відкладах біомаси; глибинні джерела надр вуглецевого, вуглеводневого й теплового підтоку та геохімічну спрямованість взаємодії органічних і неорганічних речовин, що містять вуглець; роль у геохімічних перетвореннях і міграції вуглеводнів діоксиду вуглецю; складчасті, розривні та ін'єктивні дислокації всіх рангів, які контролюють вуглеводневі поклади і їхню стабільність у структурі та розрізі.

Сучасний стан газонасиченості вуглепородного масиву є результатом тектонічних процесів упродовж чотирьох етапів: від пермі до неогену, які є син- та постгенетичними щодо періодів формування вугільних пластів. Глибинна будова й аналіз матеріалів з історії геологічного розвитку Донецького вугільного басейну засвідчують, що утворення й формування складчастих форм масиву відбувалося впродовж усієї геологічної історії розвитку регіону. Формування різноспрямованих зон глибинних розломів відбувалося одночасно й багаторазово. За даними І.О. Майдановича та А.Я. Радзівілла [13], у періоди тектонічної активізації, за умов збереження загального плану глибинних тектонічних порушень (наприклад, Волновахо-Чорнухинського та Єламчик-Ровеньківського глибинних розломів) і складчастих форм, що їх контролюють (Складчастого Донбасу та Українського щита), їхній розвиток відбувався однотипно, але в різних місцях з різним ступенем контрастності.

Водночас у періоди підсилення тектонічної активності територія вугільного басейну у вузлах перетину різноспрямованих глибинних розломів піддавалася неодноразовій активізації магматичних процесів. За даними А.Б. Гуревача [6], прояви магмотермальної дії на вугільні пласти позначені на 115 із 620 вугільних басейнів і родовищ світу.

Внаслідок зміни гіпсометричних рівнів вугільних товщ, у постформаційний період, відбувається зміна складу й перерозподіл зон газонасичення й газомісткості масиву. З активізацією тектонічних рухів у вуглепородних масивах створювалися нові структури для природної дегазації, акумуляції й збереження газу, що частково пояснює, чому газу, серед яких і метан, у вугільній товщі поширення нерівномірно. Одним із головних чинників нерівномірного поширення газу у вуглепородному масиві є характер поширення сучасних геологічних структур, у яких розміщені вугленосні поклади. Газоносність вугільних пластів контролюється геологічними структурами, де простежується чіткий взаємозв'язок: газоносність вугільних пластів визначається наявністю дрібних структур різного характеру [8], у яких газові поклади пов'язані з вугільними пластами й породами, що їх уміщують. Одностаїнної думки про походження газу у вугільних масивах немає, але більшість вчених розглядає його як біогенне утворення, що виникло одночасно з вугільними покладами або є продуктом їхнього подальшого перетворення [8, 11]. Друга гіпотеза вказує на наявність у вугіллі газів, окрім біогенного, також абіогенного походження, пов'язаних із глибинними розломами та флюїдодинамічними осередками [2, 7, 9].

Якщо на певних глибинах в осадових товщах вторинні колектори (тектонічні й епітектонічні, тріщинно-вториннопоруваті) є в породах, то вони мають бути і у вугільних пластах. Важливими характеристиками гірських порід і вугілля як колекторів природних газів є поруватість і газопроникність. Визначено, що колекторські властивості вугілля й уміщальних порід (поруватість, газопроникність) змінюються в широкому діапазоні значень залежно від ступеня метаморфізму вугілля й катагенезу порід, відновлення вугілля, син- та постформаційних тектонічних трансформацій.

Основними шляхами міграції природних газів у вугленосних відкладах у разі низької стадії метаморфізму є гірські породи й вугільні пласти, а в разі середньої й високої стадій метаморфізму вугілля міграція природних газів здійснюється переважно вугільними пластами й тектонічними порушеннями.

Зниження природної метаносності вугільних пластів з глибиною в районах поширення антрацитів визначається відсутністю метану у високометаморфізованих антрацитах, що пояснюється структурою вугільної речовини або заміною метану на діоксид вуглецю, як на окремих шахтах Луганської області.

Природні гази в метановій зоні представлені здебільшого метаном (уміст від 70 до 90%), важкими вуглеводнями (від слідів до 1–20%), азотом (від 1–5 до 25–30%) і вуглекислим газом (переважно від 0 до 1,5–2,07%). Поряд з ними до складу газів входить гелій, водень, зрідка – сірководень. За загальної близькості речовинного складу газів вугілля й порід, гази вугільних пластів (за рівних умов) містять більшу кількість CO (CO<sub>2</sub>) і важких вуглеводнів, але трохи меншу кількість гелію та водню.

Якісні характеристики газової суміші вугільних родовищ постійно змінюються за розрізом і падінням пласта й особливо чітко вирізняються в тектонічно порушених зонах вуглепородних масивів. Всі складники газової суміші вуглепородних масивів контролюються мозаїкою фізичних параметрів різних частин пласта як у непорушеному, так і відпрацьованому масиві.

Найсприятливіші умови для накопичення й збереження газів утворюються в антиклінальних складках і куполах, тому вугільні пласти, що залягають в антикліналях, визначаються підвищеним умістом вуглеводнів. Залежність газонасності вугільних пластів від характеру геологічних структур добре простежується в Центральному вуглепромисловому районі Донбасу, розміщеному в межах Головної антикліналі.

Поширення газів у породі тісно пов'язане з тектонічною будовою відкладів. Найгазонаснішими є верстви антиклінальних складок, а також зони деяких тектонічних порушень (Італійського насуву, Французького насуву тощо). Підвищена газонасність у зонах тектонічних порушень, найімовірніше, пов'язана з вертикальною міграцією газів із глибших горизонтів.

Інтенсивність дегазації тієї чи іншої структури залежить від кута падіння її крил. У зв'язку із цим стрімкозалеблі пласти мають більшу глибину дегазації, а пологозалеблі характеризуються більшою газонасненістю зі збільшенням глибини до певного її рівня.

Глибина метанової зони й ступінь дегазації вугленосної товщі певним чином залежать від інтенсивності розвитку гідрогеологічної мережі: у районах широкого розвитку гідрогеологічної мережі шахти зазвичай характеризуються меншою газонасністю, а поверхня метанової зони опускається до глибини 300–500 м.

Визначені складники газу вугільних пластів зон порушеного масиву й порівняно непорушеного мають значні відмінності як щодо кількості газу, так і якісних показників. Кількість водню, гелію та важких вуглеводнів набагато зростає в зонах порушеного масиву. Наявність водню та гелію у порівняно непорушених вугільних масивах можна пояснити міграцією газів у вугільних пластах у висхідному напрямі. Значне зменшення газу в найвужчих ділянках пласта, найімовірніше, можна пов'язати з ущільненням вугільної речовини, порівнюючи із загальною щільністю вугільного пласта. Порушення вугільного масиву кардинально змінює газовий режим усіх визначених структур. Більшість розривних порушень басейну сприяє дегазації вугленосної товщі, але водночас окремі з них, зокрема Центральний насув, на території свого розміщення в різних структурах одночасно створює як зони дегазації, так і пастки для газового скупчення.

Вугільні пласти та породи, що їх уміщують, збагачені газом у вугільному басейні, пов'язані із зонами розломів або тріщинуватості. Крім того, уміст водню та гелію можливі тільки в разі наявності постійного підтоку вуглеводнів вздовж напластування й тріщин з глибини. Такий підтік також можливий тільки за наявності скупчення газів на глибині чи осередків їхнього продукування, зокрема магматичних тіл.

Зважаючи на те, що вуглеводні метанового ряду, крім частини метану з проблематичною генетикою, синтезовані у жорсткіших термобаричних умовах, ніж сучасні умови їхнього поширення [5], можна стверджувати, що газонаснення вугільного масиву відбулося внаслідок конвективної дифузії газової суміші тріщинами розривних порушень, тобто внаслідок перенесення речовини рухомим середовищем. Рух потоку речовини

відбувався відповідно до другого закону термодинаміки, згідно з яким стан речовини змінюється в напрямку досягнення рівноваги температури й тиску – з глибоких горизонтів до приповерхневих, від високих температур і тиску – до нижчих.

Можливості виявлення зв'язку газонасиченості вугільних пластів вуглепородних масивів з глибинними структурами у Донецькому басейні збільшуються у зв'язку зі зміщенням вугільних виробок у сторону тектонічно ускладнених крайових частин шахтних полів, а також зі збільшенням глибини гірничих виробок. Випробування та вивчення нових геоструктурних умов і порівняння їх з визначеними раніше насамперед спричинить підвищення категорійності шахт за газом.

**Висновок.** Етап освоєння родовищ метану вугленосних відкладів Донбасу започатковує й новий етап комплексного всебічного вивчення геології цього регіону, спрямованого на створення наукової основи комплексного раціонального використання його надр зі збереженням і поліпшенням доквілля.

Зазначимо, що в період формування вугільних пластів і порід, що їх уміщують, та в постформаційний період вони піддавалися впливу тектономагматичної (тектонічної) активізації. Внаслідок таких перебудов у сформованому вуглепородному масиві відбувалася зміна зон і кількості вмісту вуглеводнів. Під час дослідження залишкового газового складника у вугільних пластах визначено: з наближенням до зон розломів у пробах зростає об'ємна кількість газу та збільшується кількість визначених газів.

Отже, умови насичення вуглепородного масиву Донбасу нижчими насиченими ( $C_2 - C_3$ ) і ненасиченими вуглеводнями визначаються величиною періодів збільшення чи зменшення пропускнув здатності тектонічних розривних порушень з часом надходження до них вуглеводнів.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Бондарь А.Д., Томчук Ю.Я.* Дифференциация изотопов углерода – ключ к решению проблемы генезиса горючих ископаемых. Харьков: ТО «Эксклюзив», 2002. 97 с.
2. *Бондарь А.Д., Зарецкий П.В., Радзивилл А.Я.* О влиянии углеводородно-водородного глубинного газового потока на преобразование биогенного органического вещества и формирование залежей горючих ископаемых // Геол. журн., 1999. № 1 (287). С. 15–22.
3. *Гавриш В.К.* О рифтогенезе Днепровско-Донецкой впадины // ДАН СССР. 1981. № 6, Т. 256. С. 1447–1449.
4. Газонасиченість угольних басейнів і местороджень СССР / Гл. ред. А.И. Кравцов. М.: Недра, 1979. 628 с.
5. *Гуревич А.Б., Гаврилова О.И., Шишков С.Б.* Методика прогнозирования качества углей в бассейнах с интенсивным магматизмом // Сов. геология. 1987. № 7. С. 3–11.
6. *Євдошук Н.И., Вергельская Н.В., Кришталь А.Н.* О роли горно-геологических условий и физико-химических факторов при формировании газонасыщенности углепородных массивов Донецко-Макеевского углепромышленного района // Тектоніка і стратиграфія. 2013. Вип. 40. С. 12–26.
7. Етапи утворення вугленосних формацій в геологічних структурах України; ІГН НАН України / А.Я. Радзівілл, В.Ф. Шульга, А.В. Іванова, та ін. К.: LAT&K, 2012. 215 с.
8. *Євдошук М.І., Вергельская Н.В., Кришталь А.Н.* Вплив ендегенних флюїдів на формування газонасиченості вуглепородних масивів // Матер. доп. наук.-практ. конф., присвяченої 100-річчю від дня народження В.П. Макридіна. Харків, 2015. С. 110–112.
9. История геологического изучения угольных бассейнов СССР / Н.И. Погребнов, Д.Л. Мозесон, В.С. Попов и др. М.: Недра, 1976. – 255 с.
10. *Іванова А.В.* Визначення факторів газонасиченості вугільних пластів Донбасу // Геол. журнал. 2001. № 1. С. 54–60.
11. *Лысынчук Д., Лысынчук Е., Омельченко В.* Строение земной коры и верхней мантии Донбасса вдоль профиля DOBRE 99 // НГАУ, Науковий вісник. 2002. № 4. С. 20–24.
12. *Майданович И.А., Радзивилл А.Я.* Особенности тектоники угольных бассейнов Украины. К.: Наук. думка, 1984. 120 с.
13. *Нагорный Ю.Н., Нагорный В.Н.* Геодинамическая зональность и методы ее изучения // Прогноз выбросоопасности угольных пластов и вмещающих пород на стадии геологоразведочных работ / Тез. докл. Всесоюзн. науч.-техн. семинара, г. Днепропетровск. Днепропетровск, 1977. С. 56–57.

14. Радзивилл А.Я., Радзивилл В.Я., Токовенко В.С. Тектономагматические структуры неогена (Региональная геотектоника Украины). К.: Наук. думка, 1986. 160 с.
15. Радзівілл А.Я. До прогнозу зміни метаносності вугленосних відкладів Складчастого Донбасу з глибиною // Наук. пр. ІФД. Київ: Знання. 2001. С. 105–110.
16. Радзівілл А.Я., Іванова А.В., Зайцева Л.Б. Геологія вуглегазових басейнів (провінцій) України. К.: ЛОГОС, 2007. 179 с.
17. Степанов В.Н. Проблемы Большого Донбасса // XVII Междунар. геол. Конгресс. М., 1937. Т. 1. С. 170–189.
18. Тиркель М.Г., Анциферов В.А., Глухов А.А. Изучение газоносности угленосной толщи. Донецк: Вебер, 2008. 208 с.
19. Ткаченко В.Ф. Время возникновения и механизм формирования складчатости в Донецком бассейне // Сов. Геология. 1976. № 9. С. 94–107.

## REFERENCES

1. Bondar A.D., Tomchuk Yu.Ya. 2002. The differentiation of carbon isotopes is the key to solving the problem of genesis of fossil fuels. *TO Exclusive*, Kharkiv, 97 p. – in Russian
2. Bondar A.D., Zaretsky P.V., Radzivill A.Ya. 1999. On the effect of hydrocarbon-hydrogen deep gas flow on the conversion of biogenic organic matter and the formation of deposits of fossil fuels // *Geol. Zh.* No. 1 (287). P. 15–22. – in Russian
3. Gavrish V.K. 1981. On the riftogenesis of the Dnieper-Donets graben // *DAN USSR.* No. 6, T. 256. P. 1447–1449.
4. Kravtsov A.I. (Ed.). 1979. Coal basins and fields of the European part of USSR. – In: *Gas-bearingness of USSR coal basins and fields, vol. 1.* Nedra, Moscow, 628 p. – in Russian
5. Gurevich A.B., Gavrilova O.I., Shishkov S.B. 1987. The methodology for predicting the quality of coal in basins with intense magmatism // *Sov. geology.* No. 7. P. 3–11. – in Russian
6. Evdoshchuk N.I., Vergelskaya N.V., Kryshtal A.N. 2013. On the role of mining and geological conditions and physico-chemical factors in the formation of gas saturation of coal-bearing massifs of the Donetsk-Makeevsky coal industrial region // *Tectonics and stratigraphy.* 40. P. 12–26. – in Russian
7. Stages of formation of coal-bearing formations in geological structures of Ukraine; IGN NAS of Ukraine / A.Ya. Radziwill, W.F. Shulga, A.V. Ivanova, N.V. Vergelska and others. K.: LAT & K, 2012. 215 p. (in Ukrainian)
8. Evdoschuk M.I., Vergelskaya N.V., Kryshtal A.N. 2015. Influence of endogenous fluids on the formation of gas bearing capacity of coal massifs // *Mater. scientific-practical, conf. Dedicated to the 100th anniversary of the birth of VP Macridine.* Kharkiv, P. 110–112. (in Ukrainian)
9. History of the geological study of coal basins of the USSR / NI Pogrebnev, DL Moseson, W.S. Popov et al. M.: Nedra, 1976. – 255 p. – in Russian
10. Ivanova A.V. 2001. Determination of gas-bearing factors of Donbass coal seams // *Geol. magazine.* № 1. P. 54–60– in Russian.
11. Lysynchuk D., Lysynchuk E., Omelchenko V. 2002. The structure of the earth's crust and upper mantle of the Donbass along the DOBRE 99 profile // *NSAU, Naukovy visnik.* No. 4. P. 20–24. – in Russian
12. Maydanovich I.A., Radzivill A.Ya. 1984. Features of tectonics of coal basins of Ukraine. K.: Science. Dumka. 120 p. – in Russian
13. Nagorny Yu.N., Nagorny V.N. 1977. Geodynamic zonality and methods for its study // *Forecast of outburst hazard of coal seams and host rocks at the stage of exploration / Proc. doc. All-Union scientific and technical seminar, Dnepropetrovsk.* Dnepropetrovsk. P. 56–57. – in Russian
14. Radzivill A.Ya., Radzivil V.Y., Tokovenko V.S. 1986. Tectonic-magmatic Neogaeen structures (Regional geotectonics of Ukraine). K.: Science. Dumka, 160 p. – in Russian
15. Radzivill A. Ya. 2001. On the issue of methane concentration changes with depth in the coal formation of the Folded Donbas. – *Inst. Fundamental Res. Treatises.* Kiev: Znannya Publ., 105–110 (in Ukrainian).
16. Radzivill A.E., Ivanova A.V., Zaitseva L.B. 2007. Geology of coal and gas basins (provinces) of Ukraine. K.: LOGOS. 179 p. (in Ukrainian)
17. Stepanov V.N. 1937. Problems of the Greater Donbass // *XVII Intern. geol. Congress M.* T. 1. S. 170–189. – in Russian
18. Tirkel M.G., V. A. Antsiferov, A. A. Glukhov. 2008. Research on gas-bearing potential of the coal formation. Donetsk: VEBER Publ., 208 p. (in Ukrainian).
19. Tkachenko V.F. 1976. Time of occurrence and folding mechanism in the Donetsk basin // *Sov. Geology.* No. 9. P. 94–107. – in Russian



**N.V. Vergelskaya, I.M. Skopychenko**  
**EVOLUTION FORMATION OF GAS PROPORTION IN COAL BASINS**

Gas zoning of natural gases of coal-rock massifs is based on changes in the composition of gas mixtures and the content of hydrocarbon gases in the mixture, including methane. The formation of coal-hydrocarbon formations is associated with the entire geological history of the development of coal-rock massifs of coal basins and the distribution of natural gases in them. The conditions for saturation of the Donbass coal massif with saturated ( $C_2 - C_3$ ) and unsaturated hydrocarbons are determined by the duration of periods of increase or decrease in the carrying capacity of tectonic faults with the time of supply of hydrocarbons to them.

*Key words:* gas content, coal massifs, Donbass, coal-hydrocarbon formations.

**Н.В. Вергельская, И.М. Скопиченко**  
**ЭВОЛЮЦИЯ ФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОНОСНОСТИ УГОЛЬНЫХ БАСЕЙНОВ**

Газовая зональность природных газов углепородных массивов базируется на изменении состава газовых смесей и содержании в смеси углеводородных газов, в том числе и метана. Формирование угольно-углеводородных формаций связано со всей геологической историей развития углепородных массивов угольных бассейнов и распространением в них природных газов. Условия насыщения углепородного массива Донбасса насыщенными ( $C_2 - C_3$ ) и ненасыщенными углеводородами определяются длительностью периодов увеличения или уменьшения пропускной способности тектонических разрывных нарушений со временем поступления к ним углеводородов.

*Ключевые слова:* газоносность, углепородные массивы, Донбасс, угольно-углеводородные формации.

ДУ «Науковий центр гірничої геології, геоєкології та розвитку інфраструктури НАН України», м. Київ

Наталія Вергельська

e-mail: [vnata09@meta.ua](mailto:vnata09@meta.ua)

Ігор Скопиченко

e-mail: [i.skopychenko@gmail.com](mailto:i.skopychenko@gmail.com)

Стаття надійшла: 26.08.2019