
ТЕКТОНІКА

УДК 553.93:552.578.1 (477)

А. Я. Радзівілл

НАПРЯМИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ГЕОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ВУГЛЕГАЗОВИХ БАСЕЙНІВ УКРАЇНИ

Комплексные исследования всего разреза тектоносферы углегазовых бассейнов открывают возможности познания соотношений эндо- и экзогенных факторов формирования их полезных ископаемых.

Complex researches of all cut of tektonosphere of coal-hydrocarbon basins are opened by possibilities of cognition of correlations of endo- and exogenous factors of forming of their minerals.

Вступ. Багаторічні комплексні геологічні дослідження вугільно-вуглеводневих басейнів (провінцій) України та суміжних територій, особливо вивчення співвідношень взаємозв'язків різнопорядкових приповерхневих і глибинних структур їх тектоносфер, викладені в головних рисах в узагальнюючій монографії "Геологія вуглегазових басейнів (провінцій) України" [8] та в науково-дослідних роботах Інституту геологічних наук (ІГН) НАН України за темою "Геологія і умови формування вуглегазових басейнів (провінцій) України" (2008 р.). Окреслені головні напрями дослідження та їх розвиток як в ІГН НАН України, так і в геологічній науці в цілому, в яких основна увага приділена пошукам шляхів вирішення фундаментальних проблем геології горючих копалин, її місця в загальногеологічних проблемах формування тектоносфери регіону і планети [8, 9].

Досвід багаторічних досліджень вугільних і вугільно-вуглеводневих басейнів та перспективних площ території України, а також вугільних і вуглегазових геологічних об'єктів світу дозволяє сформулювати ряд проблем, вирішення яких в науковому аспекті є актуальними або першочерговими. Ці проблеми набули першочерговості в зв'язку з необхідністю пошуків конкретних наявних та прогнозованих ознак взаємодії ендо- та екзогенних факторів вуглеутворення, що фіксуються по всьому розрізу неогену внутрішніх та зовнішніх прогинів південного заходу Східно-Європейської платформи.

Взаємовідношення ендо- та екзогенних процесів і явищ виражені в кінцевому результаті в будові та речовинному складі структурно-стратиграфічних комплексів платформного покриву та їх закономірних змін по розрізу (в часі). Через парагенез вугленосних і нафтогазоносних формацій, що досліджувався в ІГН НАН України протягом 2003—2006 рр. на рівні міжвіддільської тематики стратиграфами, тектоністами та науковцями паливно-енергетичного відділення інституту, перейдено до пошуків регіональних, зональних та локальних причинно-наслідкових генетичних зв'язків вугле-, сланце-, нафто-, газоутворення в верхніх частинах земної кори континентального типу. Особливої актуальності, і наукової і практичної, набула проблема генезису вуглеводнів вугільних родовищ. В 50-ті роки минулого сторіччя досить жваво обговорювалося питання генерації метану газових родовищ Шебелинської групи із вугільних товщ сусіднього з південного сходу Складчастого Донбасу, про що досить впевнено, базуючись на порівняльних даних, стверджував М. П. Балуховський [2 та ін.].

Вугільний пласт вуглепородного масиву і в подальшому сприймався і залишається в уяві більшості дослідників основним газогенеруючим геологічним джерелом, яке трансформує у вміщуючі породи і в сам вугільний пласт вуглеводні метанового ряду. Головний стимулятор газоутворення — катагенез вугілля, максимуми газоносності якого припадають на кам'яне вугілля від марки Г до К [3].

Напрями дослідження. В результаті комплексних вуглепетрографічних досліджень встановлена залежність газогенераційного потенціалу вугілля від його петрографічного (мікрокомпонентного) складу, ступеня відновленості та метаморфізму [4]. Найбільшим потенціалом газоутворення вирізняються вітриніт і ліптиніт, для яких генерація вуглеводневих газів починається на стадії жирного вугілля. Генераційна здатність вітриніту збільшується з ростом його відновленості. В той же час сорбційні властивості вугілля зростають внаслідок збільшення в його складі структурних геліфікованих мікрокомпонентів, зменшення відновленості та збільшення фюзенізованих компонентів.

© А. Я. Радзівілл, 2009

З підвищенням ступеня метаморфізму газонасність вугілля збільшується в зв'язку з ростом кількості генерованих органічною речовиною метаморфогенних газів і властивостями вугілля як газомішуючого середовища. Сорбційна газоємність вугілля зростає в напрямі від жирного до напівантрацитів. Це зумовлене зміною дисперсних якостей і природною активацією вугілля. В цьому ж напрямі спостерігається зменшення вмісту вологи, що веде до збільшення сорбційного об'єму вугілля.

Кореляційна узгодженість газонасності від ряду вуглепетрографічних показників демонструється одержаними для Складчастого Донбасу значними позитивними коефіцієнтами залежності газонасності від вмісту вітриніту, зокрема безструктурного, і ступеня метаморфізму за коефіцієнтом відбиття (віддзеркалювання).

Зв'язки газонасності з вмістом фюзеніту і ліптиніту характеризуються від'ємними коефіцієнтами.

Газорозподіл у вугільному масиві контролюється структурно-текстурними особливостями конкретної частини вугільного пласта [5] та вміщуючих порід і підпорядкована значною мірою перерозподілу по горизонталі і вертикалі зонам стиснення та розуцільнення різних порядків [6, 7].

Вивчення парагенезу рудоносних об'єктів з вуглецевими (вугільними, горючесланцевими, нафтогазоносними та чорносланцевими) формаціями, як показали дані світової гірничо-геологічної практики і науки та наші дослідження останніх років, відкривають нові перспективи вирішення питань загальних геологічних закономірностей зв'язку процесів рудогенезу та генезису вуглеводнів. Інакше кажучи, розширюється коло геологічних об'єктів дослідження структури і речовинного складу на глибину і по вертикалі розрізу (в геологічному часі) щодо оцінки їх абіогенного та біогенно-абіогенного походження покладів вуглеводнів і вуглецевих формацій взагалі.

В межах України в усіх регіональних структурах континентальної земної кори присутні вугленосні формації переважно фанерозойських відкладів. Тому результати їх порівняльних гірничо-геологічних характеристик, насамперед з найдавнішим за терміном освоєння та експлуатації Старого (Складчастого) Донбасу, мають загальногеологічне значення, що виходить за важливістю за межі суто регіональних закономірностей.

До таких належить визначення ролі регіонального (геотермального) та контактового (магмотермального), а також магмогідротермального метаморфізму вуглепородних товщ і їх реальних співвідношень щодо типів підпорядкованих структур. На основі результатів досліджень останніх десятиліть є підстави розглядати їх як дві сторони єдиного процесу термобаричних постседиментаційних природних перетворень вуглепородних масивів. Виникає можливість побудови за новим тектоно-магматичним (термобаричним) принципом більш детальних карт внутрішньобасейного структурного районування.

Фактори, що зумовлюють дискретність земної кори та її структурно-стратиграфічних оболонок, є наслідком взаємодії нормальних і дотичних планетарних зусиль щодо поверхонь цих оболонок. Утворені механічними рухами зони розуцільнення різних рівнів, які приводять до значних переміщень мас і енергії, поглинають тепло з формуванням ендотермальних сполук, тоді як в зонах і осередках стиснення існують екзотермальні режими ущільнених речовин. Розпізнавання цих термобаричних структур за текстурно-структурними ознаками порід і вугілля, як взаємопов'язаних суміжних контрастних геологічних і гірничо-геологічних об'єктів, при безпосередньому їх вивченні у виробках, зразках і шліфах та, особливо, визначення дистанційними геофізичними методами є на сучасному етапі одною із найважливіших першочергових задач дослідження вуглегазових об'єктів всіх рангів.

У цьому напрямі ми маємо мало фактичного матеріалу та узагальнень, які б сприяли виявленню та дослідженню у вуглепородних масивах Складчастого Донбасу та інших кам'яновугільних басейнів структур осередкового типу з аномально високими пластовими тисками (АВПТ) газів чи водяно-газових сумішей, що можуть формуватися, як потенційні суфляри і реалізуватися при гірничих роботах. Це вірогідні тектонічні лінзи розуцільнення, екрановані ділянками стиснення зверху і забезпечені підтоком глибинних газів знизу по розлому.

Поліпшення результативності досліджень дискретності розподілу і режиму вуглеводнів у вуглепородному масиві бачиться в суттєвому поповненні їх геологічними даними, особливо про зміну параметрів структур з глибиною. Потрібно зробити наголос на висвітленні деталей будови геологічного середовища та реконструкції геологічних процесів як вугленосних товщ, так і геологічної історії до і післявугленосних режимів.

Нами були розглянуті петрографічний склад і тріщинуватість вугілля, як чинник його метанонасності [5, 6] на матеріалах пласта ℓ_1 (світа C_2^6) 12-го західного конвеєрного штреку шахти ім. О. Ф. Засядька і намічені способи визначення за тріщинуватістю (II та III типи) максимальної газонасності певних ділянок у шахті. Ці дослідження продовжуються на матеріалах інших гірничих виробок паралельно з вивченням залишкової газонасності вугільних пластів та петрографічного складу і структурно-текстурних характеристик вміщуючих порід. Визначена кореляційна залежність залишкової метанонасності від петрографічного складу вугілля та його відновленості, що підтвердило висновки

про збільшення сорбційних властивостей вугілля зі зменшенням відновленості, а також із збільшенням в ньому фюзенізованих компонентів.

Часто при розгляді конкретних газоносних структур вугільних родовищ виникає диспут між різними дослідниками чи виробничниками щодо зв'язку метану з пластами вугілля як його продуцентами.

Особливо багато не вирішено питань щодо зв'язків газоносності різнопорядкових геологічних об'єктів із розломно-блоковою тектонікою різного рівня і різної глибинності. Використовуються, як правило, факти просторового суміщення розривів і концентрації газу, тоді як часовий фактор залишається в тіні. А він надзвичайно важливий з погляду на те, що нафтогазоматеринські товщі (формації) визначаються із значними натяжками порівняно з визначенням віку початку формування вугільних пластів.

Дані про те, що в більшості нафтогазоносних басейнів (провінціях) простежуються не стратиграфічні, а гіпсометричні рівні продуктивних горизонтів, що мають регіональне значення і використовуються в пошуково-розвідувальній практиці, підтверджують розповсюджену тезу про альпійський вік родовищ вуглеводнів як в палеозойських (можливо, і в докембрійських), так і в мезозойських та кайнозойських (альпійських) нашаруваннях.

Сучасна концепція метаморфізму вугілля зводиться по суті до регіонального метаморфізму, що зумовлений температурним градієнтом періоду максимального занурення вугленосних товщ на початку активності основної фази складчастості регіональної структури. Концепція регіонального метаморфізму вугілля вважається досить обґрунтованою значною мірою матеріалами по Складчастому Донбасу, що, на погляд автора статті, є певним гальмом в розкритті справжніх причин катагенетичних перетворень вуглепородних масивів на зональному та локальному рівнях і варіацій параметрів якості вугілля конкретного пласта по латералі і розрізу. З'ясування причин таких варіацій не вважається, як правило, суттєвим. Розглядаючи глибинний тепловий (і воднево-вуглеводневий) потік як порівняно рівномірний на великій площі, багато дослідників вважали відхилення показників катагенезу в конкретній точці чи ділянці випадковими або винятком із правил регіонального метаморфізму вуглепородних масивів.

Але поодинокі розрізнені відхилення від правил набувають суттєвого систематичного значення, які вже не можна сприймати як випадкові і несуттєві для певних наукових і прикладних висновків. Найбільше свердловин для порівняльних характеристик, що пройшли вугленосні товщі та виявили вугільні пласти на різних стратиграфічних рівнях і глибинах від поверхні, розташовані в грабені та на крилах Дніпровсько-Донецької западини — ДДЗ (в Західному Донбасі). Пласти кам'яного вугілля виявлені по всьому розрізу карбону. По Західному Донбасі є також досить великий геологічний матеріал на діючих шахтах.

Крім того, на відміну від Складчастого Донбасу, інверсійні процеси в ДДЗ не були виразними і суттєвими, і переміщення по вертикалі вугільних пластів протягом геологічного часу від торфонакопичення до їх виявлення та освоєння практично не змінювали свого напрямку. При цьому маємо, за даними досліджень властивостей віддзеркалення вітриніту, показники, ідентичні у вугіллі систематично вивчених нижньокам'яновугільних пластів Західного Донбасу (південного крила ДДЗ) на глибині 300—400 м і окремих глибоких свердловин грабена в межах полтавських земель на глибинах понад 5000 м [4]. Тепловий потік у постседиментаційний період на південному крилі западини характеризувався значно вищими температурами, ніж в її центральних, більш занурених частинах. Зональний і локальний розподіл палеотемператур простежується і для інших частин ДДЗ та її грабена, наприклад на Ведильцівській вугленосній ділянці, що пов'язана з довугленосною субвулканічною осередковою структурою, активізація якої, як і в південній прибортовій частині Складчастого Донбасу, могла відбуватися і в більш пізні геологічні часи.

Значний вплив магмогідротермальних процесів з їх зонально-осередковим характером прояву на катагенетичні перетворення вугілля і вміщуючих порід безсумнівний. Він простежується постійно і систематично як у гірничих виробках, особливо в Донецько-Макіївському та Південнодонбаському районах, так і в керні більшості розвідувальних свердловин не тільки в межах Складчастого Донбасу, а й Західного Донбасу. Привнесеними постседиментаційними гідротермальними мінералами є недеформований з нормальним погасанням кварц, а також каолініт, кальцит, пірит та інші сульфідні, карбонати й оксиди. Кальцит і кварц виповнюють тріщини або порожнини, в тому числі клітини фюзенізованих фрагментів рослин. Пірит зустрічається у вигляді окремих розсіяних зерен, овальних дрібних стяжін, рідко утворюючи псевдоморфози по фюзену.

Виявляються досить різкі зміни текстурно-структурних характеристик вміщуючих порід і петрографічних ознак катагенезу по східних та західних конвеєрних штреках шахти ім. О. Ф. Засядька на горизонтах відпрацювання пласта ℓ_1 . Катагенетичні перетворення пісковиків та алевролітів іноді (локально) досягають рівня контактних роговиків з новоутвореннями біотитової та рудної вкрапленості та лінзочок сіроколірного кварцу. Ділянки вміщуючих порід з магмотермальним впливом свідчать про можливу появу осередків у вуглепородному масиві з аномальним термогазодинамічним режимом. Такі ділянки, зокрема, були виявлені автором за петрографічними дослідженнями шліфів пісковиків і сланців в 13-му східному конвеєрному штреку. Прожилково-вкраплені та жильні утворення пронизують

контактів частини покрівлі та подошви пласта і підкреслюють пошарові рухи — ковзання і течію квазітвердих речовин вугільного пласта і вміщуючих порід. Тріщини розтягування контролюють жильні розгалуження, тоді як сколові тріщини формують у вугіллі і породах сланцюватість, кліваж та поверхні з дзеркалами ковзання. На ділянках вугільного пласта з інтенсивним тонкосмугастих розсланцюванням (кліважем) серед блискучого вугілля з'являються матові лінзи різних розмірів.

Для вуглевидобувного регіону Донбасу, як для найстарішого і найбільш відпрацьованого басейну країни, сучасні тектонічні і техногенні перетворення особливо впливові на екологічні зміни геологічного середовища і сучасних гідро-, атмо- і біосфер, що призводять до непередбачених подій і явищ. З ними пов'язане формування нових флюїдодинамічних систем в зв'язку з перетоком води і вуглеводнево-водневих сумішей на глибині та на поверхні.

Такими можуть бути теоретично прогнозовані структури з АВПТ флюїдів — новітні природні тектонічні утворення, які виявляються і реалізуються в наш час при проведенні геологорозвідувальних і гірничовидобувних робіт. Методи і способи попередньої діагностики недостатньо надійні, що призводить при їх розкритті до раптових, іноді аварійних та катастрофічних наслідків.

Структури АВПТ за тектонофізичними характеристиками мають бути сформованими в неоднорідному геологічному середовищі при наявності в ньому зон розуцільнення, ізолюваних і обмежених зонами стиску (стиснення), або відповідно до наявності порід-колекторів з високою пористістю і порід-екранів з низькою пористістю. Третя умова — існування підтоку флюїдів у сформовану для них пастку — в колектори.

Підток флюїдів і наявність пастки з надійним екраном створюють режим, при якому літостатичний тиск перевищує гідростатичний від 1,3 раза до 2,0—2,2 раза. Система АВПТ розглядається як метастабільна, а в районах з високим навантаженням в результаті гірничо-геологічних робіт та інших техногенних змін може виявитися нестабільною.

У формуванні АВПТ вирішальну роль відіграють тектонічні та флюїдодинамічні процеси, що стимулюють геотермічні та термобаричні зміни режиму середовища.

Вивчення осередкових флюїдодинамічних структур як сучасних, так і доантропогенових палеоструктур, фіксація яких за геологічними і геофізичними даними можлива на різних гіпсометричних і стратиграфічних рівнях, є актуальним в напрямі визначення закономірностей розподілу вуглеводнів у вуглепородному масиві з метою їх упередженої утилізації, створення умов безпечного ведення гірничовидобувних робіт.

Формування газових і водяно-газових структур з АВПТ маловірогідно уявити без інтенсивного сучасного вуглеводнево-водневого підтоку з глибини.

Аварія, що трапилася на шахті ім. О. Ф. Засядька при проведенні бурових робіт з метою дегазації пласта ℓ_7 на глибині 1078 м відкаточного штреку 13 східної лави 18 листопада 2007 р., була, вірогідно, зумовлена потужним газовим суфляром, реалізації якого могли сприяти бурові роботи, що проводились в забої до початку вибуху. Викид газу міг спричинити іскру при руйнуванні металевих конструкцій та їх удару об вміщуючі породи, а невідома за складом газово-пиле-повітряна суміш призвести до вибуху.

Повторні вибухи, що трапилися 1 та 2 грудня 2007 р. можна пояснити новим підтоком вуглеводнево-водневої суміші з глибини в ізолюваний простір штреку, де проявився перший вибух.

Для уникнення повторних катастрофічних газодинамічних явищ на цій ділянці шахти ім. О. Ф. Засядька потрібно було забезпечити дегазацію суфляра шляхом проходки свердловини з поверхні, яка б підсікала та дренавала вірогідний канал газопідтоку на глибині понад 1100 м і давала змогу транспортувати з глибин вуглеводні, що надходять з глибини, та можливу водяно-газову суміш на поверхню.

Як і забутовка аварійних виробок, їх мокра консервація, що проведена за рекомендацією московських консультантів та Держкомісії України, не може дати позитивних результатів, так як здатна призвести до формування нових водяно-газових систем, небезпечних в нестійкому газодинамічному режимі. Запобігання при цьому раптовим вибухам чи іншим явищам не буде гарантовано, про що йшлося в нашій письмовій рекомендації на ім'я Держкомісії в грудні 2007 р.

Післявибухові післяаварійні рятувально-відновлювані роботи по ізоляції та створенню замкнутого простору на місці газовитоків із масиву, продубльовані двічі, призвели до повторних вибухів і жертв. Вони були недоцільними, помилковими, альтернативними проведенню бурових дегазаційних заходів.

Раптові газодинамічні явища в забоях і відпрацьованих просторах особливо часті, як правило, в неординарних гірничо-геологічних умовах при проведенні додаткових заходів техніки безпеки (проходка шпурів, свердловин і т. д.). Свердловини доцільно закладати з денної поверхні не тільки дегазаційні, але і режимні, а також по промислового видобуванню вуглеводнів — розвідувальні на метан і експлуатаційні.

Висновки. Перспективи. На особливу увагу заслуговують факти присутності в довугленосних нижньокам'яновугільних та девонських товщах внутрішніх і крайових прогинів України, що є вугільно-

вуглеводневими басейнами (провінціями), реально нафтогазоносних, а також потенційно перспективних суттєво теригенно-карбонатних доломітизованих відкладів, які вміщують не тільки малометаморфізовані бітуми, але і високометаморфізовані антраксоліти. Бітуми виявлені у стильській світі нижнього карбону Складчастого Донбасу та в лопушанській світі середнього девону Волино-Подільської плити. Ідентичність лопушанської та великомостівської газоносних світ середнього девону, підстилаючих кам'яновугільні товщі карбону Львівського палеозойського прогину, як стратиграфічних аналогів, свідчить про можливість розширення перспективи девону, а також і нижнього карбону на вуглеводневі поклади як зовнішніх, так і внутрішніх прогинів платформи.

Доломітизація, як і рудо- та бітумоутворення в довугленосних товщах Донбасу і Поділля, є гідро-термальними. Вони приурочені до купольних структур часто з брекчійовими текстурами — до флюїдодинамічних гідротермальних-метасоматичних утворень — *своєрідних сольових (доломітових) діапирів, які слід розглядати як новий тип ендегенних ін'єктивних дислокацій і додаткове джерело глибинних вуглеводнів.*

Сучасний стан наукових досліджень вугільно-вуглеводневих басейнів (провінцій) потребує в подальшому максимального використання даних комплексу методів прогнозних, пошуково-розвідувальних та видобувних робіт і їх геологічного забезпечення на всіх етапах розробок за пріоритетами оперативності та результативності методів. Поєднання класичних традиційних і новітніх геологічних і гірничо-геологічних методів раціонального визначення конкретних площ і пунктів закладання свердловин на родовища метану вкрай необхідне. В цьому напрямі в ІГН НАН України, крім проведення багаторічних досліджень структури та речовинного складу вуглегазових родовищ і провінцій та продовження цих досліджень в майбутньому, поглиблюючи вивчення підпорядкованості структур стиснення та розтягування, їх взаємозв'язків та критеріїв оцінки газоносності за значними позитивними коефіцієнтами залежності від вмісту вітриніту, від'ємними коефіцієнтами з вмістом фюзеніту і ліптиніту, за відсутністю кореляції газоносності з відновленістю вугілля, доцільно систематично застосовувати для Складчастого Донбасу та інших регіонів уже перевірені практикою атмогеохімічні методи [1] з поєднанням петрографічних, вуглепетрографічних, спектральних та маспектральних лабораторних досліджень.

При цьому Донецький басейн, як максимально занурена частина платформної України, повинен залишитися реальною головною енергетичною вугле-, а в подальшому і газопостачальною областю держави.

Таким чином, на сучасному етапі досліджень газоносності вуглегазових (вугільно-вуглеводневих) басейнів особливу увагу варто зосередити на геологічних проблемах закономірностей розташування та умовах формування в них покладів вуглеводнів різнопорядкових і різноглибинних структур. Без накопичення нових геологічних матеріалів різної детальності вивчення досліджуваного об'єкта успіхи подальшого просування у вдосконаленні гірничо-геологічної теорії та практики будуть маловірогідними.

1. Багрій І. Д., Гладун В. В., Дубосарський В. Р. та ін. Флюїдогеодинамічні ознаки Оболонської кільцевої структури за результатами приповерхневих термометричних та атмогеохімічних досліджень // Тектоніка і стратиграфія — 2005. — Вип. 34. — С. 43—49.
2. Балуховський Н. Ф. Геологическое строение и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины и северо-западных окраин Донбасса. — Киев: Изд-во АН УССР, 1954. — 364 с.
3. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. — М.: Госгеолтехиздат, 1963. — Т. 1: Угольные бассейны и месторождения юга европейской части СССР.— 1210 с.
4. Іванова А. В. Визначення факторів газоносності вугільних пластів Донбасу // Геол. журн. — 2001. — № 1. — С. 54—60.
5. Іванова А. В., Зайцева Л. Б. Петрографічний склад і тріщинуватість вугілля як чинники його метаноемності // Геолог України. — 2007. — № 4. — С. 43—48.
6. Радзівілл А. Я. До прогнозу зміни метаносності вугленосних відкладів Донбасу з глибиною // Наук. пр. ІФД — К.: 2001. — С. 105—110.
7. Радзівілл А. Я. Роль структур стиснення і розтягу різних рангів у перерозподілі речовини і енергії тектоносфери та у формуванні покладів корисних копалин // Наук. пр. ІФД.— К.: Логос, 2005. — Вип. 9. — С. 11—19.
8. Радзівілл А. Я., Іванова А. В., Зайцева Л. Б. Геологія вуглегазових басейнів (провінцій) України. — К.: Логос, 2007. — 179 с.
9. Gozhik P. F., Radzivil A. Ya. Directions in investigations of coal and coal-hydrocarbon basins of Ukraine // 7-th European coal conf. (Lviv, Ukraine, Aug., 26—29. 2008): Abstracts. — Lviv, 2008. — С. 37—38.