


УДК 553.98/551.73+551.76(477.53)

 <https://doi.org/10.31996/mru.2024.1.12-22>

О. Ю. ЛУКІН, д-р геол.-мін. наук, акад. НАН України, голов. наук. співроб. (Інститут геологічних наук НАН України), lukin.ign.nanu@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0001-6475-9073>,

І. П. ГАФІЧ, канд. геол.-мін. наук, директор з розвідки та перспективного розвитку (ДТЕК "Нафтогаз"), gafichip@dtek.com, <https://orcid.org/0009-0001-3219-5143>,

Я. В. ЛУКІН, мол. наук. співроб. лабораторії літофізичних досліджень, комплексної лабораторії дослідження керн (УкрНДІгаз), yaroslav1997lukin@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0003-0253-1032>

O. LUKIN, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Academician of the NAS of Ukraine, Chief Researcher (Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine), lukin.ign.nanu@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0001-6475-9073>,

I. GAFYCH, PhD (Geol. & Mineral.), exploration and prospective development director (DTEK Oil and gas), gafichip@dtec.com, <https://orcid.org/0009-0001-3219-5143>,

Ya. LUKIN, Junior Researcher of the Laboratory of Lithophysical Research, Complex Laboratory of Core Research (UkrNDIGas), yaroslav1997lukin@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0003-0253-1032>

ФАКТОРИ ТА МЕХАНІЗМИ ФОРМУВАННЯ ПРОДУКТИВНИХ ВТОРИННИХ КОЛЕКТОРІВ У ГЛИБОКОЗАЛЯГАЮЧИХ НАФТОГАЗОНОСНИХ КОМПЛЕКСАХ

Стаття 1. Тектонофізичні механізми розуцільнення

нижньокам'яновугільних кварцито-пісковиків центральної частини

Дніпровсько-Донецької западини на глибинах понад 4,5 км

FACTORS AND MECHANISMS OF PRODUCTIVE SECONDARY RESERVOIRS FORMATION IN DEEP-LYING OIL AND GAS COMPLEXES

Article 1. Tectonophysical mechanisms of Lower Carboniferous quartzite-sandstones decompaction in the central part of the Dniprovsko-Donetska depression at the depths of more than 4.5 km

В світі неухильно зростають масштаби освоєння вторинних колекторів у розуцільнених породних тілах у широкому формаційному діапазоні: від різновікового кристалічного фундаменту різних нафтогазоносних басейнів до теригенних відкладів з редукованою первинною пористістю та карбонатних формацій. Освоєння вуглеводневих ресурсів, пов'язаних з вторинними резервуарами глибокозалягаючих комплексів, є найважливішим стратегічним напрямом геологорозвідувальних робіт. Викладені у даній статті результати мають принципове значення, оскільки базуються, по-перше, переважно на вивченні керн глибокозалягаючих комплексів, по-друге, – на істотно іншій (ніж у попередніх роботах) методології (широке застосування електронно-мікроскопічного сканування з рентгеноспектральним зондуванням та дифрактометрією), по-третє (і найголовніше), – на суттєво іншій ідеології. Основу її складає концепція різних генетичних типів постседиментаційних перетворень. Поряд з діа- та катагенезом це – дислокаційний епігенез та гіпогенний алогенез зі специфічними геодинамічними та геотермодинамічними режимами, включаючи особливу роль структурних температур та тисків. У нафтогазоносних басейнах континентально-рифтогенного (авлакогенного) типу завершальною стадією регіонального епігенезу є дислокаційний епігенез з зональним і локальним проявом гіпогенного алогенезу. Саме з цією стадією й пов'язані газові та газоконденсатні, а також основна частина нафтових і гетерофазних родовищ. Особливе значення встановлені закономірності формування вторинних колекторів мають для ефективного освоєння вуглеводневого потенціалу великих глибин.

Ключові слова: вторинні колектори, глибокозалягаючі комплекси, вуглеводневий потенціал великих глибин, електронно-мікроскопічне сканування.

In the world, the scale of development of secondary reservoirs in decompaction rock bodies in a wide formation range is steadily increasing: from the crystalline basement of different ages of various oil and gas-bearing basins to terrigenous deposits with reduced primary porosity and carbonate formations. Development of hydrocarbon resources associated with secondary reservoirs of deep-seated complexes is the most important strategic direction of geological exploration. The results presented in this article are of fundamental importance, since they are based, firstly, mainly on the study of the core of deep-lying complexes, and secondly, on a significantly different (than in previous works) methodology (wide application of electron microscopic scanning with X-ray spectral probing and diffractometry), thirdly (and most importantly) – on a significantly different ideology. It is based on the concept of different genetic types of post-sedimentation transformations. Along with diagenesis and catagenesis, it is dislocation epigenesis and hypogene allogeneis with specific geodynamic and geothermodynamic regimes, including the special role of structural temperatures and pressures. In oil and gas-bearing basins of the continental-riftogenic (aulacogenic) type, the final stage of regional epigenesis is dislocation epigenesis with zonal and local manifestation of hypogene allogeneis. Gas and gas condensate deposits, as well as the main part of oil and heterophase deposits, are associated with this stage. The established regularities of the formation of secondary reservoirs are of particular importance for the effective development of the hydrocarbon potential of great depths.

Keywords: secondary reservoirs, deep-lying complexes, hydrocarbon potential of great depths, electron microscopic scanning.

Як вже відзначалося [5, 7], основні перспективи освоєння природної вуглеводневої сировини парадоксально пов'язані як з первинними колекторами малих глибин, так і з суто вторинними тріщинно-каверно-поровими породами глибокозалегаючих комплексів.

Величезні запаси нафтидів (переважно у вигляді важких високов'язких нафт, малт та бітумів) зосереджені в теригенних та карбонатних породах осадових комплексів з первинною пористістю, які не вийшли зі стадії протокатагенезу та навіть діагенезу. Так, з нелітифікованими пісками пов'язані численні нафтові та газові поклади раннього та пізнього пліоцену Південно-Каспійського нафтогазоносного басейну (НГБ), міоцену Центрально-Суматринського НГБ (включаючи гігантське нафтове родовище Мінас, основні запаси якого – понад 800 млн т – зосереджені в інтервалі глибин 324–800 м), пліоцену–плейстоцену Оринокського НГБ (включаючи величезне родовище Кірикіре зі складними фазово-геохімічними співвідношеннями важких та легких нафт і газу в четвертинних та голоценових пролювіальних пісках). З грандіозним древнім (докайнозойським) нафтонакопиченням у нелітифікованих алювіально-наземнодельтових пісках пов'язані унікальні за запасами скупчення бітумів Західної Канади (Атабаска, Вабаска, Піс-Рівер та ін.), Мелекеської западини та Південно-Татарського виступу, Оленекського склепіння на півночі Сибірської платформи та ін. За низкою різних критеріїв (стадіальний аналіз бітумоносних пісковиків, ізотопне датування уранвісних вуглецевих мінералів, палеотектонічні та палеогідрогеологічні дані) формування цих грандіозних запасів пов'язано з давніми фазами нафтидогенезу і раннім (до катагенезу) надходженням нафти в колектори з “консервуванням” їх первиннопорового простору. Аналогічне за своєю природою явище встановлено, наприклад, у нижньовізейських вапняках Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) та інших регіонів (первиннопорові “криноїдні піски” та інші уламково-біогеннокарбонатні фації). З більш молодими (мезокайнозойськими) фазами промислової нафтогазоносності первиннопорових карбонатних колекторів пов'язані: газонафтові родовища у формації писальної крейди (верхня крейда–палеоцен) Північного моря (Екофіск, Елдфіск, Торфельт, Едда, Дан та інші родовища з сумарними видобувними запасами нафти понад 350 млн т і газу понад 250 млрд м³) та Галф-Коста (прогнозні ресурси нафти – за різними оцінками – від 300 до 500 млн т і більше).

Разом з цим неухильно зростають масштаби освоєння вторинних колекторів у розуцільнених породних тілах у широкому формаційному діапазоні: від різновікового кристалічного фундаменту різних НГБ до теригенних відкладів з редуваною первинною пористістю та карбонатних формацій.

Освоєння вуглеводневих ресурсів, пов'язаних з вторинними резервуарами глибокозалегаючих комплексів, є найважливішим стратегічним напрямом. Саме з ним пов'язаний стрімкий зліт ресурсних оцінок на рубежі ХХ і ХХІ ст. [7]. Крім того, з освоєнням глибоких надр пов'язаний розвиток таких найважливіших стратегічних напрямів, як пошуки родовищ водню і гелію (включаючи проблему ізотопу ³He), а також використання ендегенного тепла. Варто підкреслити значення вивчення термодинаміки, гідродинаміки та петрофізики глибокозалегаючих формаційних комплексів для вирішення геоекологічних проблем (захоронення парникових газів, радіоактивних та інших відходів). У зв'язку з цим однією з найважливіших проблем наук про Землю є розробка наукових основ прогнозу колекторів (резервуарів) на великих

(глибше 4,5–5 км) та надвеликих (глибше 6 км) глибинах у межах різних геоструктур – від докембрійських кристалічних щитів до глибоких депресій та орогенів. Складність цієї проблеми визначається сполученням різноманітних, з одного боку, породних субстратів, а з іншого – факторів їх розуцільнення. При цьому разом з формаційною (літологічною, петрофізичною, фізико-хімічною) специфікою та різноманіттям геодинамічних і термодинамічних факторів необхідно враховувати, на якій стадії літогенезу знаходиться відповідний тектоно-формаційний комплекс та чи піддається (або піддавався) він накладеним змінам. Тут варто визнати неприпустимість широкого розповсюдження спрощених уявлень про вторинні процеси, у відповідності до яких усі епігенетичні зміни зводяться до катагенезу чи навіть діагенезу [1, 13]. Необхідно враховувати, під дією яких генетичних типів вторинних перетворень знаходиться конкретний об'єкт досліджень.

Декілька слів про генетичні типи постседиментаційних змін. З різноманітними постседиментаційними процесами тією чи іншою мірою пов'язано формування всіх корисних копалин у формаціях осадового чохла. Особливо велика і різноманітна їх роль у нафтидогенезі. Незалежно від уявлень про генезис нафти і газу вторинний або епігенетичний по відношенню до породних комплексів характер процесів міграції, акумуляції та фазової диференціації вуглеводневих флюїдів не викликає сумнівів у багатьох дослідників. Крім того, характер та інтенсивність вторинних перетворень повністю або частково контролюють колекторські та екрануючі властивості порід, морфологію резервуарів.

Невисока ефективність геологорозвідувальних робіт на нафту та газ у більшості регіонів багато в чому пов'язана зі слабкою вивченістю постседиментаційних факторів нафтидогенезу та відповідних їм літолого-епігенетичних критеріїв нафтогазоносності. Виникнення на зорі розвитку нафтовидобування теорії “вуглецевого коефіцієнта” (М. Роджерс, Д. Уайт), наявність у ряді нафтогазоносних провінцій тісного просторово-часового взаємозв'язку вугленосних формацій і нафтогазоносних комплексів сприяли тому, що при розробці складної та багатопланової проблеми “вторинні перетворення – нафтидогенез” основна увага приділялася вивченню регіональних змін осадових товщ і насамперед катагенезу розсіяної органічної речовини та вугільних включень з використанням відповідних показників як критеріїв нафтогазоносності (роботи М. Б. Вассоевича, І. І. Аммосова, С. Г. Неручева, М. Тайхмюллер, В. С. Вишемирського, М. П. Гречишнікова, М. В. Лопатіна, Н. Бостик, А. В. Іванової, Г. М. Парпарової, М. Хакебарда, В. Ф. Фоміна, Л. І. Ровніної та ін.). З розробкою цього напрямку пов'язане виявлення низки важливих закономірностей нафтогазоносності, формування концепцій головних фаз (зон) нафто- та газоутворення. Значно менше уваги у нафтогазовій геології приділено вивченню інших типів вторинних змін, пов'язаних з гіпо- та гіпергенними факторами, а також з виникненням специфічних процесів, що безпосередньо супроводжують формування, переформування та руйнування скупчень нафтидів. Така однобічність є суттєвим гальмом як при вирішенні проблеми нафтидогенезу в цілому, так і при розробці найбільш інформативних та надійних літолого-епігенетичних критеріїв прогнозування нафтогазоносності.

Варто підкреслити особливе значення для розробки літолого-епігенетичних критеріїв нафтогазоносності даних по Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецькій системі авлакогенних басейнів і насамперед по ДДЗ, яка відрізняється:

- виключно широким стратиграфічним (докембрій–юра) та формаційним діапазоном промислової нафтогазоносності;
- морфогенетичною різноманітністю локальних структурних форм та пов'язаних з ними пасток;
- фазово-геохімічним різноманіттям нафтидів (від сухого метанового газу до важких нафт, мальт та твердих бітумів);
- винятково широким (понад 6,5 км) гіпсометричним діапазоном промислової нафтогазоносності за наявності досить значних розвіданих та прогнозних запасів в інтервалі глибин 4–7 км.

Це дозволяє, поряд з традиційними критеріями [1], використовувати показники, пов'язані з гетерогенністю (палео) температур і (палео)тисків у флюїдопородних системах (співвідношення температур кондуктивного та конвективного прогріву, різноманітні (палео)п'єзометричні показники, характерні часи різних постседиментаційних процесів – від геологічно тривалих (катагенетичне ущільнення) до миттєвих (гіпогенний алогенез – ГА) [4, 6]).

Передумовою підвищеної інтенсивності постседиментаційних процесів в авлакогенних комплексах є наявність великих “крізьформаційних” флюїдопровідних систем, у формуванні яких визначальну роль відіграють глибинні розломи, що тривало існують і періодично активізуються, приурочені до їх зчленувань “вузлові” тектоно-магматогенні структури. Складовими елементами цих довготривалих систем, флюїдопровідність яких характеризується різко вираженою просторовою та часовою мінливістю, є зони тріщинуватості та кавернозності, піщані русла, рифогенно-карбонатні масиви тощо [9]. З ними пов'язана різко виражена гетерогенність гірського тиску і велика роль гідродинамічних аномалій, що, у свою чергу, тісно пов'язане з наявністю вищезгаданих “крізьформаційних” флюїдопровідних систем. Завдяки їх наявності для рифтогенів і, зокрема, авлакогенів характерна різко виражена “бібаричність” (термін Г. Л. Поспелова [11]), тобто закономірна різниця між “породними” (гірськими) та “флюїдними” тисками.

Незважаючи на тенденцію до інтеграції різних напрямів вивчення постседиментаційних перетворень (ПП) та встановлене в останні роки тісне переплетіння гіпо- та гіпергенних процесів, необхідне чітке відокремлення різних за генезисом асоціацій ПП, тому що вони відіграють різну роль у нафтогазонакопиченні, а також у формуванні пошукових геохімічних та геофізичних аномалій [4].

Ці асоціації, за більшістю з яких історично закріпилися певні найменування, варто розглядати як генетичні типи ПП, оскільки вони: 1) обумовлені сукупністю певних провідних факторів та 2) формують геологічні тіла, пов'язані певними просторово-часовими співвідношеннями з вміщувачими формаціями. Ці два головних принципи є основою генетичної типізації як автогенетичних, так і алогенетичних (за термінологією В. М. Холодова) ПП. При цьому кожному генетичному типу ПП відповідає своя гідрогеохімічна система. Тому генетична типізація ПП значною мірою базується на відповідних критеріях, що характеризують гідрогеологічний режим та стан флюїдопородних систем. При цьому вперше використано поняття про каркасно-флюїдні системи, запропоноване свого часу Г. Л. Поспеловим [11] для характеристики умов гідротермального рудоутворення, використання якого у низці проблем, що розглядаються в статті, дуже перспективне. У даному випадку варто говорити про більш конкретно-формаційно обумовлені каркасно-флюїдні системи, стосовно яких відповідні різним генетичним типам зони

можуть розглядатися як метасоматичні у широкому сенсі. З цим узгоджуються уявлення про геофізичні та геохімічні ознаки широкого розвитку “стовпоподібних” зон метасоматозу в осадовому чохлі НГБ. Тому для виділення генетичних типів ПП вперше «використані» співвідношення породних (“каркас”) та флюїдних термодинамічних параметрів, зокрема, такий показник, як ΔT – різниця між палеотемпературами флюїдного ($T_{\text{фл}}$, що визначаються за гомогенізацією газиво-рідких включень; ізотопно-геохімічними та термолюмінесцентними характеристиками аутигенних новоутворень) та палеотемпературами кондуктивного прогріву порід ($T_{\text{к}}$ – за показниками вуглефікації тощо) [10]. Для автогенетичних постседиментаційних процесів (від діагенезу до регіонального метаморфізму) цей показник ($\Delta T = T_{\text{фл}} - T_{\text{к}}$) близький до 0. Його негативні значення характеризують гіпогенно-інфільтраційні процеси. Підвищені позитивні значення ΔT у сполученні з проявами надгідростатичних тисків свідчать про алогенетичні процеси, пов'язані з вторгненням глибинних високоентальпійних флюїдів (ГА).

Отже, для типізації ПП використані такі критерії, як: 1) тип гідрогеологічного режиму (елізійний, інфільтраційний та ін.); 2) газовий режим (парціальний тиск кисню, вуглекислого газу, сірководню, метану та ін.); 3) склад типоморфних водних мігрантів; 4) ступінь відкритості флюїдопородних систем; 5) співвідношення термодинамічних параметрів породного каркасу та флюїдів [4, 6, 10].

При генетичній типізації ПП використані також характеристики самих процесів. Насамперед варто підкреслити значення такого показника, як характерний час. Цей системний критерій, який широко використовується при вивченні процесів у сучасних геосистемах, необхідно враховувати і при характеристиці постседиментаційних процесів, оскільки його ігнорування призводить до зіставлення непорівнянних за тривалістю процесів. Особливо важливим є урахування критерію характерного часу при з'ясуванні ролі різних генетичних типів ПП у нафтогазонакопиченні. Темпи постседиментаційних процесів та конкретні геологічні (гідрогеологічні, геотермодинамічні) умови їх протікання, у свою чергу, визначають відносну роль таких конкретних “механізмів” ПП, як різні види ущільнення, конкрецієутворення, аутигенезу в поровому просторі, метасоматозу, тріщиноутворення і вилуговування, пластичної течії та перекристалізації тощо.

Нижче на основі сукупності цих критеріїв охарактеризовано основні генетичні типи ПП.

Ранній (початковий) катагенез, що є безпосереднім продовженням діагенезу, розвивається в умовах переважаючого занурення та елізійного гідрогеологічного режиму. Він характеризується провідною роллю таких процесів, як ущільнення глин, аутигенез у первиннопоровому просторі піщаних тіл, помірно розтягнутою у часі (та з глибиною) вуглефікацією у діапазоні від бурого до газового вугілля включно. Серед багатьох факторів раннього катагенезу, разом з тиском навантаження та поступово зростаючими температурами, Eh , pH , pCO_2 , pH_2S пластових вод, – різноманітні сейсмоакустичні та сейсмoeлектричні явища при нерівномірно-пульсаційному зануренні тощо. При цьому характер та інтенсивність постседиментаційних процесів цілком контролюється вихідними особливостями речовинного складу та будови відкладів, за рахунок чого їх різні формаційні типи характеризуються істотно різними асоціаціями початково-катагенетичних змін (новоутворень). Завдяки цьому діагенетична – початково-катагенетична зональність виявляє

закономірний зв'язок з тектоно-формаційною зональністю осадово-породних басейнів (ОПБ).

Перехід від раннього (початкового) до пізнього (глибинного) катагенезу пов'язаний з початком інверсійного тектогенезу, зміною переважаючого розтягання стиском, різким підвищенням теплового потоку, розкриттям флюїдопородних систем за низкою геохімічних компонентів. Він визначається стрибком вуглефікації Г–Ж (границя між градаціями МК2–МК3, що характеризується різким збільшенням палеотемператур з 160–170° до 200°С), різким посиленням інтенсивності структурних перетворень пісковиків, появою ознак масової гідролудитизації глинистої речовини (спочатку – гідролюда 1М1), вторинних текстур тощо. Усе це свідчить про істотні зміни природи основних факторів ПП, провідну роль серед яких починають відігравати пластові температури, що значно зросли (при збереженні близькості $T_{\text{фл}}$ і $T_{\text{к}}$), і стресові напруги. Провідна роль цих двох факторів зберігається протягом усього подальшого розвитку автогенезу аж до регіонального метаморфізму включно. При цьому границі між глибинним катагенезом і початковим метагенезом, початковим та глибинним катагенезом, метагенезом і регіональним метаморфізмом контролюються стрибкоподібними підвищеннями температур та посиленнями стресу, що обумовлене “підключенням” нових ендегенних джерел термальної активізації. Їх діапазон варіює від різноманітних проявів термічного ефекту, тектонічних деформацій в умовах геодинамічного стиску до глибинних осередків палінгенної гранітизації та безпосереднього теплового впливу мантіїних діапів. Зокрема, інтервал градації МК3–АК3 характеризується наявністю кількох енергетичних рівнів “термально-динамічної активізації”. При цьому перехід від катагенезу до метагенезу (границя між градаціями АК1–АК2) відмічений проявом кліважу течії, масовим розвитком гідролюди 2М1 (“серіцитизація”) і хлориту 1,4 нм, заміною кам'яного вугілля антрацитами тощо. Крім характеру вказаних вторинних змін (новоутворень), про провідну роль сучасної дії термальної активізації та стресу у зміні катагенезу метагенезом свідчить те, що поява ознак останнього характерна для авлакогенних і геосинклінальних комплексів з проявом інтенсивного інверсійно-тектонічного стиску (голоморфна складчастість, насувоутворення). В комплексах, які не зазнали інтенсивного інверсійного складкоутворення, ознаки метагенезу, як показує досвід порівняльного вивчення палеозою ДДЗ, Донбасу, Доно-Медведицького та інших авлакогенів, можуть бути відсутніми, незважаючи на великі (до 8 км та більше) глибини занурення, що дуже важливо для прогнозування нафтогазоносності глибокозанурених комплексів.

З посиленням інтенсивності вторинних змін від глибинного катагенезу до метагенезу зростає ступінь структурно-тектонічної невідповідності між їх зональністю і формаційними, а особливо стратиграфічними границями. У цьому ж напрямку зростає ступінь відкритості флюїдопородних систем (від квазізачиненого їх стану у ранньому катагенезі до відкритого за усіма основними компонентами у пізньому метагенезі), про що свідчать закономірні зміни хімічного складу не тільки піщаних, але й глинистих порід (збільшення глиноземистості, ознаки виносу заліза і магнію тощо). Проте відносно ОПБ у цілому автогенетичний характер ПП зберігається аж до початку регіонального метаморфізму. Варто особливо підкреслити дві фундаментальні особливості автогенетичних процесів [6].

По-перше, формування ката- і метагенетичної зональності є процесом геологічно тривалим, інтегруючи значні зміни за великі інтервали часу. Крім загальновідомих даних про

роль геологічного часу в інтерпретації досить малих змін, про це свідчать збереження близькості $T_{\text{фл}}$ і $T_{\text{к}}$, ознаки швидкого вирівнювання тисків у каркасно-флюїдних системах тощо. На основі стадіального аналізу у комплексі з датуваннями абсолютного віку аутигенних мінералів різних стадій катагенезу і метагенезу отримані й прямі докази великої геологічної тривалості автогенетичних ПП. Так, для нижньобашкирських відкладів ДДЗ і Донбасу за даними калій-аргонових датувань (дані В. Ф. Лескевича, М. П. Семененка, О. Ю. Лукіна та ін.) абсолютний вік початково-катагенетичних генерацій гідролюди 1Мд–1М1 становить 310–315 млн років, а для глибинно-катагенетичних генерацій гідролюди 2М1 – 230–240 млн років, співпадаючи з часом максимального прояву інверсійного тектогенезу (пфальцьська фаза). Таким чином, тривалість формування катагенетичної зональності у діапазоні ПК3–МК5 дорівнює близько 80 млн років. Для візейських відкладів відповідні значення сягають 100–120 млн років.

По-друге, невпинно зберігається їх головна геотермодинамічна тенденція, яка полягає у нівелюванні первинних мінералого-геохімічних і енергетичних розбіжностей між породними тілами різних порядків.

Катагенез у діапазоні градацій ПК3–АК1 (інтервал шкали вуглефікації Б–Т від 0,3 до 2,5) характеризується низкою загальновідомих закономірностей, які стосуються як ступеня бітумінізації (“дозрівання”) розсіяної органічної речовини, так і розподілу запасів нафти, конденсату і газу. Вони лежать в основі концепцій головних фаз (зон) нафто- і газоутворення (роботи М. Б. Вассоевича, С. Г. Неручева, А. М. Акрамходжаєва, Ю. К. Бурліна, О. Е. Конторовича та ін.). Безпосередній зв'язок з катагенезом процесів первинної міграції і формування покладів нафтидів з точки зору критерію характерного часу є дуже проблематичним. Тривалість головних фаз нафтоутворення (кінець ПК3–початок МК3) і газоутворення (МК3–АК2) залежно від віку відкладів має варіювати від 10–15 до 100–120 млн років та більше. У той же час різні незалежні один від одного дані (датування по аутигенних інтервалах на водо-нафтових контактах, геологічні і мінералого-геохімічні критерії визначення максимального віку нафтогазонакопичення у різних провінціях, закономірності формування техногенних покладів тощо) свідчать про геологічну короткочасність (менше 1 млн років) процесів формування нафтових та, тим більше, газових покладів. У зв'язку з цим першочергового значення для проблеми нафтидогенезу і нафтогазонакопичення набуває вивчення алогенетичних ПП – гіпергенного та особливо ГА. Гіпогенно-алогенетичні процеси, з якими пов'язане не тільки різноманітне гідротермальне рудоутворення в ОПБ, але й встановлені в останні роки в глибокозалегаючих нафтогазоносних комплексах та в породах кристалічного фундаменту різноманітні зони дроблення, тріщиноутворення і вилугування термальними високонапірними флюїдами, чітко відрізняються від стадіальних автогенетичних змін: 1) істотним перевищенням флюїдних палеотемператур, що визначаються по аутигенних мінералах (термометрія за ГЖ-включеннями, ізотопно-геохімічні дані, термолюмінесценція та ін.), над “фоновими” палеотемпературами кондуктивного прогнозу вміщуючих відкладів (показники ступеня вуглефікації, фазові переходи у глинистій речовині тощо); 2) активним ексфільтраційним гідрогеологічним режимом (на фоні елізійного чи артезіанського); 3) відкритим характером гідрогеохімічних систем за широкою участю глибинних петрогенетичних факторів; 4) відносною короткочасністю процесів.

На відміну від регіональних ПП, пов'язаних з геотектонічним “саморозвитком” ОПБ, гіпогенно-алогенетичні зміни утворюють явно накладені “стовпоподібні” зони, що січуть межі стратонів і формацій. Вони виявляють тісний зв'язок із вищезгаданими “крізьформаційними” флюїдопровідними системами, що дренують кристалічний фундамент і осадовий чохол, закладення яких обумовлено глибинними тектоно-геодинамічними факторами. Особливо характерний їхній зв'язок із тектономагматичними структурами, що формуються в зонах перетину глибинних розломів. Їх багаторазова активізація сприяє формуванню на різних стратиграфічних рівнях тріщинуватих і вториннопорово-кавернозних породних масивів, які відіграють роль сполучених ланок у системі порушень, та первиннопорогічна тріщинуватість, пов'язана з депресійними та ерозійними формами палеорельєфу (тріщини бічного відпору тощо). Таким чином, ці системи, з одного боку, самі є породженнями глибинних тектонофізичних процесів, а з іншого – відіграючи “флюїдостягуючу” роль, вони багато в чому визначають положення зон ГА, їх конкретні морфологічні особливості в межах осадового чохла. Саме вони контролюють просторово-часові асоціації різноманітних нафтових та газових покладів, з якими парагенетично пов'язані різноманітні діаклази, зони дроблення, метасоматити, скупчення твердих бітумів та гідротермальне зруденіння. Типовими прикладами таких зон ГА є найбільші родовища у верхньопалеозойських карбонатних відкладах Прикаспійської западини (Астраханське, Карачаганак, Тенгіз та ін.), у карбонатних та теригенних комплексах нижнього палеозою прогинів Анадарко (Мілс-Ранч, Геджебі-Крік та ін.) та Делавер (Гомес, Локрідж, Коїаноса), а також низка родовищ з широким діапазоном нафтогазоносності в Тімано-Печорській та Волго-Уральській провінціях. Для усіх цих родовищ відзначений зв'язок із “вузловими” глибинними тектономагматичними структурами, які контролюють в осадовому чохлі різноманітні структурно-тектонічні та палеогеоморфологічні форми пасток (резервуарів).

Ряд родовищ такого типу відкрито в ДДЗ (Яблунівське, Мачухське, Котельєвське, Сахалінське, Анастасівське, Харківцівське та ін.). Тут зв'язок різних проявів ГА (у різноманітних осадових та вулканогенних формаціях) з нафтогазоносністю палеозойських теригенних та карбонатних колекторів

вивчено найповніше. До того ж, саме в ДДЗ останнім часом встановлена промислова нафтогазоносність розуцільнених кристалічних порід докембрійського фундаменту (Юлівське газоконденсатне, Хухринське нафтове та інші родовища), яка також супроводжується різноманітною гідротермальною мінералізацією і контролюється не стільки корою вивітрювання, скільки зонами дроблення, гіпогенного вилугування, вториннопоровими метасоматитами.

Широкий розвиток явищ дроблення в межах зон ГА обумовлений сукупною дією глибинно-експлозивних факторів, а також “тектоно-кесонного ефекту”. Завдяки цьому при ГА набувають широкого розвитку явища природного гідророзриву. При цьому, поряд з “ін'єкційним” (використання високонапірних глибинних флюїдів) розкриттям породних тіл по поверхнях на шарування та прихованих діаклазах, формуються типові тріщини гідророзриву в міцних породах (вапняки, піскивики з кварцовим або вапняним цементом тощо).

ГА нерозривно пов'язаний з дислокаційним епігенезом. Цей, донедавна найменш вивчений генетичний тип ПП, відіграє у формуванні вторинних колекторів провідну роль. Насамперед це стосується неотектонічного етапу розвитку НГБ, який характеризується активізацією зсувної, а також насувної тектоніки в умовах глобального стиску та пульсуючих “бічних” стресових напруг [3, 4, 6]. Таким чином, у НГБ континентально-рифтогенного (авлакогенного) типу завершальною стадією регіонального епігенезу є дислокаційний епігенез із зональним і локальним проявом ГА. Саме з цією стадією й пов'язані газові та газоконденсатні, а також основна частина нафтових і гетерофазних родовищ. На цій стадії остаточно формується фазово-геохімічна зональність НГБ, окремі сегменти якої характеризуються наявністю родовищ (покладів, скупчень у вигляді полів тощо) нафти, мальт та бітумів. Іншими словами, саме це – головна фаза нафтогазоакопичення, яка просторово реалізується, залежно від конкретних умов нафтидогенезу, у вигляді певної фазово-геохімічної зональності (рис. 1).

Таким чином, НГБ можна (й слід!) розглядати як суперпозицію генетичних типів ПП – сукупно діючих факторів, що визначають фазово-геохімічну зональність та інші закономірності нафтогазоносності, визначаючи загалом вуглеводневий потенціал надр. Дія цих факторів здійснюється в широкому просторово-часовому діапазоні, визначаючи різний характер дії

природних вуглеводнево-генеруючих систем [8]. З глибиною зростає роль накладених ПП, пов'язаних з дислокаційним та гіпогенно-алогенетичним епігенезом. Він має нелінійний характер, стрибкоподібно збільшуючись на певних глибинах. У центральній частині ДДЗ до них, зокрема,

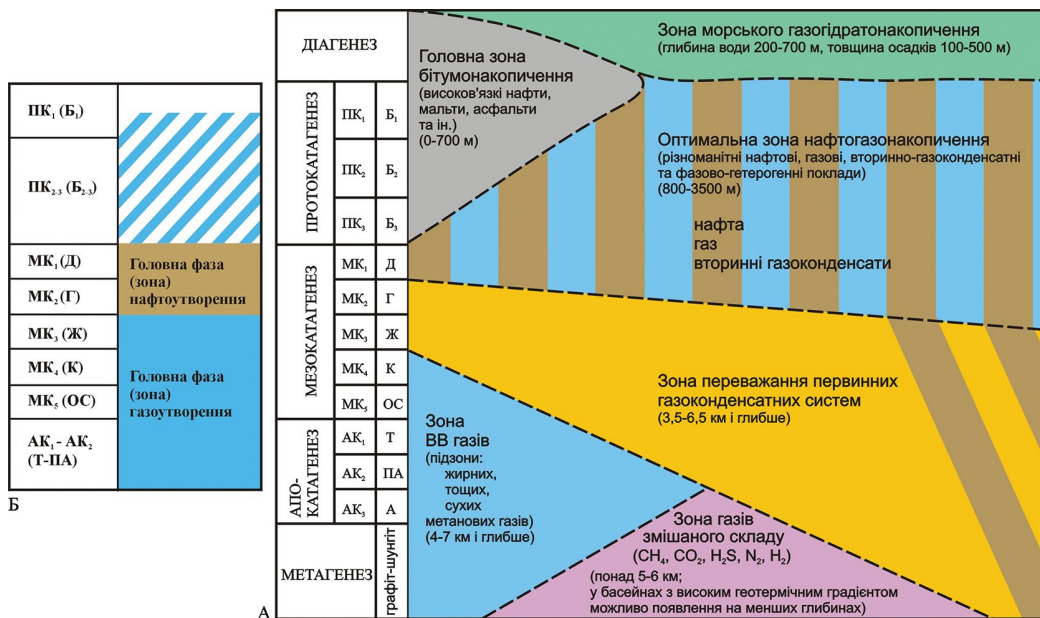


Рис. 1. Зведена схема зональності нафтидоакопичення в осадовій оболонці (стратисфері) – за О. Ю. Лукіним (А) та положення головних фаз (зон) нафто- та газоутворення відносно шкали катагенезу (за канонами осадово-міграційної теорії) – за М. Б. Вассоєвичем, С. Г. Неручевим (Б)

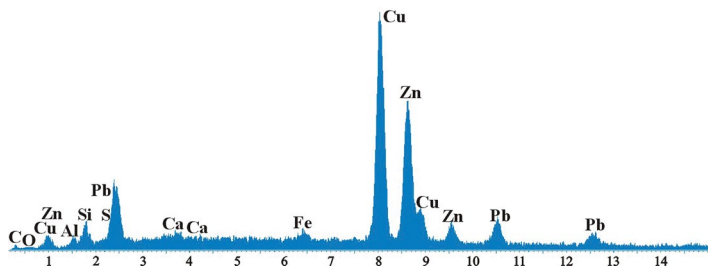
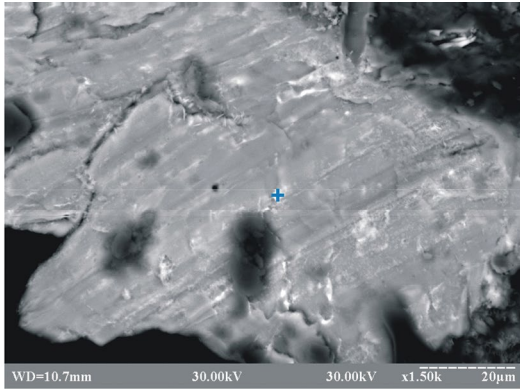
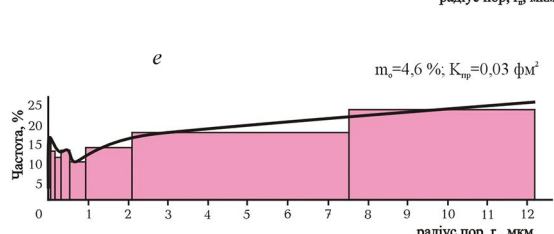
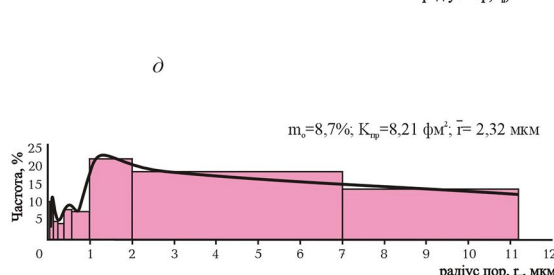
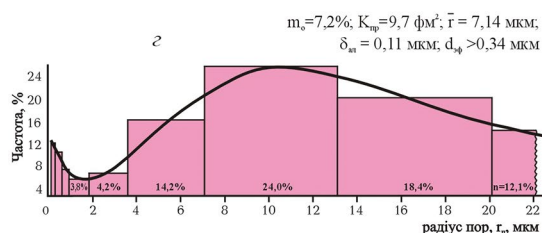
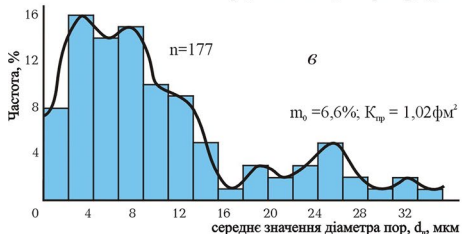
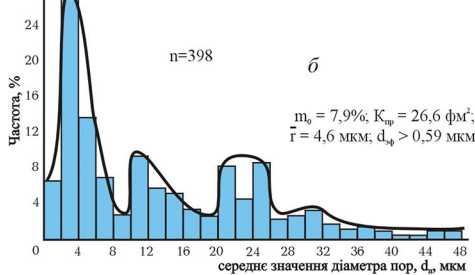
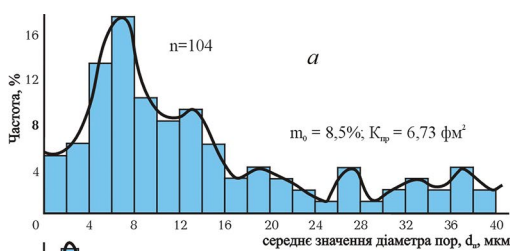


Рис. 2. Дзеркало ковзання з дикітовою і самородно-металевою мінералізацією (ДДЗ, св. 20-Комишнянська, інт. 5334–5336 м)

відноситься інтервал 5–6 км, в якому різко збільшується кількість дзеркал ковзання з різноманітною ендегенною мінералізацією (рис. 2). Кооперативна взаємодія вказаних генетичних типів ПП з катагенетично ущільненими породами обумовлює появу на великих глибинах здавалося б термодинамічно заборо-нених нафтогазоносних колекторів (див. нижче).

Фактори та механізми формування нафтогазоносних колекторів у глибокозалягаючих катагенетично ущільнених кварцито-пісковиках нижнього карбону центральної частини ДДЗ

Отже, нафтогазоносність глибокозалягаючих комплексів контролюється взаємодією накладених взаємопов'яза-



них процесів дислокаційного епігенезу та ГА з формаційним субстратом. Це визначає різноманіття умов нафтидогенезу та нафтогазонакопичення. Далеко не кожний формаційний субстрат може відігравати роль глибокозалягаючого традиційного (ефективно-порового) резервуара. Так, у свій час однією з головних причин негативних результатів глибокого буріння в південно-східному сегменті Дніпровсько-Донецького регіону було те, що роль формаційного субстрату тут відігравали аркозові та аркозо-граувакові пісковики середнього та верхнього карбону. При взаємодії з вказаними факторами (зокрема, з маломінералізованими ювенільними інверсійними водами) утворюються гідрослюди, хлорити та змішаношаруваті набухаючі мінерали [2, 12]. Вони колюма-тують поровий простір, що призводить до різкого погіршення емнісних та особливо фільтраційних властивостей (що, втім, не означає відсутність тут газоносних щільних колекторів – нетрадиційних джерел вуглеводнів).

На відміну від південного сходу ДДЗ та області її зчленування з Донецькою складчастою спорудою, в центральній частині ДДЗ на глибинах понад 4–5 км залягають моно- та олігоміктові кварцові пісковики. На стадії мезокатагенезу їх первинний (та вторинний, раніше епігенетичний) поровий простір піддається багатоступінчастій редукції, внаслідок процесів катагенетичного спікання втрачають первинні колекторські властивості та вже на стадіях МК2–МК3 набувають вигляду кварцито-пісковиків, а на наступних стадіях (МК4–МК5–АК1) їх часто неможна відрізнити від метаморфічних кварцитів. Саме такі породи виявилися сприятливим субстратом для формування вторинних колекторів-метасоматитів зі складною структурою порового простору (рис. 3). Сполучення відкритої (мікро)тріщинуватості з кавернами і порами (рис. 4) забезпечує великі емнісні та фільтраційні властивості, значні розвідані запаси і високі та надвисокі дебіти [7].

В той же час, на відміну від первиннопорових піщаних колекторів, вони характеризуються набагато вищою міні-лністю колекторських властивостей та мозаїчним зональ-но-локальним розповсюдженням. Незважаючи на те, що в

Рис. 3. Морфологія типового вторинного колектора, сформованого на кварцито-піщаному субстраті.

Гістограми і полігони розподілу значень діаметрів пор пісковиків за даними скануючої електронної мікроскопії (а-в) і радіусів пор пісковиків за даними центрифугування (z-e) (а – св. 1-Червонолуцька, гор. В-22в, інт. 5530–5016 м; б – св. 371-Пісківська, гор. В-22, інт. 5006–5016 м; в – св. 488-Комишнянська, гор. В-22, інт. 5790–5802 м; z – св. 424-Бакумівська, гор. В-21, інт. 5638–5648 м; д – св. 4-Свиридівська, гор. В-23, інт. 5282–5280 м; e – св. 10-Рудівська, гор. В-22н, інт. 5101–5118 м)

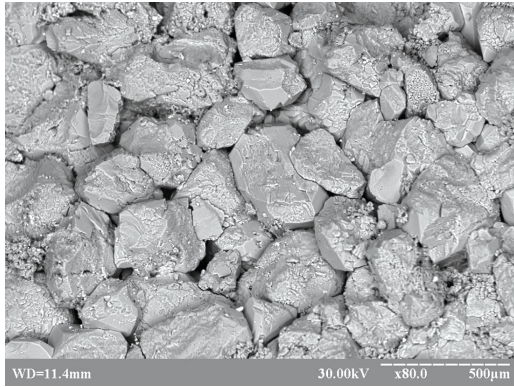


Рис. 4. Типова структура порового простору вторинних колекторів (ДДЗ, св. 4-Луценківська, інт. 4810–4822 м)

та глибше, закономірності їх локалізації та характеру просторово-часових співвідношень з щільними породами (катагенетичне спікання) (рис. 5) практично не вивчене.

Тут варто враховувати обмежені можливості використання сучасних кількісних методів стрейн-аналізу (що успішно застосовуються при вивченні рудних полів у зонах глибинних розломів) за керном глибоких свердловин. Тим не менш, панорамне електронно-мікроскопічне вивчення сколів порід при малих та середніх збільшеннях (у комплексі з рентгеноструктурними дослідженнями мінерального складу) дозволили діагностувати метасоматичну природу вторинних колекторів та встановити тектонофізичні механізми розущільнення кварцито-пісковиків, а також низку мінеральних індикаторів процесів накладеного епігенезу, що формують ефективно-порові колектори на щільному породному субстраті.

Перш ніж перейти до характеристики вказаних механізмів, варто відзначити парадоксальність самого фактора присутності продуктивного ефективно-порового колектора на великих глибинах. Вивчення керна надглибоких свердловин (св. 17-Семирненківська та ін.) дозволило встановити на глиби-

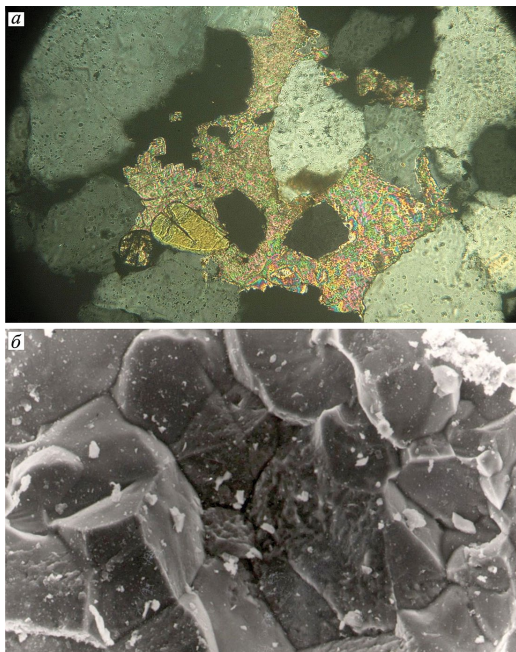


Рис. 5. Мікроструктура кварцито-пісковіку: а – шліф під поляризаційним мікроскопом (у паралельних ніколях); б – електронно-мікроскопічний знімок (ДДЗ, св. 7-Харківцівська, гор. В-12, інт. 4244–4263 м)

нах понад 6 км прояв реологічних властивостей різноманітних порід, у результаті чого породи набувають деяких ознак прояву метаморфізму (рис. 6–11), знаходячись на стадії мезокатагенезу.

Провідним фактором їх формування є не температура, а тиск (тиск навантаження з імпульсами бокового тиску). Розущільнення таких порід можна пояснити лише дією накладених процесів дислокаційного епігенезу у тому чи іншому сполученні з ГА. Саме з дією цих факторів на нео- та актуотектонічному етапі (різноманітні форми розущільнення, пов'язані з більш древніми фазами тектоно-термальної активізації на сучасних великих глибинах елімінуються) на фоні регіонального катагенетичного ущільнення пов'язаний зональний та локальний прояв вторинних колекторів, які метасоматично заміщують кварцито-пісковики та сланцюваті аргіліти, а також вапняки. Початковою стадією формування вторинних колекторів-метасоматитів є “тектонізація”, тобто поява зон (“вузлів”) тектонічних напруг, в яких породи набувають структурно-текстурних рис тектонітів. Цей термін був введений у геологію Бруно Зандером в 1930 р. для виділення тектонічно деформованих тектонітів, що піддалися стресовим напругам та зберегли структурно-тектонічні сліди тектогенезу. Типові представники тектонітів – пластично деформовані, подрібнені та перетерті породи в магматичних та метаморфічних породах складчасто-орогенних регіонів. Тут варто навести приклади чіткого прояву тектонітів-індикаторів крихкого та пластичного руйнування порід великого міжформаційного нижньопалеозойського Онінського гранітного масиву (Західний Саян), який довелося вивчати одному з авторів 60 років тому (рис. 9). Електронно-мікроскопічне вивчення сколів керна глибоких та надглибоких свердловин, пробурених на родовищах центральної частини ДДЗ, дозволило встановити специфічні типи тектонітів.

Внаслідок катагенетичного “спікання” та перетворення кварцових пісковиків нижнього карбону фактично у кварцити осадові породи глибокозалягаючих нижньокам'яновугільних відкладів набувають підвищених міцнісних властивостей, завдяки чому стягують на себе стресово-тектонічні напруги. Це, у свою чергу, сприяє утворенню тектонітів.

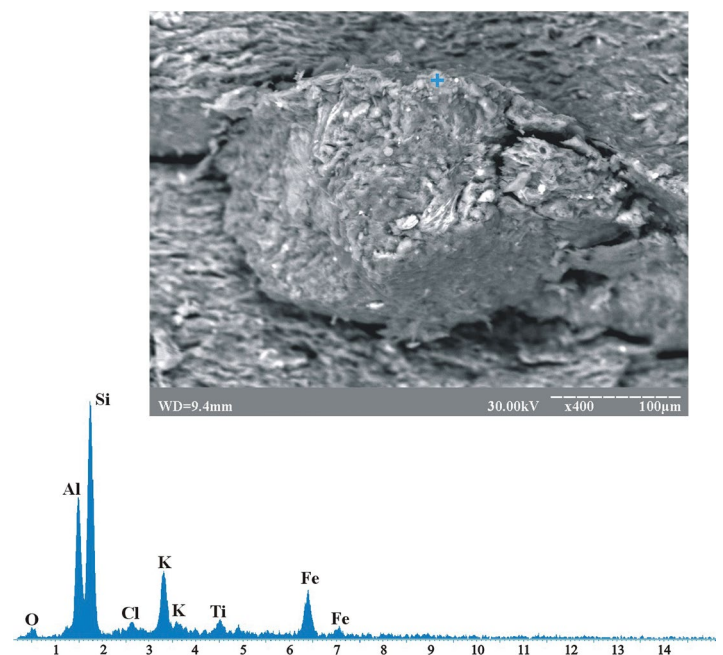


Рис. 6. Мілонітизація чорного сланцю (black shale) (ДДЗ, св. 17-Семирненківська, гл. 6524 м)

Отже, в результаті катагенезу, що завершився в мезозої, сформувався дуже міцний каркас компетентних порід в асоціації з аргілітами та вапняками. Його основою є кварцито-пісковики, що на мікрорівні складаються з кристалів кварцу, які, у свою чергу, являють собою каркас, побудований з кремнекисневих тетраедрів (один з проявів фрактальної геометрії природи, за виразом Б. Мандельброта). Тим не менш, на глибинах понад 5 км під тисками навантаження спостерігаються

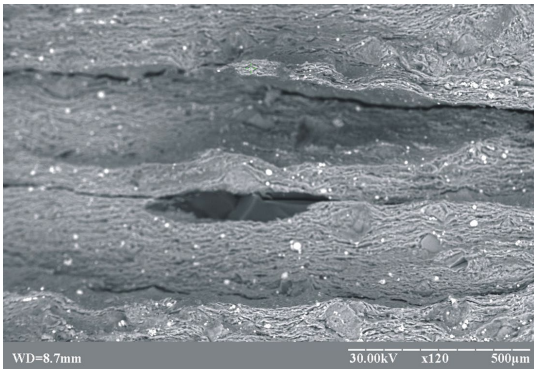


Рис. 7. Тектонізація чорного сланцю (black shale) з явищами (мікро)будінажу (ДДЗ, св. 17-Семирєнківська, інт. 6524–6527,7 м)

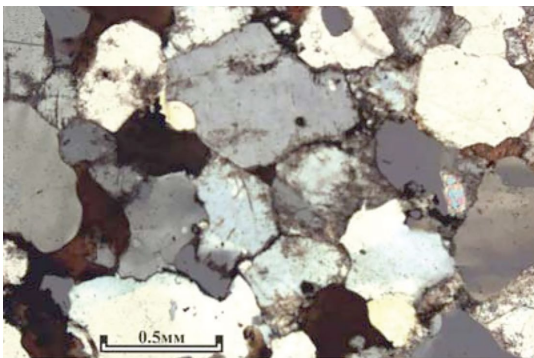


Рис. 8. Мікроструктура типового докембрійського метаморфічного кварциту – ‘‘роговик’’. Палеопротерозойський ладзький комплекс Балтійського щита (Північне Приладоджжя) (за О. І. Кулаківським)

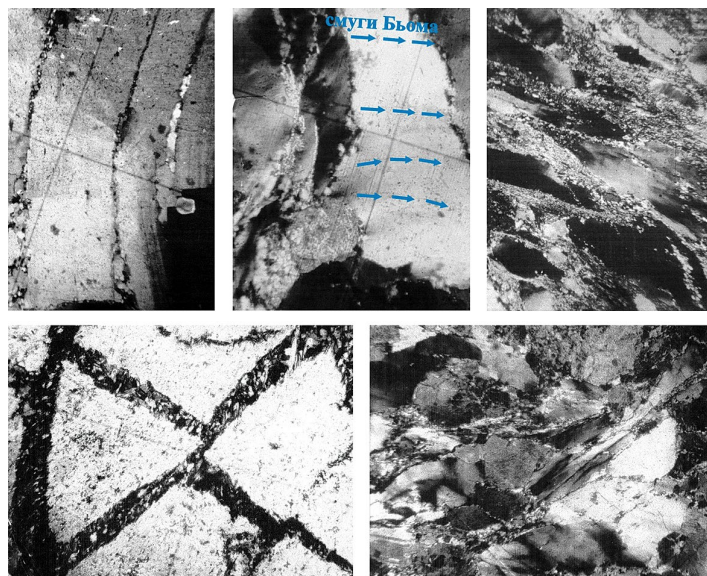


Рис. 9. Природна модель перетворення вихідного породного субстрату (нижньопалеозойський Онинський гранітний масив, Західний Саян) у мілоніти та катаклазити в межах вузьких (до 10 м) зон тектонічних порушень (за О. Ю. Лукінін, 1962)

ознаки реології не тільки аргілітів, чорних сланців та вапняків, а й кварцитів. Це проявляється у вигляді розплющування кварцових зерен та їх ламелізації (рис. 10), що зумовлює, з одного

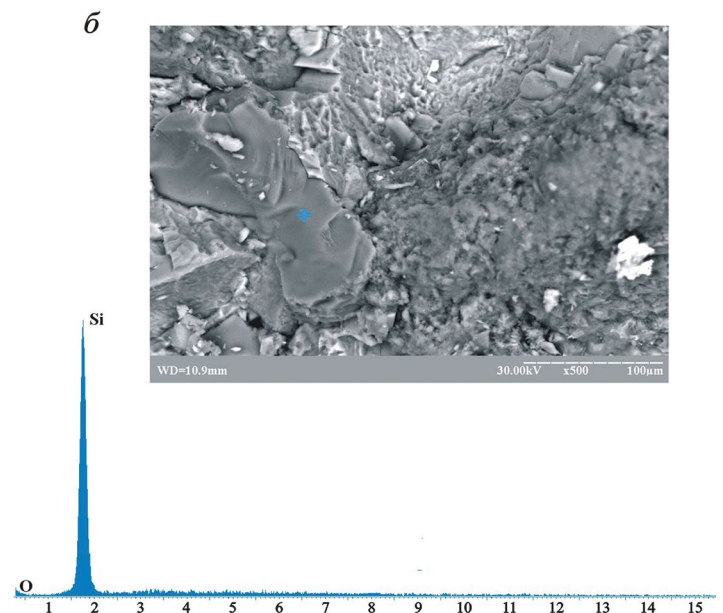
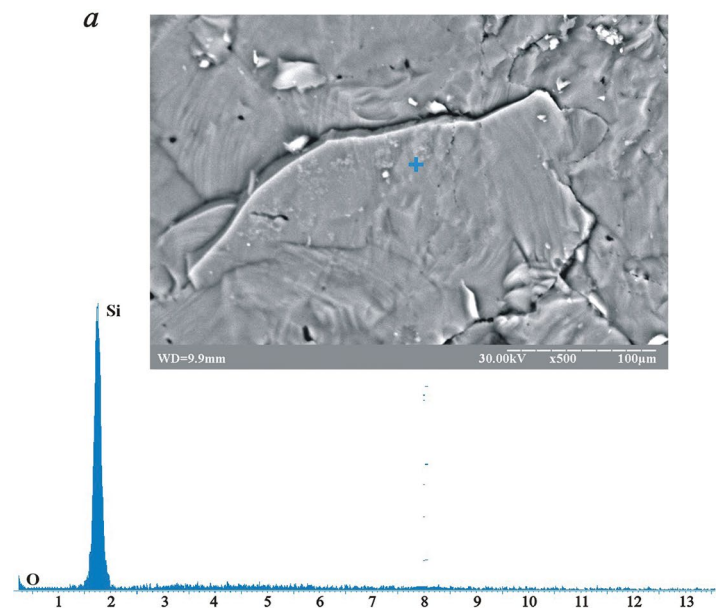


Рис. 10. Ламелізація зерен кварцу (а – ДДЗ, св. 314-Волошківська, інт. 5564–5577 м; б – ДДЗ, св. 2-Луценківська, інт. 5047–5085 м)

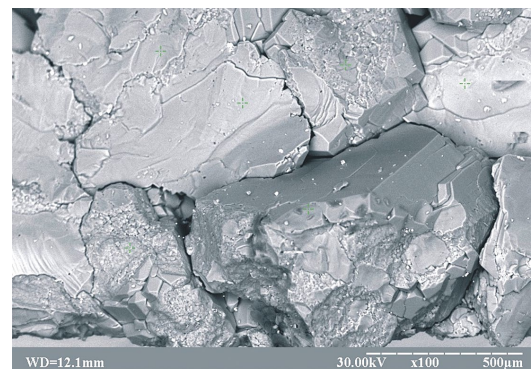


Рис. 11. Зародкові мікростилолітові міжзернові контакти у візейському кварцито-пісковіку (ДДЗ, св. 17-Семирєнківська, інт. 6524,0–6531,6 м)

боку, остаточну редукцію первинної (та більш ранньої вторинної) пористості, а з іншого – призводить до анізотропії піщаних тіл, що у подальшому сприяє тріщиноутворенню.

Які ж фактори розуцільнення настільки щільної літофізичної асоціації? Дані електронно-мікроскопічного сканування в діапазоні малих та середніх збільшень (що відповідає структурно-текстурній розмірності матриці порід) дозволяють встановити зв'язок формування колекторів на такому міцному й щільному породному субстраті з різними факторами. Ще раз підкреслимо, що дія цих розуцільнюючих факторів характеризується граничною ущільненістю та проявом реологічних властивостей у вигляді мікросланцюватості, мікростилолітових міжзернових контактів та ін. (рис. 11).

Вказані мінеральні індикатори високих тисків (у сполученні з підвищеними температурами кондуктивного та особливо конвективного прогрівання; останні за даними SiO₂-термометра варіюють від 200° до 310°C) контрастують з проявами імпульсної декомпресії. Це явище, що відіграє ключову роль у процесах розуцільнення та формування нафтогазоносних колекторів у глибокозалегаючих комплексах, буде докладно охарактеризовано в окремій статті даного циклу. Тут же відзначимо вторинні порожнини в кварцито-піщовику, що парадоксально пов'язані із дзеркалами ковзання та іншими проявами (мікро)зсувних деформацій чи тріщинно-жилними утвореннями типу альпійських жил (рис. 12).

Співвідношення гранулярного кварцу зі “спаяними” конформно-регенераційними міжзерновими контактами та стрілоподібні кристали піриту (рис. 13), а також сфену, бариту та інших мінералів свідчать про імпульсний характер формування таких дислокаційно-епігенетичних мінеральних асоціацій.

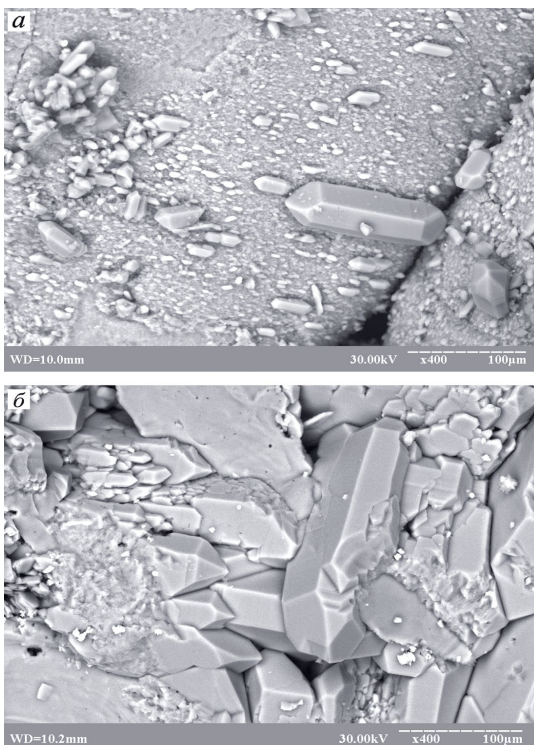


Рис. 12. а – добре ограничені кристали кварцу в порожнинах, пов'язаних з імпульсним розкриттям дзеркал ковзання (дислокаційний епігенез на неотектонічному етапі тектоно-геодинамічної еволюції ДДЗ) (ДДЗ, св. 7-Лакізінська, інт. 4627–4633 м).

б – мікродрузові агрегати добре окристалізованих кристалів кварцу в мікротріщинних порожнинах у нижньовізейських кварцито-піщовиках (ДДЗ, св. 488-Комишнянська, інт. 5790–5802 м)

При явно недавньому (за комплексом незалежних критеріїв – постміоценовому) віці ці мінеральні асоціації з добре обмеженими, сформованими в умовах імпульсного декомпресійного розуцільнення кристалами кварцу утворилися трохи раніше процесів “розшивання” міжзернових контактів. Більш того, спостерігаються ознаки стискання з інкорпорацією кристалів у зерна з утворенням мікростилолітових контактів та з регенованими й сплюсненими кварцовими зернами і ламелями (рис. 14).

Отже, кварцовий кристалогенез, пов'язаний з імпульсною зсувною тектонікою, відбувається на глибинах, дуже близьких до сучасних. Судячи зі співвідношення новоутворених криста-

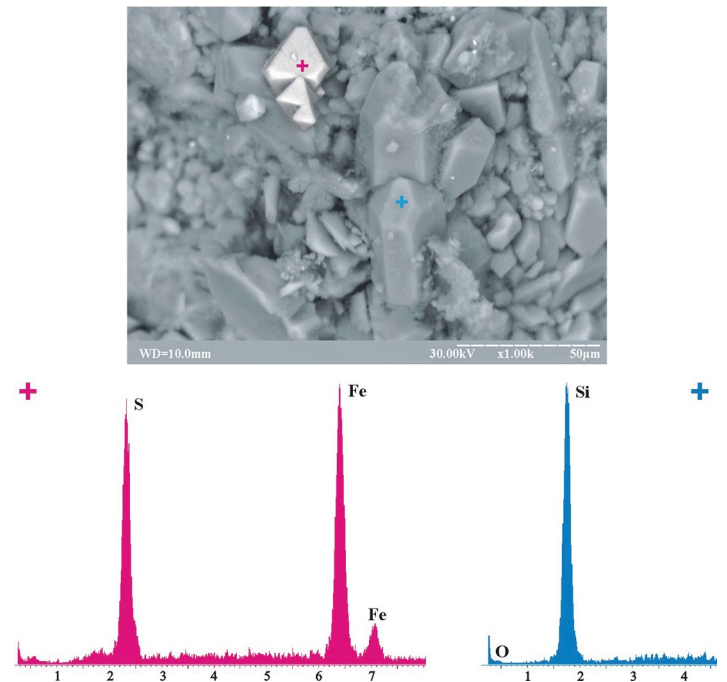


Рис. 13. Асоціація деформованих та “спаяних” кварцових зерен з добре обмеженими кристалами кварцу. У верхній частині знімка знаходиться метакристал піриту, стрілоподібна морфологія якого є індикатором імпульсного режиму кристалогенезу в розуцільненій матриці кварцито-піщовику (ДДЗ, св. 434-Житниківська, інт. 4183–4199 м)

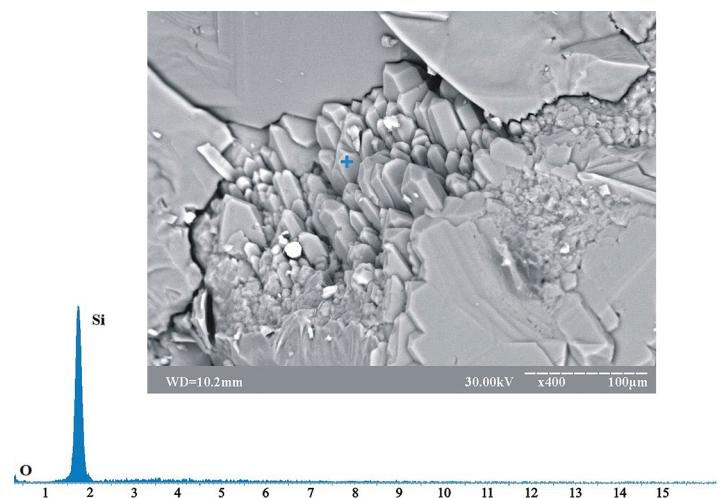


Рис. 14. Характер взаємовідношення аутигенних кристалічно-зернистих агрегатів кварцу з гранулярним скелетом кварцито-піщовику. Вторинні “пірамідок” добре обмежених кристалів кварцу в інтенсивно деформовані (сплюснені) кварцові зерна (ламелі) (ДДЗ, св. 488-Комишнянська, інт. 5710–5711 м)

лів кварцу та кварцито-піщаного агрегату, з цими ж імпульсами зсувної тектоніки пов'язані й процеси “розшивання” міжзернових контактів – головного механізму формування вторинних ефективно-порових колекторів на практично цілком позбавленому первинних емнісних і фільтраційних властивостей субстраті. Дані електронно-мікроскопічного сканування, велика кількість сколів матриці нижньокам'яновугільних піщаних порід нижнього карбону центральної частини ДДЗ в інтервалі глибин 4500–6500 м свідчать про широкий діапазон ступеня “розшивання” міжзернових контактів з утворенням мікротріщин та відкритих порових каналів з перетинами переважно трикутної, а також ромбічної форм (рис. 15).

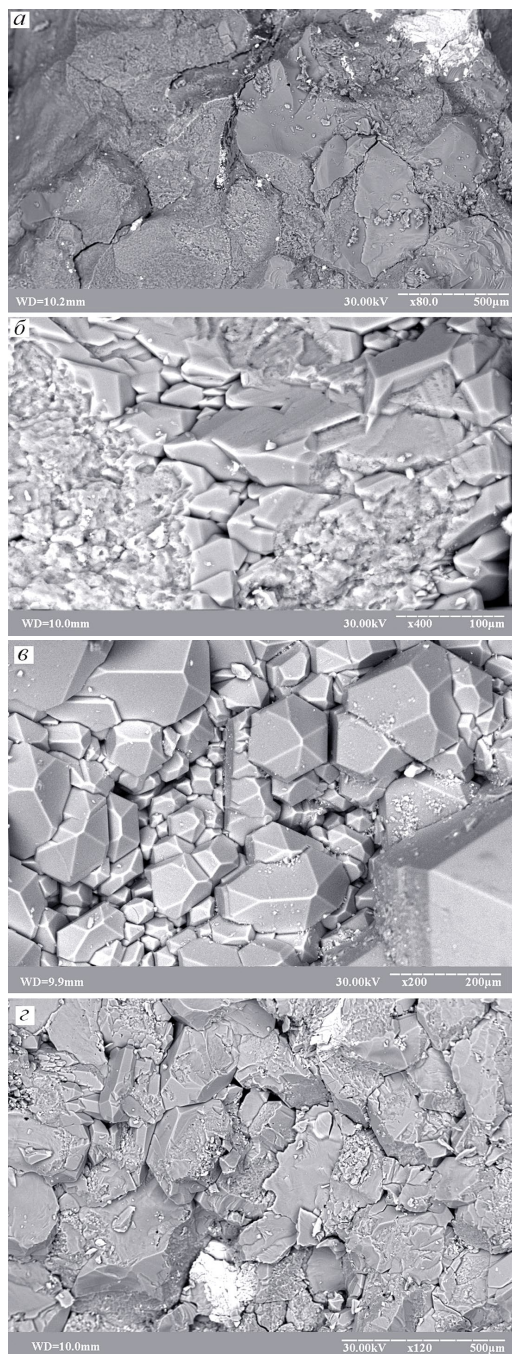


Рис. 15. Різний ступінь прояву “розшивання” міжзернових контактів у глибозалягаючих нижньокам'яновугільних відкладах центральної частини ДДЗ (а – св. 361-Савинківська, інт. 5566–5570 м; б – св. 485-Березівська, інт. 4669,5–4672,5 м; в – св. 200-Східно-Павлівська, інт. 5462–5466 м; з – св. 488-Комішнянська, інт. 5790–5802 м)

Це проявляється також у появі специфічної переривчастої нерівномірно розвинутої (мікро)тріщинуватості, пов'язаної з нерівномірним розкриттям сланцюватої текстури (рис. 16).

Все наведене вище свідчить про провідну роль процесів дислокаційного епігенезу на нео(акту)тектонічному етапі в остаточному формуванні континентально-рифтогенних НГБ. Особливе значення визначені закономірності формування вторинних колекторів мають для ефективного освоєння вуглеводневого потенціалу великих глибин. Але варто відзначити необхідність подальшого вивчення факторів і механізмів розущільнення глибозалягаючих порід, серед яких на першочергову увагу заслуговують недавні (сучасні) декомпресійні явища.

ЛІТЕРАТУРА

1. Диагенез и катагенез осадочных образований: под ред. и с предисл. Н. Б. Вассоевича. – Москва: Мир, 1974. – 463 с.
2. Карпова Г. В., Лукин А. Е. Глинистые минералы каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины // Литология и полез. ископаемые. – 1967. – № 5. – С. 15–27.
3. Коробов А. Д., Коробова Л. А. Пульсирующий стресс как отражение тектоногидротермальной активизации и его роль в формировании продуктивных коллекторов чехла (на примере Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 6. – С. 4–12.
4. Лукин А. Е. Генетические типы вторичных преобразований и нефтегазонакопление в авлакогенных бассейнах. – Киев, 1989. – 42 с. – (Препр. / АН Украины. Ин-т геол. наук).
5. Лукин А. Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение – ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа // Геол. журн. – 2002. – № 4 (302). – С. 15–32.
6. Лукин А. Е. Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наук. думка, 1997. – 225 с.
7. Лукин А. Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине // Геофиз. журн. – 2014. – Т. 36, № 4. – С. 3–23.
8. Лукин А. Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) // Геол. журн. – 1999. – № 1 (287). – С. 30–42.
9. Лукин А. Е. О сквозьформационных флюидопроводящих системах в нефтегазоносных бассейнах // Геол. журн. – 2004. – № 3 (309). – С. 34–45.

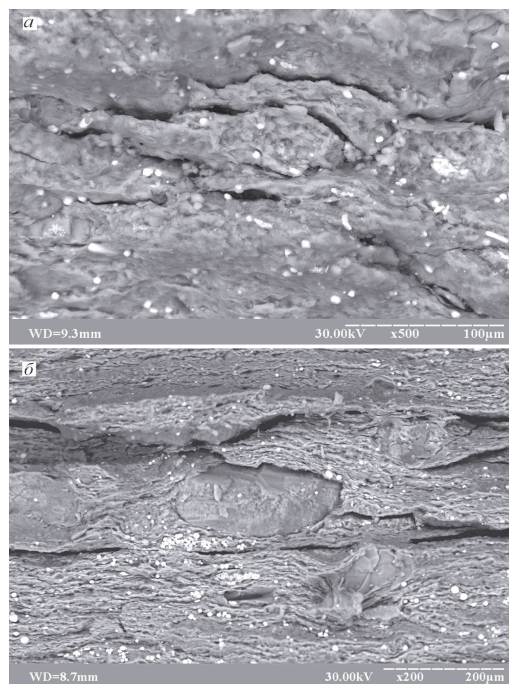


Рис. 16. Відкрита переривчаста мікротріщинуватість у мілінітизованому чорному сланці (ДДЗ, св. 17-Семирненківська; а – інт. 5974,5–5980,58 м, б – інт. 6524–6527,7 м)

10. Лукин А. Е., Луговая И. П., Загитко В. Н. Природа палеогеотермических критериев нефтегазоносности // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1989. – № 4. – С. 113–125.

11. Поспелов Г. Л. Геологические предпосылки к физике рудоуправляющих флюидопроводников // Геология и геофизика. – 1963. – № 3. – С. 18–38.

12. Терещенко В. А. Гидрогеологические условия газонакопления в Днепровско-Донецкой впадине. – Харьков: Изд-во ХГУ, 2015. – 244 с.

13. Diagenesis and Basin Development Edited by A. D. Horbury and A. G. Robinson. Tulsa. Oklahoma. USA // American Association of Petroleum Geologists, January 1, 1993.

REFERENCES

1. Diagenesis and catagenesis of sedimentary formations. Ed. and with a foreword by N. B. Vassoevich. – Moscow: Mir, 1974. – 463 p. (In Russian).

2. Karpova G. V., Lukin A. E. Clay minerals of coal deposits of the Dnieper-Donets depression // Lithology and minerals. – 1967. – No. 5. – P. 15-27. (In Russian).

3. Korobov A. D., Korobova L. A. Pulsating stress as a reflection of tectonohydrothermal activation and its role in the formation of productive reservoirs of the cover (using the example of Western Siberia) // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2011. – No. 6. – P. 4-12. (In Russian).

4. Lukin A. E. Genetic types of secondary transformations and oil and gas accumulation in aulacogenic basins. – Kyiv, 1989. – 42 p. – (Preprint / AS of Ukraine. Institute of Geological Sciences). (In Russian),

5. Lukin A. E. Hypogenic and allogenic loosening is a leading factor in the formation of secondary oil and gas reservoirs // Geologičnij žurnal. – 2002. – No. 4 (302). – P. 15-32. (In Russian).

6. Lukin A. E. Lithogeodynamic factors of oil-gas accumulation in aulacogenic basins. – Kyiv: Naukova Dumka, 1997. – 224 p. (In Russian).

7. Lukin A. E. Hydrocarbon potential of large depths and prospects for its development in Ukraine // Geophysical journal. – 2014. – Vol. 36, No. 4. – P. 3-23. (In Russian).

8. Lukin A. E. On the origin of oil and gas (geosynergetic concept of natural hydrocarbon generating systems) // Geologičnij žurnal. – 1999. – No. 1 (287). – P. 30-42. (In Russian).

9. Lukin A. E. On transformational fluid-conducting systems in oil and gas basins // Geologičnij žurnal. – 2004. – No. 3 (309). – P. 34-45. (In Russian).

10. Lukin A. E., Lugovaya I. P., Zagnitko V. N. The nature of paleo-geothermal criteria for oil and gas potential // Izv. Academy of Sciences of the USSR. Ser. geol. – 1989. – No. 4. – P. 113-125. (In Russian).

11. Pospelov G. L. Geological background to the physics of ore-controlling fluid conductors // Geology and geophysics. – 1963. – No. 3. – P. 18-38. (In Russian).

12. Tereshchenko V. A. Hydrogeological conditions of gas accumulation in the Dnieper-Donetsk depression. – Kharkov: KhSU Publishing House, 2015. – 244 p. (In Russian).

13. Diagenesis and Basin Development Edited by A. D. Horbury and A. G. Robinson. Tulsa. Oklahoma. USA // American Association of Petroleum Geologists, January 1, 1993.

Рукопис отримано 15.01.2024.

Журнал
МІНЕРАЛЬНІ
РЕСУРСИ
УКРАЇНИ

КАТАЛОГ
ВИДАНЬ УКРАЇНИ
ПРЕСА ПОШТОЮ

УКРПОШТА
ГОЛОВНА ПОШТА КРАЇНИ

www.presa.ua




Академія наук
Вищої школи України
(АН ВШ України)

01135, м. Київ, вул. Ісаакяна, 18
Тел. (044) 236-02-39



КИРИЛЮК
Віктор Павлович

академік АН ВШ України
Відділення наук про Землю

Шановні співробітники редакції та члени редколегії журналу "МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ"!

Від щирого серця вітаю вас з 30-річним ювілеєм створення журналу та його виходу у світ!



За цей порівняно невеликий час журнал перетворився на авторитетне періодичне видання, на сторінках якого обговорюються актуальні питання широкого кола геологічних проблем. Будучи одним із небагатьох геологічних періодичних видань державного рівня в Україні та наймолодшим із них, журнал став, проте, найрізноманітнішим за своєю тематикою порівняно з іншими спеціалізованими виданнями. У ньому публікуються матеріали наукових досліджень як з проблем регіональної геології – стратиграфії та тектоніки України, так і результати вивчення речовинного складу геологічних утворень різного рівня та масштабу, пошукові критерії на різні види корисних копалин, технологічні та екологічні аспекти їхньої розробки. Особливо хочу відмітити велику увагу, яку журнал приділяє питанням геології та корисних копалин Українського щита. Саме це широке охоплення різних аспектів геології створює необхідну основу для науково обґрунтованої оцінки та освоєння мінерально-сировинних ресурсів України. Варто зазначити таку індивідуальну особливість журналу, як публікацію у ньому результатів методичних розробок, заснованих на новітніх наукових дослідженнях та підтверджених практичним використанням. Публікації у журналі відзначені високою якістю викладення матеріалу, його обґрунтованістю. Редакційна політика журналу відрізняється демократичністю, публікацією різних аргументованих уявлень, вона підтримує вільний обмін досвідом та інформацією, відкриває дискусії з актуальних наукових проблем.

Однією з переваг журналу є оперативність його появи та доступність в інтернеті. Варто відзначити і високий рівень поліграфії журналу, його дизайну. Як театр розпочинається з вішалки, так і будь-яке видання – з обкладинки. Журнал "Мінеральні ресурси України" розпочинається з оригінальної барвистої обкладинки, яку приємно бачити і в руках, і на екрані комп'ютера.

Оцінюючи пройдений шлях, можна впевнено сказати, що журнал за ці роки став цілком пізнаваним, а головне – визнаним виданням і у професійному науковому середовищі, і серед геологів-практиків. При цьому читацька аудиторія журналу не обмежується Україною. Він відомий і за кордоном, про що свідчить його включення до наукометричної бази Scopus. Журнал публікує інформацію про наукові наради і конференції, в тому числі міжнародні, в яких беруть участь представники України.

Бажаю співробітникам редакції та членам редакційної колегії журналу "Мінеральні ресурси України" нових творчих здобутків у вашому важливому і так необхідному призначенні.

Доктор геолого-мінералогічних наук,
професор Львівського національного
університету ім. Івана Франка,
академік АН Вищої школи України

В. П. Кирилюк