

<https://doi.org/10.15407/dopovidi2020.09.047>

УДК 553.98

О.Ю. Лукін, академік НАН України

Український державний геологорозвідувальний інститут, Київ

E-mail: chv_ukrdgri@ukr.net

Фазова та ізотопно-геохімічна вуглеводнева диференціація в пограничному інтервалі між осадовим чохлам і докембрійським кристалічним фундаментом

Вперше (за даними вивчення Юліївського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини) розглянута фазова та ізотопно-геохімічна вуглеводнева диференціація в пограничному інтервалі, що включає базальні шари осадового чохла і верхню кромку докембрійського кристалічного фундаменту. Встановлена важлива роль цього комплексного (суперпозиція геотермодинамічного – геохімічного – мікробіогенного) бар'єру в процесах нафтидогенезу – нафтогазонакопичення.

Ключові слова: вуглеводнева фазова диференціація, ізотопно-геохімічна диференціація, нафтогазовий потенціал кристалічного фундаменту.

Кристалічний фундамент (КФ) являється не просто структурно-тектонічною основою осадового (точніше – стратисферного) басейну, але й ключовим фактором перетворення його в нафтогазоносний басейн (НГБ). Причому діє цей фактор як опосередковано (глибини занурення та геотермобаричний, гідрогеологічний режими, тектоніка та формації, катагенетична зональність тощо), так і напряму. Здійснюється це різними шляхами і “механізмами”.

По-перше, якщо не обмежувати (у відповідності з канонами осадово-міграційної теорії – досі ще парадигми нафтогазової геології) НГБ границями осадового басейну і визнавати ту чи іншу роль висхідних потоків (супер)глибинних флюїдів в нафтидогенезі та нафтогазонакопиченні, то найважливішу роль в цьому відношенні відіграють перколяційні властивості КФ, його петротектоніка і петрофізика.

По-друге, з КФ пов'язані автономні вуглеводнево-генеруючі системи. У відповідності з геосинергетичною концепцією нафтидогенезу [1] роль субстрата-мультиплікатора виконують різноманітні кристалічні породи з підвищеним вмістом вуглеводнів (ВВ) в газиво-

Цитування: Лукін О.Ю. Фазова та ізотопно-геохімічна вуглеводнева диференціація в пограничному інтервалі між осадовим чохлам і докембрійським кристалічним фундаментом. *Допов. Нац. акад. наук Укр.* 2020. № 9. С. 47–52. <https://doi.org/10.15407/dopovidi2020.09.047>

рідких включеннях, що, втім, далеко не вичерпує механізми генерації вуглеводнів в зонах активізації тектонічних порушень (сейсмофрикційні трибохімічні процеси, перколяційна взаємодія КФ з глибинними флюїдами) [1, 2]. Дія вказаних факторів перетворює КФ у потужне джерело вуглеводнів, що проявляється не тільки і не стільки у формуванні сучасних зон нафтогазонакопичення, скільки у підживленні родовищ, що знаходяться у тривалій інтенсивній розробці. Яскравим прикладом у цьому відношенні є супергігантське Ромашкінське нафтове та інші родовища в межах Південно-Татарського виступу докембрійського кристалічного фундаменту (ДКФ) [3].

По-третє (якщо знову таки не керуватися канонами осадово-міграційної теорії, а припускати участь в нафтидогенезі глибинних енергетичних і геохімічних факторів), пограничний інтервал, що включає базальні шари осадового чохла і верхи КФ та, зокрема, ДКФ є найважливішим для НГБ комплексним бар'єром, роль якого в нафтогазонакопиченні практично не вивчена. Разом з тим, наявні дані дозволяють припускати, що саме з цим бар'єром (точніше, суперпозицією формаційного, петрофізичного, геотермодинамічного, флюїдодинамічного бар'єрів) пов'язані кардинальні конденсаційні та сепараційні процеси. У цьому сенсі особливий інтерес становлять дані з нафтогазонаосності зони зчленування Дніпровсько-Донецького авлакогену з Воронежською антеклізою. Відкриття тут групи родовищ з промисловою нафтогазонаосністю ДКФ і залягаючих на ньому кам'яновугільних (на деяких площах — можливо і девонських) відкладів дозволило розглядати фазово-геохімічну та ізотопно-геохімічну диференціацію вуглеводнів в інтервалі, що включає, разом з осадовим чохлом, сегмент ДКФ. Це, незважаючи на невелику (~200 м) товщину розкриття фундаменту, має принципове значення для теорії нафтидогенезу—нафтогазонакопичення.

Родовища цієї (Хухринсько—Юліївсько—Гашинівсько—Євгенівської) зони характеризуються широким фазово-геохімічним діапазоном (нафтові, вторинні газоконденсатні і первинно-газоконденсатні, а також гетерофазні поклади). На найбільшому з них — нафтогазоконденсатному Юліївському родовищі — в межах вказаного пограничного інтервалу вдалося встановити ознаки фазово- та ізотопно-геохімічної диференціації (рис. 1).

До тріщинно-вториннопорових колекторів-метасоматитів в пластоподібних субгоризонтальних зонах декомпресійного (зокрема, тектоно-кесонного) розуцільнення ДКФ (рис. 2) приурочені первинні газоконденсатні поклади. Для них характерний аномально-важкий ізотопний склад вуглецю та водню, а значення $\delta^{34}\text{S}$ (+0,8 ‰), близькі до метеоритного стандарту (див. рис. 1), що свідчить на користь глибинного (мантійного) генезису (ізотопні аналізи вуглецю, водню та сірки нафт і конденсатів були виконані в колишньому Відділенні металогенії НАН України, аналітики Ф.І. Березовський, Ю.М. Деміхов).

Ізотопні характеристики вуглецю та водню нафтових ($\delta^{13}\text{C}$ –28,0 ‰, δD –121,0 ‰) та вторинно-газоконденсатних ($\delta^{13}\text{C}$ –34,0 ‰, δD –125,0 ‰) покладів є типовими для осадових НГБ [4, 5]. Що ж стосується ізотопного складу сірки нафт і вуглеводневих конденсатів, то вони характеризуються широким діапазоном значень $\delta^{34}\text{S}$, як це характерно для рідких нафтидів осадової оболонки в цілому [6]. Сірка вторинних газоконденсатів відзначається важким ізотопним складом (+8,5 ‰), тоді як нафта характеризується аномально низькими значеннями $\delta^{34}\text{S}$, що сягають у нафтовому покладі базального пісковика кам'яновугільної осадової товщі –15,5 ‰ (див. рис. 1). Це узгоджується з присутністю рясної мікробіогенної піритизації на контакті базального пісковика та ДКФ (рис. 3).

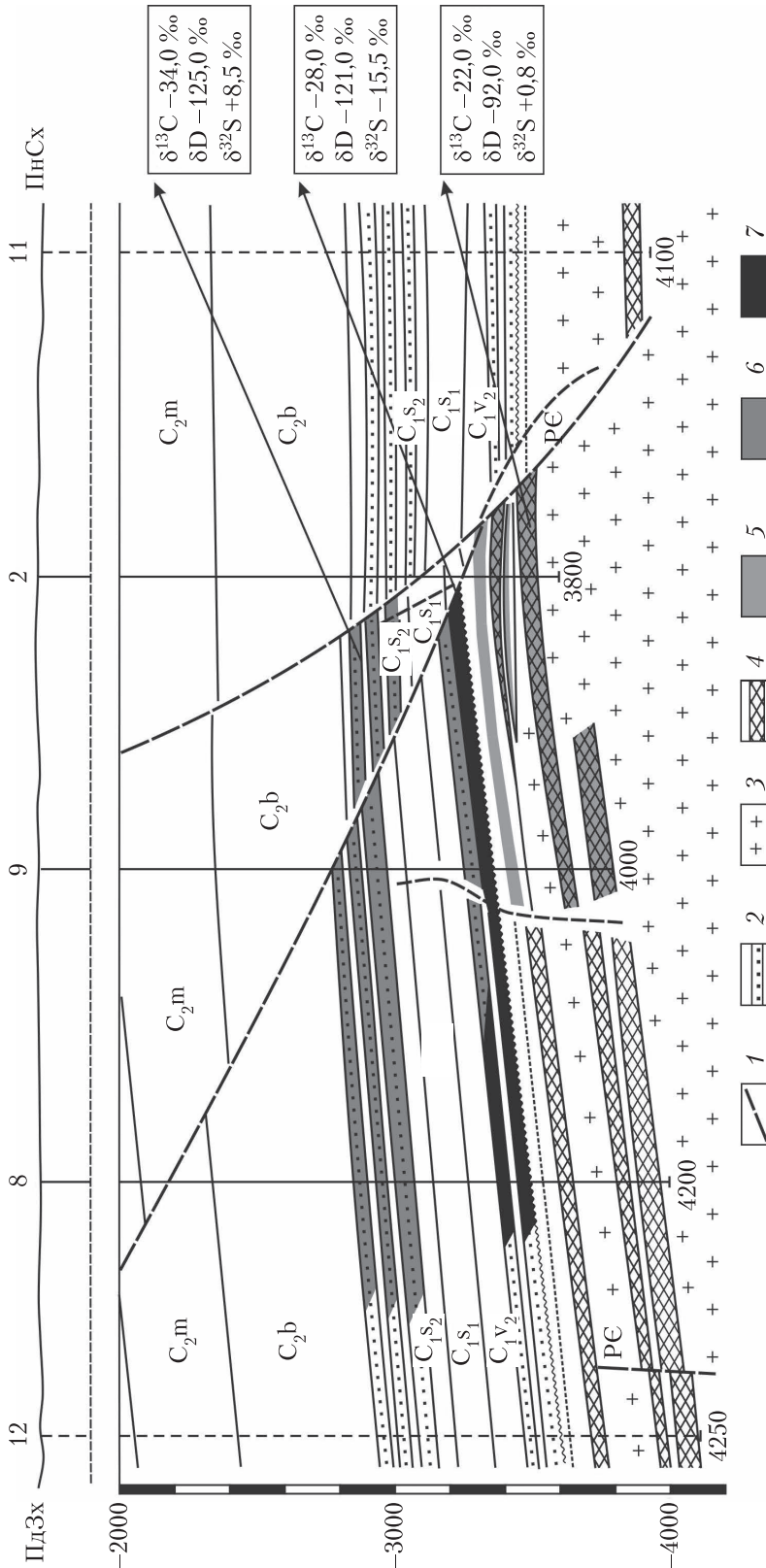


Рис. 1. Геологічний розріз Юлівського нафтогазоконденсатного родовища (за В.П. Клочком та ін., із змінами) з ізотопно-геохімічними характеристиками різних типів нафтидів: 1 – тектонічні порушення; 2 – піщані колектори; 3 – кристалічні породи докембрійського фундаменту; 4 – вторинні метасаматичні колектори в зонах декомпресійного розушлювання порід фундаменту; 5 – первинні газоконденсатні поклади; 6 – вторинні газоконденсатні поклади; 7 – нафтові поклади

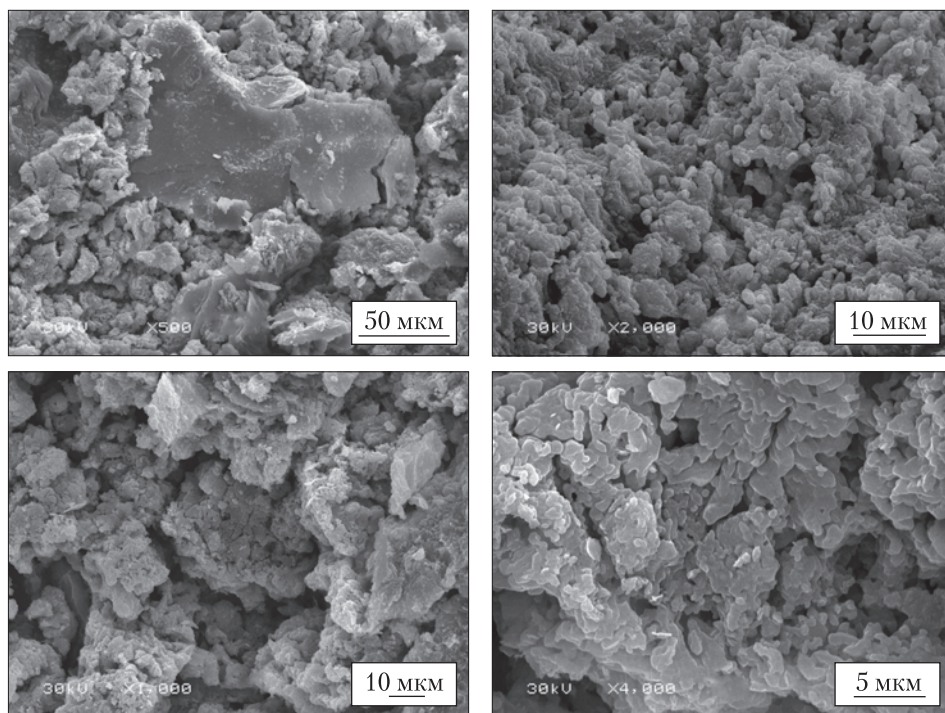


Рис. 2. Різний ступінь метасоматичного заміщення кристалічних порід (сірі біотитові граніти і гранодіорити) пористими метасоматитами-аргілізитами цеоліт-каолініт-сметитового складу з ажурною будовою і натічними утвореннями. Св. 8-Юліївська, інт. 3704–3714 м (скануючий електронний мікроскоп JEOL)

Таким чином, геологічний розріз Юліївського нафтогазоконденсатного родовища характеризується певною зональністю нафтидогенезу. Незважаючи на те, що це лише невеликий фрагмент Дніпровсько-Донецького НГБ, тут чітко проявилися вперше встановлені особливості фазово- та ізотопно-геохімічної диференціації вуглеводневих систем при переході від ДКФ у осадовий чохол.

Наведені дані свідчать про роль зони контакту осадових відкладів та порід фундаменту (мова йде саме про складнобудовану 3D зону, а не про двомірну границю), яка контролює конденсаційні і сепараційні процеси в висхідних потоках (супер)глибинних флюїдів при взаємодії зі складною системою різних (формаційних, геохімічних, геотермодинамічних) бар'єрів. Особливу нафтогенеруючу роль при цьому відіграють мікробіогенні бар'єри,

що виникають в базальних шарах осадового чохла при оптимальних пластових температурах (до 150 °С) в умовах інверсійної гідрогеологічної зональності. Що ж стосується більш глибокого (понад 6–8 км) занурення, то на відповідній вказаній границі не розкритих за даними буріння бар'єрах

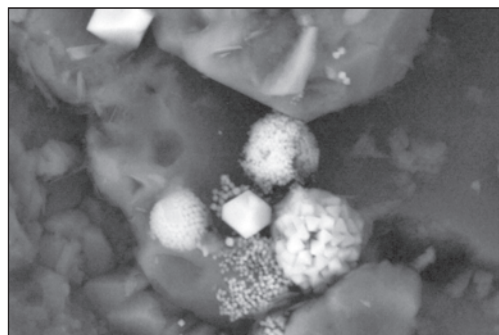


Рис. 3. Мікробіогенна піритизація на контакті базального пісковика з фундаментом. Св. 1-Юліївська, інт. 3507–3517 м (растровий електронний мікроскоп REM-106)

відбувається формування первинно-газоконденсатних систем. Про участь в цих нафтидогенеруючих процесах істотно відновлених безкисневих полікомпонентних (які складаються з H_2 , CH_4 , He , N_2 і S) флюїдів [7], насичених кластерами різноманітних металів, свідчать результати вивчення ін'єкцій по тріщинах природного фрекінга аномальної за геохімічними особливостями і мінеральним складом темноколірної пелітоморфної полімінеральної речовини [8], дисперсних самородно-металевих часток та мікросферул різноманітного хімічного складу [9, 10].

Всебічне вивчення вказаних процесів в пограничній зоні, що включає базальні шари осадового чохла та нерівномірно розущільнені кристалічні породи верхньої кромки гранітного шару (у розумінні М.Г. Леонова) і, зокрема, ДКФ, слід розглядати як одне з важливіших напрямків нафтогазогеологічних досліджень.

ЦИТОВАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем). *Геол. журн.* 1999. № 1. С. 30–42.
2. Докембрий Восточно-Европейской платформы: Геология и нефтегазоносность. Санкт-Петербург, ВНИГРИ, 2002. 391 с.
3. Муслимов Р.Х. Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов в пополнении резервов УВ-сырья в XXI веке. Материалы междунар. науч.-практ. конференции по проблеме нефтегазоносности кристаллического фундамента осадочных бассейнов. Казань, 2001. С. 61–64.
4. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. Москва: Недра, 1973. 382 с.
5. Лукин А.Е. О геодинамических обусловленных различиях в изотопном составе водорода нефтей и конденсатов нефтегазоносных регионов Украины. *Докл. РАН.* 1999. **369**, № 3. С. 351–353.
6. Панкина Р.Г. Геохимия изотопов серы нефтей и органического вещества. Москва: Недра, 1978. 248 с.
7. Летников Ф.А., Дорогокупец П.И. К вопросу о роли суперглубинных флюидных систем земного ядра в эндогенных геологических процессах. *Докл. РАН.* 2001. **378**, № 4. С. 535–537.
8. Лукин А.Е. Инъекции глубинного углеводородно-полиминерального вещества в глубокозалегающих породах нефтегазоносных бассейнов: природа, прикладное и гносеологическое значение. *Геол. журн.* 2000. № 2. С. 7–21.
9. Лукин А.Е. Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов – трассеры суперглубинных флюидов. *Геофиз. журн.* 2009. **31**, № 2. С. 61–92.
10. Лукин А.Е. Минеральные сферулы – индикаторы специфического флюидного режима рудообразования и нафтидогенеза. *Геофиз. журн.* 2013. **35**, № 6. С. 10–53.

Надійшло до редакції 24.06.2020

REFERENCES

1. Lukin, A. E. (1999). On genesis of oil and gas (geosynergetic conception of natural hydrocarbon-generating systems). *Geol. J.*, No. 1, pp. 30-42 (in Russian).
2. Precambrian of the Eastern-European platform: Geology and petroleum potential. (2002). St. Petersburg, VNIGRI (in Russian).
3. Muslimov, R. Kh. (2001). Potential of basement of petroleum basins in refueling of HC-reserves in XXI century. Materials of international scientific-practical conference on the petroliferous potential of crystalline basement of sedimentary basins. Kazan, pp. 61-64 (in Russian).
4. Galimov, E. M. (1973). Carbon isotopes in petroleum geology. Moscow: Nedra (in Russian).
5. Lukin, A. E. (1999). On geodynamic-caused distinctions in hydrogen isotope composition of oils and hydrocarbon condensates of Ukrainian petroliferous regions. *Dokl. RAN*, 369, No. 3, pp. 351-353 (in Russian).
6. Pankina, R. G. (1978). Geochemistry of sulfur isotopes of oils and organic matter. Moscow: Nedra (in Russian).

7. Letnikov, F. A. & Dorogokypets, P. I. (2001). On the question about the role of superdeep fluid systems of the Earth core in endogenic geological processes. Dokl. RAN, 378, No. 4, pp. 535-537 (in Russian).
8. Lukin, A. E. (2000). Injections of deep hydrocarbon-polymineral matter in deep-lying rocks of petroliferous basins: nature, applied and gnoseologic meaning. Geol. J., No. 2, pp. 7-21 (in Russian).
9. Lukin, A. E. (2009). Native-metallic micro- and nanoinclusions in formations of petroleum basins – tracers of superdeep fluids. Geophys. J., 31, No. 2, pp. 61-92 (in Russian).
10. Lukin, A. E. (2013). Mineral spherules – indicators of specific fluid regime of ore formation and naftidogenesis. Geophys. J., 35, No. 6, pp. 10-53 (in Russian).

Received 24.06.2020

A.E. Lukin

Ukrainian State Geological Research Institute, Kyiv

E-mail: chv_ukrdgri@ukr.net

PHASE AND ISOTOPE-GEOCHEMICAL HYDROCARBON
DIFFERENTIATIONS WITHIN THE BORDER INTERVAL BETWEEN
A SEDIMENTARY COVER AND THE PRECAMBRIAN CRYSTALLINE BASEMENT

The phase and isotope-geochemical hydrocarbon differentiations within the border interval including basal layers of a sedimentary cover and the upper edge of the Precambrian crystalline basement have been considered for first time (by the data of studies of the Yulievskoe oil-gas condensate field, Dnieper-Donets depression). The important role of this combined barrier (superposition of the geothermodynamic – geochemical – microbiogenic ores) in the processes of naftidogenesis and oil-gas accumulation has been established.

Keywords: *hydrocarbon phase differentiation, isotope-geochemical differentiation, petroleum potential of the crystalline basement.*