



ЛУКІН

Олександр Юхимович — академік НАН України, головний науковий співробітник Інституту геологічних наук НАН України



ГАФІЧ

Іван Петрович — кандидат геолого-мінералогічних наук, директор з розвідки та перспективного розвитку ДТЕК Нафтогаз

ФЕНОМЕН БЕЗВОДНИХ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ — КЛЮЧ ДО ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМ НАФТОГАЗОНАКОПИЧЕННЯ

Статтю присвячено феномену безводних вуглеводневих покладів, подальше вивчення якого може дозволити знайти ключ до вирішення багатьох проблем сучасної геології та кардинально підвищити ефективність освоєння вуглеводневого, водневого та гелієвого потенціалу земних надр.

Ключові слова: безводні нафтогазоносні резервуари, гідрофобні зони, міграція вуглеводнів, механізми нафтогазонакопичення, вуглеводневі поклади.

Нафтові й газові макроскупчення в земній корі, які не зовсім коректно іменують нафтовими та газовими покладами, зазвичай розглядають у нерозривному зв'язку з підземними водами. Їхні фазові взаємовідносини мають складний характер, що понад сто років тому чітко сформулював академік Володимир Іванович Вернадський: «Нафти і води збираються разом залежно від загальних умов, яким підпорядковані в земній корі рухомі рідини. Вони, так само як і гази, збираються в дислокованих ділянках земної кори, тісно змішуються і поділяються, утворюючи незмішувані розчини або емульсії... За таких змішань, ... проникненості газам, високої температури, що наближається, а може іноді й перевищувати 100 °С, відбуваються численні, не вивчені хімічно, взаємодії між водами і вуглеводнями».

Ця характеристика вуглеводнево-водної системи виходить далеко за межі так званої «огорожі Кокса» — теорії, яка панувала тоді в нафтовій геології. Проте зараз її слід розглядати у світлі даних, отриманих під час вивчення феномену безводних вуглеводневих покладів, попри вкрай незначну роль таких об'єктів у нафтогазоносних басейнах.

Поклади практично всіх відомих вуглеводневих родовищ контактують з підземними водами. Проте існує поки що нечисленна категорія родовищ з безводними покладами нафти (до речі, це ще один аргумент на користь необхідності вивчення ексклюзивних явищ — рідкісних, статистично малозначущих об'єктів у геології). Причому йдеться не про ординарні, а про

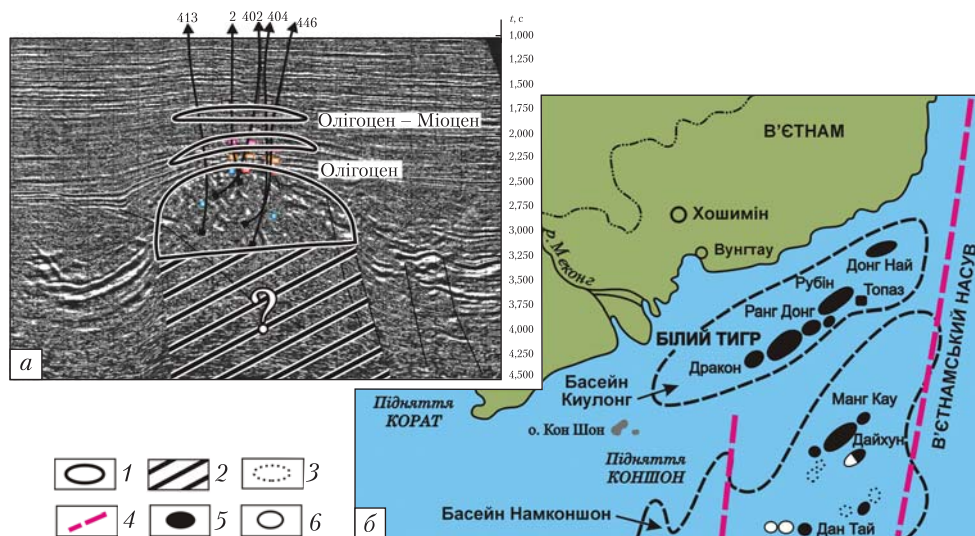


Рис. 1. Зони інтенсивного нафтогазонакопичення (басейни Киулонг і Намконшон) у в'єтнамському секторі Південно-Китайського моря: *а* — часовий розріз за сейсмічним профілем через Центральне склепіння (нафтове родовище Білий Тигр) (за Є.Г. Арешевим та ін., зі змінами); *б* — схема розміщення нафтових і газових

родовищ на південнов'єтнамському шельфі (за Є.Г. Арешевим та ін.): 1 — нафтові поклади; 2 — ймовірна нафтоносність; 3 — локальні структури; 4 — зсуви; 5 — нафтові родовища; 6 — газові родовища

особливі родовища, які значною мірою змінюють наші уявлення про вуглеводневий потенціал земних надр і визначають нові напрями його освоєння. Зокрема, це гігантські скупчення нафти у в'єтнамському секторі Південно-Китайського моря (Білий Тигр, Дракон та ін.), а також у Середньозісному Приоб'ї Західного Сибіру (Талінське, Салимське та інші родовища). Вони являють собою два різні генетичні типи безводних родовищ, з якими пов'язують великі перспективи освоєння не лише вуглеводневого, а й водневого та гелієвого потенціалу земних надр. Перший тип пов'язаний із різновіковим кристалічним фундаментом, тоді як до другого типу належать усі родовища вуглеводнів, які так чи інакше пов'язані з чорносланцевими (black shales) формаціями осадового чохла.

На родовищі Білий Тигр (рис. 1) в унікальному покладі безводної нафти, приуроченому до масивного резервуару в кристалічному фундаменті, зосереджено понад 90 % його розвіданих запасів. Доведена бурінням товщина цього покладу становить більш як 1600 м, об'єм нафтонасичених порід — 88,2 млрд м³, що не виключає значного збільшення цих параметрів у разі буріння свердловин глибиною понад 5,5—6,0 км [1]. В олігоценових і міоценових те-

ригенних поліфаціальних відкладах присутні пластові поклади в прошарках пісковиків.

Вверх по розрізу спостерігається закономірне зниження коефіцієнта заповнення резервуарів нафтою (рис. 2). Величина пластового тиску нафтонасичених зон кристалічного фундаменту скрізь на 0,5—0,7 МПа перевищує відповідну величину прилеглих до його виступів горизонтів нижнього олігоцену. Все це свідчить про ключову роль вертикальної міграції вуглеводнів при формуванні покладів нафти в кристалічному фундаменті цього родовища.

Нафти покладів фундаменту і нижньоолігоценового комплексу характеризуються практично однаковою, але аномально важкою (!) ізотопією вуглецю ($\delta^{13}\text{C}$ (–25)–(–26)‰).

Провідну роль у формуванні масивних резервуарів у кристалічному фундаменті відіграють тісно пов'язані процеси безводного вуглеводневого і гідротермального метасоматозу та адіабатична тріщинуватість, представлена тріщинами природного гідророзриву і сейсмогенного дроблення — головними чинниками формування зон дилатансійного розуцільнення (рис. 3).

Інтенсивність хімічного перетворення при цьому варіювала від слабого водневого до

Продуктивний комплекс	Коефіцієнт заповнення пасток
Верхній олігоцен – нижній міоцен (піщані пласти, складки облікання)	0,4–0,5
Нижній олігоцен (піщані пласти, складки облікання)	0,6–0,7
(PZ–MZ) кристалічний фундамент (масивний резервуар)	1,0

Рис. 2. Ступінь заповнення пасток на родовищі Білий Тигр (за В.В. Донцовим, О.Ю. Лукіним)

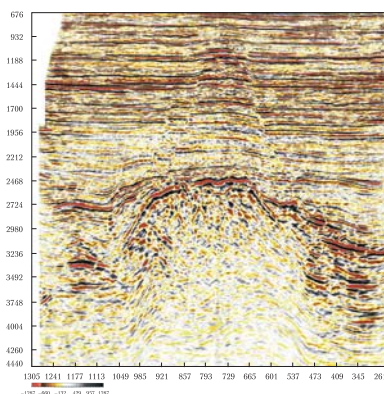


Рис. 3. Дезінтегрований метасоматично заміщений гранітний масив з ознаками діапїризму. Родовище Білий Тигр (за В.В. Донцовим, О.Ю. Лукіним)

сильного натрового метасоматозу з активною цеолітизацією польових шпатів. Гіпогенні метасоматичні процеси мали багатоетапний характер, передували нафтидогенезу, супроводжуючи його основні фази. Сукупність процесів гіпогенного розуцільнення зумовила формування масивного тріщинного резервуару колоноподібної форми, надзвичайно високі (до 2000 т/с) дебїти нафти, а також відсутність даних про розкриття водонафтових контактів, попри значні (до 5,3 км) глибини свердловин.

Геотермобаричний режим інтенсивно експлуатованого масивного нафтового покладу в кристалічному фундаменті є індикатором постійного підтоку високоентальпійних високонапірних флюїдів. Про це, зокрема, свідчать стійка величина тиску насичення газом і тен-

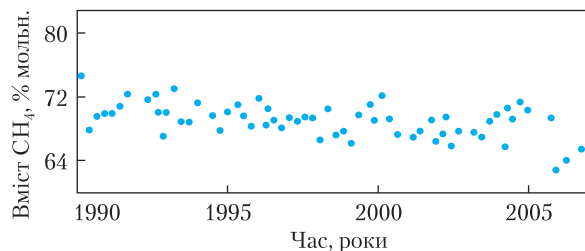


Рис. 4. Варіації вмісту метану в попутному газі в період розробки (1990—2007 рр.) масивного нафтового покладу в кристалічному фундаменті родовища Білий Тигр (за В.В. Донцовим, О.Ю. Лукіним)

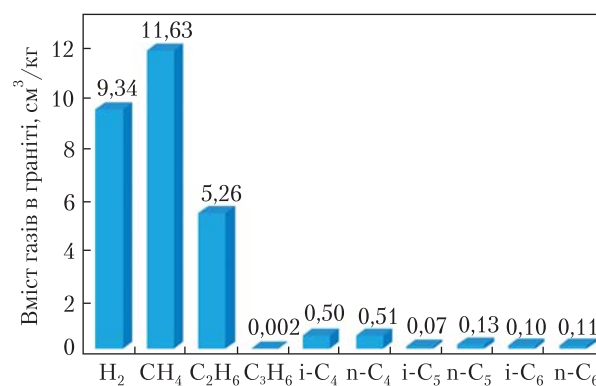


Рис. 5. Результати аналізу газів, вилучених із граніту фундаменту методом помелу у вакуумній ступці (за В.В. Донцовим, О.Ю. Лукіним)

денції зростання газового фактора нафти. При цьому спостерігається циклічність відновлення вмісту метану в попутному газі (рис. 4).

У 1994 р., після шестирічного інтенсивного відбору нафти без компенсації (нагнітання води у свердловину) поточний пластовий тиск впав нижче тиску насичення. Проте відокремлення газової фази (у вигляді газової «шапки») не відбулося. Експлуатаційні свердловини продовжували працювати у звичайному пружному режимі, що можна пояснити лише активним підтоком ендегенних флюїдів, який слід розглядати як прояв глибинної метаново-водневої дегазації Землі [1]. Прямим підтвердженням цього є склад газів порід фундаменту (рис. 5).

До дериватів цих суперглибинних (мантійних) флюїдів належать примазки поліміне-

ральної темноколірної пелітоморфної речовини (ТППР) по стилітизованих тріщинах природного гідророзриву (рис. 6, 7). Про їхній безводний характер свідчить присутність у цій речовині дисперсних самородних металічних

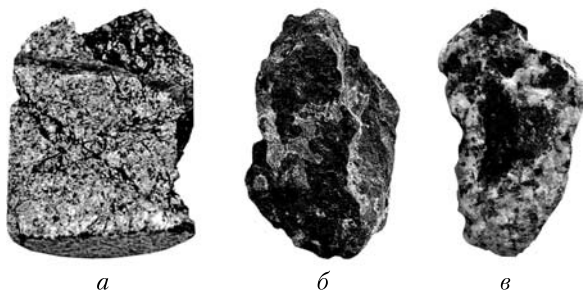


Рис. 6. Примазки ТППР по тріщинах флюїдорозриву і тріщинах дроблення у породах розущільненого гранітоїдного масиву (родовище Білий Тигр): *а* — тріщинуватий і кавернозний граніт; *б* — пропілітизований гранодіорит; *в* — пропілітизований лейкодіорит

частинок різного складу (включно з алюмінієм, цинком, залізом тощо), що є характерною особливістю вторинних колекторів — метасоматитів на гранітному субстраті [2].

Особливо показовою в цьому плані є присутність оксифільних металів (алюміній, цинк, залізо). Такою самою є й природа хлоридів натрію, калію і кальцію, що інкрустують стінки пустот вторинних колекторів. Крім того, встановлено наявність фосилізованих пін (рис. 8), вперше виявлених одним із авторів статті в карельських шунгітах [3].

Зазначені (мікро)солепрояви є найбільш надійним показником відсутності вільної води в нафтоносних колекторах кристалічного фундаменту. Крім Білого Тигра їх нещодавно виявлено в газоконденсатних родовищах з покладами в розущільнених кристалічних породах докембрійського фундаменту Дніпровсько-До-

Рис. 7. Мінеральний склад ТППР (Білий Тигр, св. 110, гл. 4340,3 м; дифрактограма ДРОН-3)

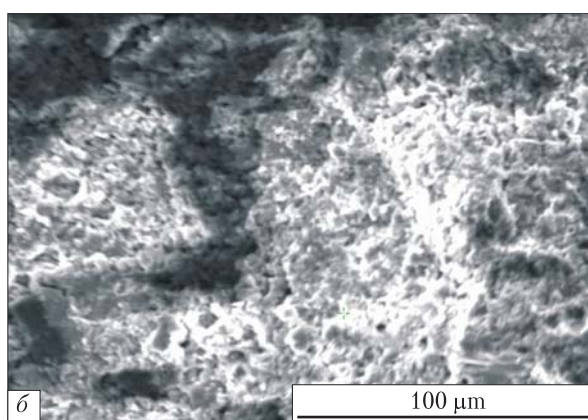
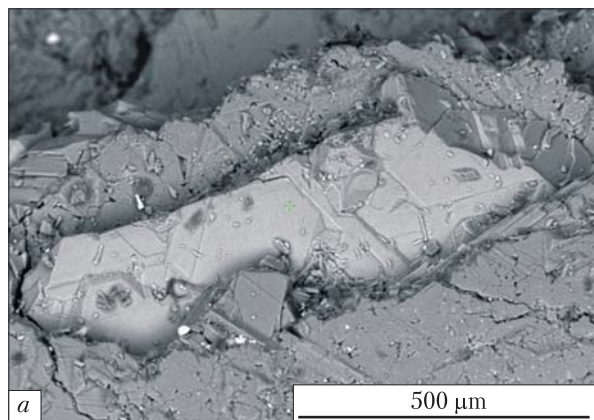
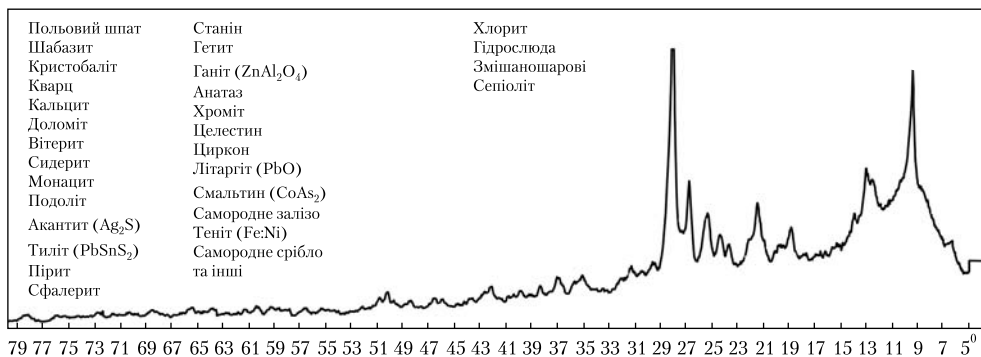


Рис. 8. Хлориди на стінках колектора-метасоматиту на гранітному субстраті: *а* — (Na, K, Ca)-хлоридна плівка; *б* — фосилізована (Na, K)-хлоридна піна (Білий Тигр, св. 402-5 м; PEM-106)

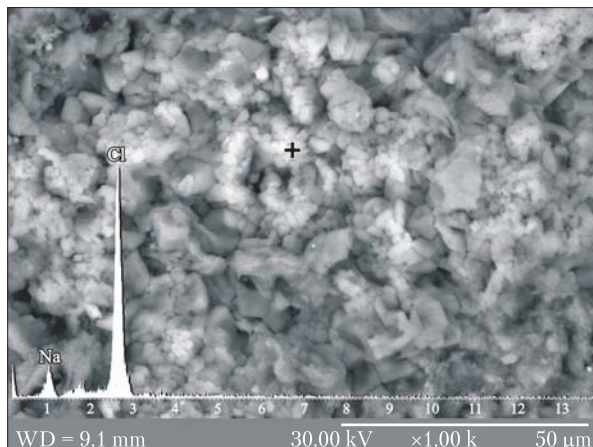


Рис. 9. Повнокристалічно галітова (Na, Cl) мінералізація на стінках кавернозно-тріщинного простору вторинного колектору в кристалічному фундаменті (ДДЗ, св. 75-Юліївська, інт. 3687—3695 м)

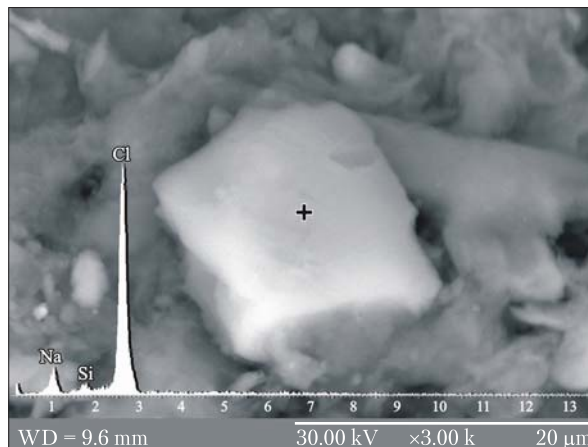


Рис. 11. Кристал галіту у вторинній порі-каверні декомпресійно-розущільненого кристалічного фундаменту (ДДЗ, св. 75-Юліївська, інт. 3687—3695 м)

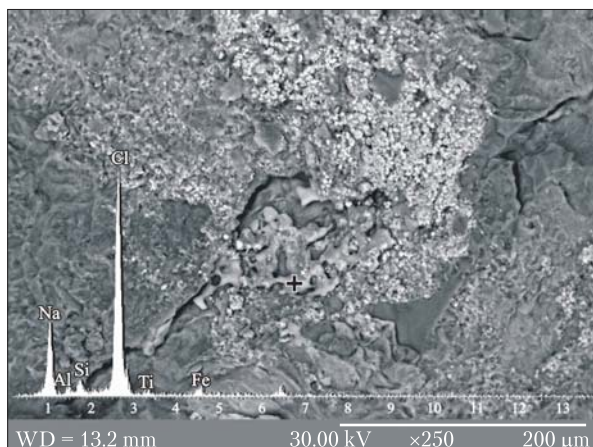


Рис. 10. Галітова кірка (релікти фосилізованої піни?) по тріщинах кристалічного фундаменту (ДДЗ, св. 75-Юліївська, інт. 3687—3695 м)

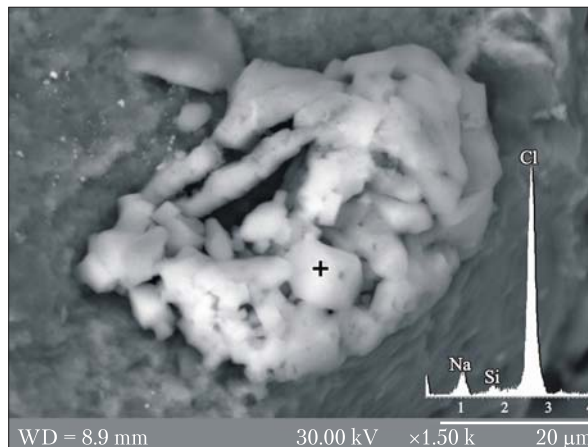


Рис. 12. Мікропористий (крихкий) сфероїдальний зросток кристалів галіту в каверні декомпресійно-розущільненого кристалічного фундаменту (ДДЗ, св. 3-Скворцівська, інт. 3329—3335 м)

нецької западини (рис. 9—13). Дані сканувальної електронної мікроскопії і енергодисперсного аналізу (рентгеноспектральне зондування) свідчать про поширення різноманітних за морфологією мікрокристалічних агрегатів галіту і сильвіну (див. рис. 9—13), причому все це розмаїття вказує на безпосередній зв'язок цього соляного кристалогенезу з процесами декомпресійного розущільнення кристалічних порід.

Ці ознаки проявилися тут ще більш яскраво, ніж у резервуарі масивного нафтового покладу в мезозойському кристалічному фундаменті на родовищі Білий Тигр.

Це дозволяє прогнозувати в численних багатопластових родовищах Дніпровсько-Донецької западини, що ототожнюються з трубами дегазації, великі масивні газоконденсатні поклади без газоводяних контактів (ГВК).

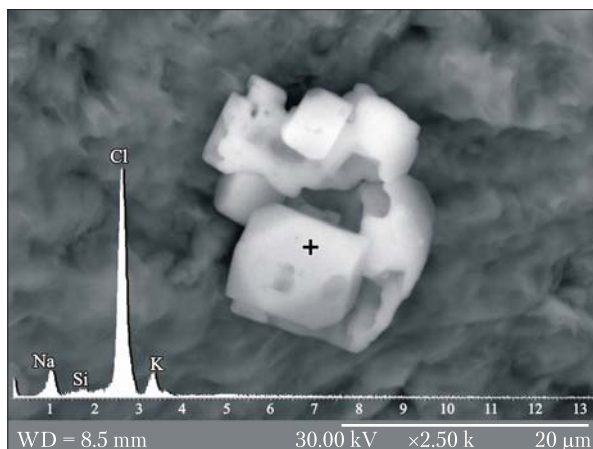


Рис. 13. Зросток кубічних кристалів галіту і сильвіну в порожнині тріщини-каверни декомпресійно-розущільненого кристалічного фундаменту (ДДЗ, св. 3-Скворцівська, інт. 3329—3335 м)

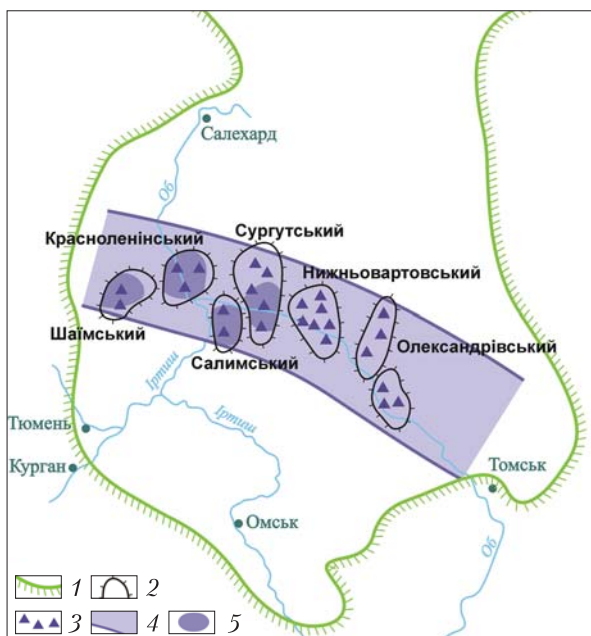


Рис. 14. Середньошироотно-Приобський ртутний пояс Західного Сибіру: 1 — межа Західно-Сибірської плити; 2 — мегасклепіння і мегавали; 3 — площі, в керні свердловин яких встановлено аномально підвищений вміст ртуті; 4 — регіональна зона ртутної зараженості юрських відкладів і підземних флюїдів (Середньошироотно-Приобський ртутний пояс); 5 — райони найбільш інтенсивної ртутної зараженості юрських відкладів

Завдяки процесам гідрофобізації пеліто-морфних порід, збагачених сапропелевою органічною речовиною, безводні поклади формуються і в осадовому чохла, забезпечуючи транзит вуглеводнів у трубах дегазації. Тут спостерігається поєднання двох згаданих вище генетичних типів безводних покладів.

Найбільш яскравим прикладом гідрофобних резервуарів вуглеводнів в осадових породах — доманікітах, баженітах тощо (їх доцільно об'єднати під загальною назвою «гідрокарбопеліти») є родовища нафти у верхній юрі Середньошироотно-Приоб'я, приурочені до західного сегменту Середньошироотно-Приобського вуглеводнево-ртутного поясу Західного Сибіру [4] у межах Красноленінського склепіння (рис. 14). Роль колекторів нафти тут відіграють тонкошаруваті (листуваті, тонкоплитчасті) чорні сланці, які здобули назву «баженіти». Вони характеризуються тотальною гідрофобністю і повною відсутністю водонасичених порід та водонафтових зон пластів.

Як і у вторинних колекторах, у різновікових розущільнених породах кристалічного фундаменту мінеральними індикаторами безводних покладів у баженітах є різні водорозчинні солі. Проте, на відміну від Білого Тигра, Юліївки, Скворцівки, в їхньому складі переважають різноманітні сульфати (Fe-Al-квасці, арузит, ярозит, мірабіліт, гіпс та ін.). Ці кардинальні відмінності складу мінеральних індикаторів зумовили провідну роль у кристалогенезі процесів окиснення сульфідної сірки органічної речовини і рясного мікробіогенного піриту. Як і хлориди в колекторах кристалічного фундаменту, сульфати характеризуються переважанням сублимаційних агрегатів голчастих, ниткоподібних і пластинчастих кристалів (рис. 15, 16).

У середньоюрських теригенних колекторах на Талінському, Єм-Єговському та інших нафтових родовищах поширені каолініт-дікитові агрегати та інші ознаки гідротермального епігенезу. В них встановлено підвищений вміст ртуті [4].

Зазначені епігенетичні індикатори є низько- і середньотемпературними. Однак уявлення

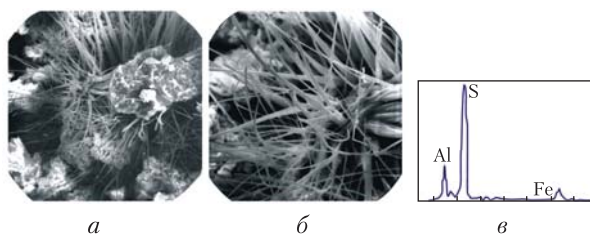


Рис. 15. Волосоподібні кристали залізо-алюмінієвих квасців у породах баженівської світи: *a* — збільшення $\times 300$; *б* — збільшений фрагмент ($\times 1000$); *в* — енергодисперсний спектр кристалів залізо-алюмінієвих квасців (за Т.О. Киреєвою)

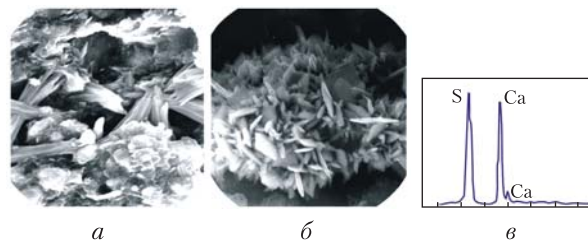


Рис. 16. Кристали гіпсу в тріщині породи баженівської світи: *a* — збільшення $\times 3000$; *б* — агрегат кристалів гіпсу, збільшення $\times 300$; *в* — енергодисперсний спектр кристалів гіпсу: S, Ca (за Т.О. Киреєвою)

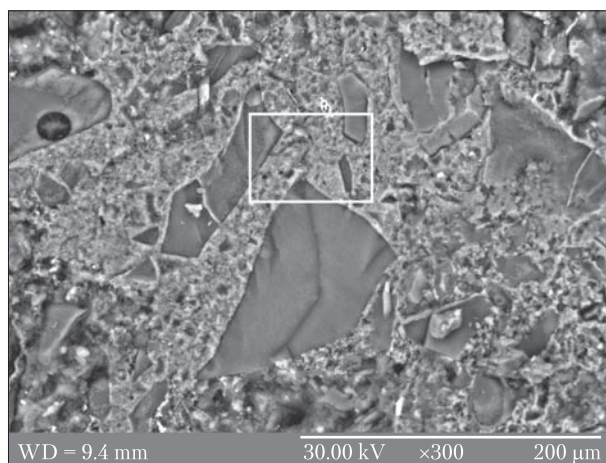


Рис. 17. (Na, K, Ca)-хлоридні агрегати в тріщинах і кавернах вторинних колекторів XIIa мікрофауністичного горизонту (ДДЗ, св. 7-Червонозаводська, гл. 5250 м)

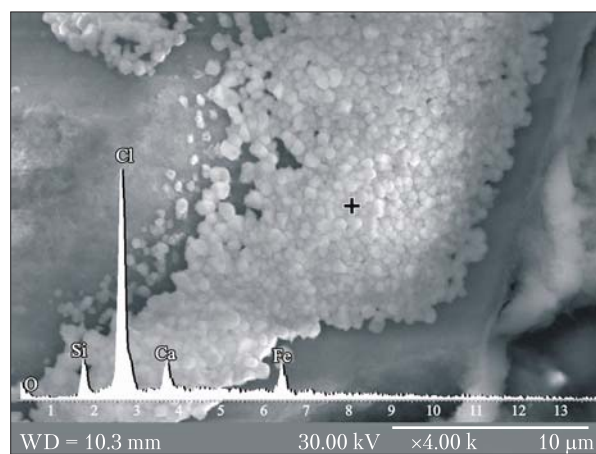
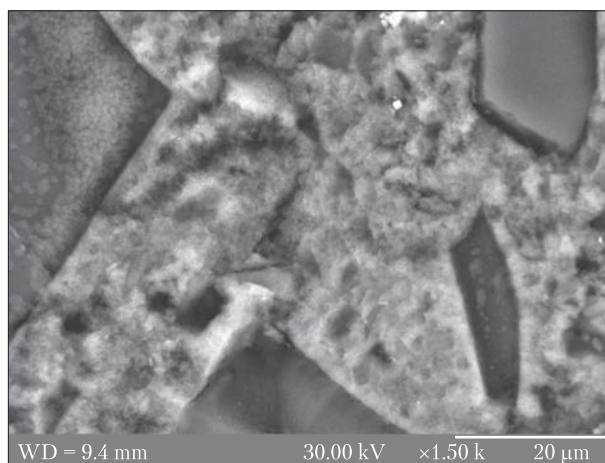


Рис. 18. Мікроглобулярні агрегати сильвіну (KCl) по тріщині-каверні (ДДЗ, св. 7-Червонозаводська, гл. 5250 м)

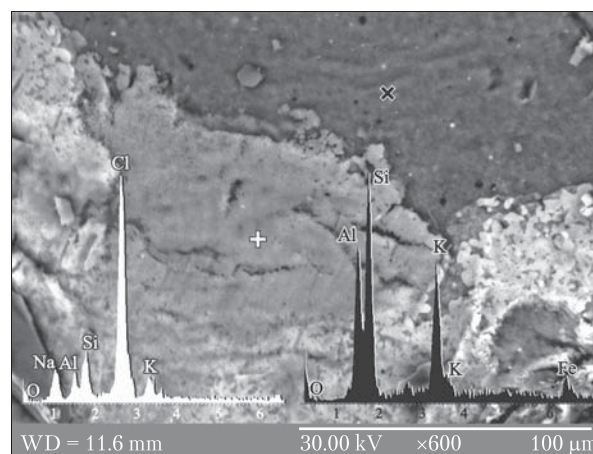


Рис. 19. (Na, K)-хлоридна мінералізація по мікросувах (ДДЗ, св. 314-Волошківська, інт. 5533—5549 м)

про те, що саме накладені гідротермальні процеси є головним фактором формування безводних покладів у гідрофобному колекторі [5], є сумнівним.

Провідну роль у формуванні саме безводних вторинних колекторів відіграє термінальна фаза вуглеводневої дегазації, яка є подвійним фактором сучасних епігенетичних процесів: окиснення водню генерує термінальну воду (глибинна гідрогеологічна інверсія), а надходження чергових «порцій» глибинного водню висушує колектор, що формується.

Сказане дає підстави прогнозувати, що безводні газоконденсатні поклади є поширеними в глибокозалагаючих депресійних відкладах карбону у верствах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини, де гідрокарбопеліти (чорні сланці, аргіліти, збагачені сапропелевою органікою, тощо) залягають у парагенезі з кварцитопісковиками, що є субстратом утворення вторинних тріщинно-каверно-порових колекторів. Це припущення повністю підтверджується відкриттям тут численної та різноманітної хлоридної (переважно галіт і сильвін) пізньоепігенетичної мінералізації (рис. 17—19).

Висновки. Отже, безводні поклади — це не геологічний раритет, а поширене переважно на великих глибинах явище, закономірно відповідне певним інтервалам труб дегазації, які в свою чергу контролюються певними сегментами вертикальних формаційних рядів, що є провідним фактором функціонування кризь-формаційних флюїдопровідних систем [6].

Ці гідрофобні сегменти зазначених систем забезпечують не лише фазову диференціацію (супер)глибинних флюїдів (сепарація водневих та вуглеводневих струменів), а й стягування цих неполярних газів (фактор гідрофобного «насосу» (!)) і формування зон тріщинуватості, що поєднують їх у єдині дренуючі системи. Саме вони є провідними факторами формування та відновлення вуглеводневих покладів, зокрема гелієносних і воденьвмісних.

Подальше вивчення феномену безводних вуглеводневих покладів дозволить знайти ключ до вирішення центральних проблем сучасної геології та кардинально підвищити ефективність освоєння вуглеводневого, а також водневого та гелієвого потенціалу земних надр.

Насамперед це стосується механізмів нафтогазонакопичення і відновлення вуглеводневих покладів. Приурочені до нижніх верств стратисфери і кристалічного фундаменту безводні нафтогазоносні резервуари утворюють «кореневу систему» (наскрізна міграція вуглеводневих дериватів глибинних флюїдів по трубах дегазації, яка живить нафтогазоносні басейни, здійснюється по гідрофобних зонах) тріщинної проникності (ефект Абеленцева). Водночас вони є каналами міграції легких газів. А отже, це дозволяє конкретизувати пошуки газових скупчень, збагачених воднем і гелієм.

Очевидно, що все сказане — лише ескіз до розв'язання цієї складної проблеми, але він вказує на об'єкти, з вивченням яких слід пов'язувати шляхи її вирішення.

REFERENCES

[СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ]

1. Dontsov V.V., Lukin A.E. Endogenous factors of the formation of oil fields in the crystalline basement of the Cuu Long Basin, south Vietnam shelf. *Doklady Earth Sciences*. 2006. **407**(1): 188—191. <https://doi.org/10.1134/S1028334X06020061> [Донцов В.В., Лукин А.Е. Об эндогенных факторах формирования нефтяных залежей в кристаллическом фундаменте Кылуонгской впадины на шельфе Южного Вьетнама. *Доклады Академии наук*. 2006. Т. 407, № 1. С. 64—67.]
2. Lukin A.E., Savinykh Yu., Dontsov V.V. On native metals in oil and gas-bearing crystalline rocks of the White Tiger deposit (Vietnam). *Geolog Ukrainy*. 2007. (2): 30—42 [in Russian]. [Лукин А.Е., Савиных Ю., Донцов В.В. О самородных металлах в нефтегазоносных кристаллических породах месторождения Белый Тигр (Вьетнам). *Геолог України*. 2007. № 2. С. 30—42.]
3. Lukin A.E. About the origin of shungites. *Geological Journal*. 2005. (4): 28—47 [in Russian]. [Лукин А.Е. О происхождении шунгитов. *Геологічний журнал*. 2005. № 4. С. 28—47.]
4. Lukin A.E., Garipov O.M. On the Mid-Latitude-Ob Mercury Belt of Western Siberia. *Doklady Akademii Nauk*. 1992. **325**(6): 1198—1201 [in Russian]. [Лукин А.Е., Гарипов О.М. О Среднеширотно-Приобском ртутном поясе Западной Сибири. *Доклады Академии наук*. 1992. Т. 325, № 6. С. 1198—1201.]
5. Kireeva T.A. Anhydrous oil deposits: origin and morphology. *Georesources*. 2020. **22**(4): 15—21 [in Russian]. [Киреева Т.А. Безводные нефтяные залежи: происхождение и морфология. *Георесурсы*. 2020. Т. 22, № 4. С. 15—21.]
6. Lukin A.E. About trans-formational fluid-conducting systems in oil and gas basins. *Geological Journal*. 2004. (3): 34—45 [in Russian]. [Лукин А.Е. О сквозьформационных флюидопроводящих системах в нефтегазоносных бассейнах. *Геологічний журнал*. 2004. № 3. С. 34—45.]

Olexander Yu. Lukin

Institute of Geological Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6475-9073>

Ivan P. Gafych

DTEK Oil&Gas, Kyiv, Ukraine

ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-3219-5143>

THE PHENOMENON OF ANHYDROUS HYDROCARBON DEPOSITS IS THE KEY TO SOLVING OIL AND GAS ACCUMULATION PROBLEMS

The article is devoted to the phenomenon of anhydrous hydrocarbon deposits, the further study of which may allow for finding the key to solving many problems of modern geology and radically increasing the efficiency of developing the hydrocarbon, hydrogen and helium potential of the Earth's subsoil.

Keywords: anhydrous oil and gas reservoirs, hydrophobic zones, hydrocarbon migration, oil and gas accumulation mechanisms, hydrocarbon deposits.

Cite this article: Lukin O.Yu., Gafych I.P. The phenomenon of anhydrous hydrocarbon deposits is the key to solving oil and gas accumulation problems. *Visn. Nac. Akad. Nauk Ukr.* 2025. (8): 3—11. <https://doi.org/10.15407/visn2025.08.003>