ДОПОВІДІ
НАЦІОНАЛЬНОЇ
АКАДЕМІЇ НАУК
УКРАЇНИ

НАУКИ ПРО ЗЕМЛЮ

https://doi.org/10.15407/dopovidi2020.08.057
УДК 553.98:551.24

О.Ю. Лукін, академік НАН України

Український державний геологорозвідувальний інститут, Київ
E-mail: chv_ukrdgri@ukr.net

До проблеми нафтогазоносності докембрійського фундаменту

Відкриття групи родовищ з нафтовими, газоконденсатними та гетерофазовими покладами в докембрійському фундаменті північного борту Дніпровсько-Донецького авлакогену (Хухринсько-Юліївсько-Гашинівсько-Євгеніївська зона) свідчить про великий потенціал цього не зовсім традиційного джерела вуглеводнів. Але для ефективних пошуків, розвідки та розробки цього типу родовищ необхідно мати чіткі уявлення про фактори їх формування. Перш за все слід враховувати специфіку нафтогазонакопичення в кристалічних породах. На відміну від осадових формацій струменево-інжекційний механізм акумуляції вуглеводнів нерозривно пов'язаний із процесами розущільнення первісно щільних порід фундаменту. Присутність у вторинних мікропорожнинах субфосильних зерен соснового (Pinus) пилку, вірогідно, олігоцен-міоценового віку свідчить про провідну роль декомпресійного (у тому числі тектоно-кесонного фактора) розущільнення (з одночасним всмоктуванням вуглеводнів) на неотектонічному етапі. Це дає можливість визначити нафтогазоперспективні об'єкти (певні блоки фундаменту з підвищеними сумарними амплітудами неотектонічних рухів) і водночас враховувати велике поширення у фундаменті вуглеводневих покладів з пластовими тисками нижче за гідростатичні.

Ключові слова: *нафтогазоносність докембрійського фундаменту, декомпресійне розущільнення, тектоно-кесонний ефект, всмоктування вуглеводнів.*

Наприкінці XX століття на північному плечі Дніпровсько-Донецького авлакогену (ДДА) — південному схилі Воронезького кристалічного масиву — була відкрита група родовищ (рис. 1), нафтові, газоконденсатні і газові поклади яких частково або повністю пов'язані з розущільненими кристалічними породами фундаменту [1–3]. Незважаючи на різні уявлення про джерела вуглеводнів (ВВ), шляхи їх міграції і закономірності нафтогазонакопичення в даній зоні, це в цілому підтвердило давні прогнози вчених-геологів НАН України (В.Б. Порфир'єв, В.Ф. Лінецький, І.В. Грінберг, В.А. Краюшкін, Г.Н. Доленко, І.І. Чебаненко, В.І. Созанський, О.І. Слензак та ін.) про високий вуглеводневий потенціал кристалічного фундаменту (КФ) і доцільність виділення відповідного самостійного напрямку геологорозвідувальних робіт. Проте ефективність його розвитку і на Східно-Євро-

Цитування: Лукін О.Ю. До проблеми нафтогазоносності докембрійського фундаменту. *Допов. Нац. акад. наук Укр.* 2020. № 8. С. 57—65. https://doi.org/10.15407/dopovidi2020.08.057

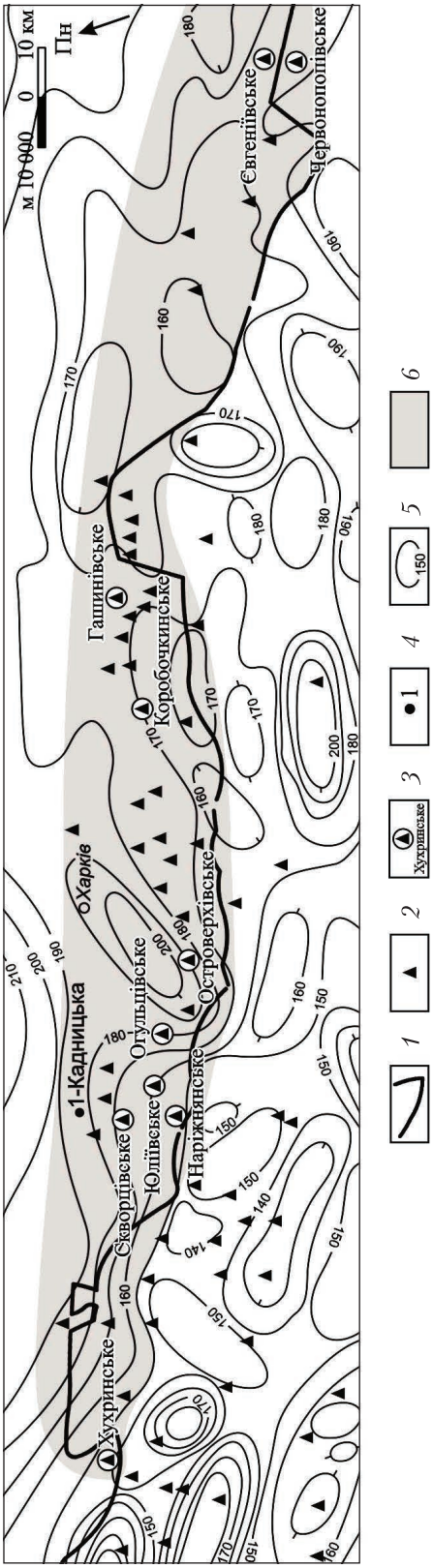

Рис. 1. Зона встановленого та передбачуваного нафтогазонакопичення в розущільнених кристалічних породах ДФ північного борту ДДА. *1* — крайові порушення; *2* — нафтові, газоконденсатні, газові та нафтогазоконденсатні родовища; *3* — родовища з покладами ВВ у ДФ; *4* — свердловина 1-Кадницька; *5* — ізолінії сумарних амплітуд неотектонічних рухів (за Н.Г. Волковим); *6* — зона встановленої та передбачуваної нафтогазоносності ДФ

пейській платформі в цілому, і в межах ДДА невелика. У Татарстані, незважаючи на великі обсяги глибокого і надглибокого буріння по фундаменту, високий рівень досліджень докембрійського фундаменту (ДФ) та його флюїдів, низку важливих наукових результатів (нові дані з петрофізики архейсько-нижньопротерозойських порід, відкриття у фундаменті потужних зон розущільнення, отримання з них високодебітних припливів води з підвищеним вмістом розчиненого метану тощо), в жодній із свердловин поки не отримано промисловий приплив з докембрійських кристалічних порід, хоча й доведена безсумнівна роль ДФ у підживленні та відновленні запасів Ромашкінського та інших нафтових родовищ [4]. Що стосується ДДА, то коефіцієнт успішності глибокого буріння на нафту і газ в ДФ становить менше 0,15, тоді як у межах Харківського та інших нафтогазоносних районів південного схилу Воронезького кристалічного масиву, де пошукові об'єкти пов'язані з кам'яновугільними відкладами, він доходить до 0,5.

Головною причиною невисокої ефективності освоєння безсумнівно грандіозних вуглеводневих ресурсів різновікового КФ (верхнього сегмента "гранітного шару" літосфери) в цілому і ДФ зокрема є відсутність як чітких уявлень про основні закономірності формування нафтогазоносних резервуарів у кристалічних породах, так і досить надійних пошуково-розвідувальних критеріїв, що на них базуються. Тут слід зазначити, що для вирішення даної проблеми недостатньо прийняти ту чи іншу точку зору на походження нафти і газу. Необхідні конкретні дані про фактори та механізми формування покладів, які базуються на безумовних емпіричних даних, а не на умоглядних уявленнях, що значною мірою характерні як для осадово-міграційної, так і мантійно-абіогенної концепції.

Специфікою природних резервуарів у кристалічних породах є нерозривний зв'язок їх утворення з нафтогазонакопиченням. Тут найбільш ефективними є такі механізми формування колекторів, що безпосередньо пов'язані з процесами акумуляції ВВ. Це різноманітні декомпресійні явища при швидкому (в широкому діапазоні характерних часів) скиді тиску і дії напружень зсуву. Слід зазначити, що термін "тектоно-кесонний ефект", що був запропонований понад 40 років тому [5] і став практично загальноприйнятим [6, 7 та ін.], всупереч його поширеному трактуванню, характеризує лише один з механізмів дилатансії, а саме — руйнування породного субстрату шляхом (мікро)тріщино- і пороутворення внаслідок виділення при швидкому скиді тиску розчинених у рідкій фазі і адсорбованих твердою фазою (поверхня мінеральних агрегатів) газів, що, зокрема, обумовлює міжзернову дезінтеграцію кристалічних порід, закупорювання капілярних каналів та їх розширення, "розшивку" катагенних міжзернових контактів у гранітах і кварцитах, появу додаткової пористості в результаті мікроексплозивних явищ внаслідок кавітації газових бульбашок тощо.

Сукупність цих факторів обумовлює 3D-дилатансію, розущільнення кристалічних порід і всмоктування флюїдів з різних джерел, розташованих зверху, знизу і латерально щодо осередка розущільнення — дилатансійного породного масиву різних розмірів і конфігурації та приуроченого до нього короткочасно (не тільки в геологічному сенсі) існуючого п'єзомінімуму. *[Слід зазначити, що на можливість декомпресійного всмоктування (suction) вуглеводневих флюїдів внаслідок виникнення в розущільнених породах КФ зворотних градієнтів тиску при декомпресійному субгоризонтальному тріщиноутворенні вказував майже 70 років тому Д. Макнафтон* [8] *на підставі успішного досвіду розвідки нафтових родовищ Каліфорнії].*

Переважний зв'язок покладів у КФ (і, зокрема, в ДФ) з горстами і апікальними частинами великих магматичних масивів (зокрема, гранітних батолітів) свідчить про провідну роль саме об'ємного розущільнення, обумовленого швидким падінням тиску. Аналіз даних за такими родовищами, як Пенхендл-Хьюготон, Оймаша, Білий Тигр з масивними покладами в розущільнених породах КФ (різноманітні за ступенем трансформації вихідного мінерального складу метасоматити — від аркозів до цеолітитів) вказує на те, що об'ємне розущільнення є першою фазою формування нафтогазоносних резервуарів КФ. При цьому слід мати на увазі, що мова йде про сукупність різноманітних реакцій флюїдопородної системи на виникнення градієнта надмірної напруги та його розрядку. Найбільш загальними з подібних реакцій у кристалічних породах є такі форми деструкції, як десквамація (лущення) і утворення відкритих субгоризонтальних тріщин, що в публікаціях західних геологів і нафтовиків іменуються "sheet structures", "expansion joints" і т.п. Внаслідок досить інтенсивного розвитку цих явищ у межах: а) активних горстів; б) інтрузивних масивів центрального типу і центрально-кільцевих тектономагматичних структур (у тому числі кальдер та ін.); в) виступів, утворених неузгодженими скидами; г) бортових частин грабенів при тафрогенному виламуванні КФ [6] — відбувається не тільки утворення тріщин, а й часткова або повна дезінтеграція порід з появою сипких високопористих середовищ.

Якщо в осадовому чохлі на невисоких стадіях регіональних змін тимчасова невідповідність між формуванням колектора і приуроченого до нього вуглеводневого покладу в принципі може варіювати в широких межах, то в породах КФ відзначається сингенетичність і синхронність виникнення певної системи пустотності і відповідного їй рудно-

бітумного або вуглеводневого заповнення [9]. Таким чином, механізм розущільнення порід КФ як генетично, так і геохронологічно пов'язаний з міграцією ВВ і формуванням їх покладів. Іншими словами, якщо декомпресія є основним фактором об'ємного розущільнення (різні форми фізичного руйнування кристалічних порід → стягування гіпогенних флюїдів → метасоматоз), то вона обумовлює й заповнення ВВ колектора, що утворюється.

Для цього декомпресійне і, зокрема, тектоно-кесонне розущільнення має бути пов'язане з досить короткочасними сейсмотектонічними імпульсами ендогенної (плюмтектонічної), імпактної [10] та ендогенно-імпактної (активізація тектонічних плюмів внаслідок падіння на Землю великих метеоритів і комет) природи. Обумовлене цим збурення флюїдо-породних систем басейнів породоутворення і кристалічних масивів фіксується різними "позначками", серед яких особливо інформативними, зокрема, є палінологічні показники. Їх ефективність у результаті вивчення закономірностей міграції нафти і формування її покладів доведена завдяки роботам Д.А. Гроссгейм, А.М. Медведєвої та інших палінологів. Основними об'єктами їх досліджень були родовища Волго-Уральської області, які характеризуються широким стратиграфічним діапазоном мікрофітофосилій, включаючи акритарх та інші мікрофітофосилії раннього палеозою — пізнього протерозою, що зазвичай розглядається як аргумент на користь висхідної міграції глибинної абіогенної нафти. Результати палінологічних досліджень нечисленних проб нафти і конденсату родовищ цієї зони всупереч очікуванням і навіть твердженням (без проведення відповідних досліджень) виявилися несподіваними. Нафта Хухринського родовища (перше відкриття покладу, пов'язаного з ДФ) виявилася практично позбавленою і спор, і акритарх, що, здавалося б, суперечило уявленням як про висхідну "наскрізну" міграцію абіогенної нафти з великих глибин, так і про латеральну міграцію з осадового чохла (це було причиною того, що ці та інші викладені нижче дані не були своєчасно опубліковані). Разом з тим, у поєднанні з даними про хімічний склад (високий вміст ароматичних ВВ), це свідчило на користь нафтидогенеруючої ролі фундаменту внаслідок процесів декомпресійного дроблення кристалічних порід (розконсервування ВВ-вмісних флюїдних включень, трибохімічний синтез ароматичних ВВ (реальність якого підтверджена експериментами члена-кореспондента НАН України І.В. Матяша), можлива роль глибинного ультраосновно-лужного магматизму), що свого часу стало підставою виділення, поряд з іншими, самостійної вуглеводневогенеруючої системи, пов'язаної безпосередньо з КФ [11].

Поряд з мікрофосиліями в складі суспензії в нафті та конденсаті Юліївського і Гашинівського родовищ відзначені частки самородних металів і мінеральні мікросферули [12], що вказують на участь абіогенних флюїдів.

Таким чином, ці дані свідчать про "всмоктування" флюїдів з різних джерел у процесі декомпресійного (у тому числі тектоно-кесонного фактора) дилатансійного (збільшення обсягу в результаті погіршення структурної впорядкованості, мікротріщинуватості і вторинної пористості) розущільнення кристалічних порід. Водночас сам по собі склад суспензії в нафті і конденсаті не є показником віку цього розущільнення, синхронного з нафтогазонакопиченням у КФ (ДФ). Враховуючи цю синхронність, зазначені формені компоненти можуть служити такими показниками в тих випадках, коли спостерігається їх присутність у вторинних пустотах, особливо якщо мова йде про вторинні мікропори в матриці кристалічних порід. *[Це явище в палінології називають* "*вмиванням*". *Проте стосовно мікропор у*

матриці це явище можна пояснити лише декомпресійним всмоктуванням]. У зв'язку з цим особливий інтерес являє присутність у вторинних порах-кавернах у матриці різних кристалічних порід на Юліївському, Гашинівському, Наріжнянському родовищах розглянутої зони соснового (із суто попереднього визначення автора) пилку (рис. 2). Експерт з морфології зерен пилку сучасних вищих рослин доктор біологічних наук З.І. Цимбалюк (Інститут ботаніки НАН України) у своєму висновку підтвердила належність цього пилку до сосен (*Pinus*), але зазначила, що "*результати електронної мікроскопії показали, що сучасний пилок Pinus sylvestris має чіткі відміни від пилку на фотографіях. Пилкові зерна на цих фото* ***більш давні*** (виділено мною — А.Л.)*, але встановити точно їх вік без спеціального вивчення у світловому (біологічному) мікроскопі важко*". Таким чином, питання про вік цього пилку залишається відкритим. Отже, залишається відкритим й питання про датування декомпресійного розущільнення і засмоктування пилку у вторинопоровий простір. Можна припускати різні варіанти хроностратиграфічної прив'язки цих процесів (включаючи нафтогазонакопичення в ДФ) до рубежів: 1) крейди і палеогену; 2) олігоцену і міоцену; 3) пліоцену і квартеру.

Перший варіант привабливий можливістю залучення як провідного чинника розущільнення відомої імпактної події, з якою, згідно з [13], пов'язане формування північнодонецького агломерату (Гусівсько-Каменська астроблема або, згідно з А.А. Маракушевим та ін. [14], тектоно-магматична структура багатофазного розвитку з неодноразовим розущільнювальним впливом на ДФ цієї зони).

Другий і третій варіанти пов'язані з важливими тектоно-геодинамічними рубежами — початком, відповідно, неотектонічного і актуотектонічного етапів.

Найбільш вірогідним є другий варіант. На його користь насамперед свідчить максимальна (у зазначеному стратиграфічному діапазоні) морфологічна схожість зерен "вмитого" в порожнині ДФ із зернами пилку *Pinus cristata* Panova, *P. strobiformis* Zaklinskaja та ін. палінoформ у нижньому—середньому міоцені (Херсонська обл., район с. Високопілля, св. 21504, гл. 74,0 м на південному схилі Українського щита) [15, с. 236—237].

Кінець олігоцену—початок міоцену є найважливішим переломним моментом, який характеризується великою регресією епіконтинентальних пізньокрейдяних — палеоценових — ранньоолігоценових басейнів і встановленням континентального режиму. На тлі загального тектонічного здіймання максимальні сумарні амплітуди неотектонічних рухів встановлені, зокрема, в межах Воронезької антеклізи (див. рис. 1). Встановлення континентального режиму і нерівномірно інтенсивні підняття, зумовлені глибинними тектоно-геодинамічними факторами, з одного боку, зумовили декомпресійні (у тому числі тектоно-кесонні) процеси, а з іншого — в поєднанні зі сприятливими кліматичними факторами в умовах фізико-географічної зональності міоцену сприяли широкому розвитку в межах Воронезької антеклізи плакорних хвойних лісів.

Надзвичайно важливим видається співіснування у вторинному поровому просторі зерен пилку з частинками самородних металів (сплавів, інтерметалідів) і мінеральних сферул — індикаторами специфічного режиму рудоутворення і нафтидогенезу [12]. Сферули в поровому просторі вторинних колекторів-метасоматитів у ДФ складаються з алюмосилікатного скла із самородно-залізною оболонкою. Фрагменти останньої іноді зустрічаються й на зернах пилку [12].

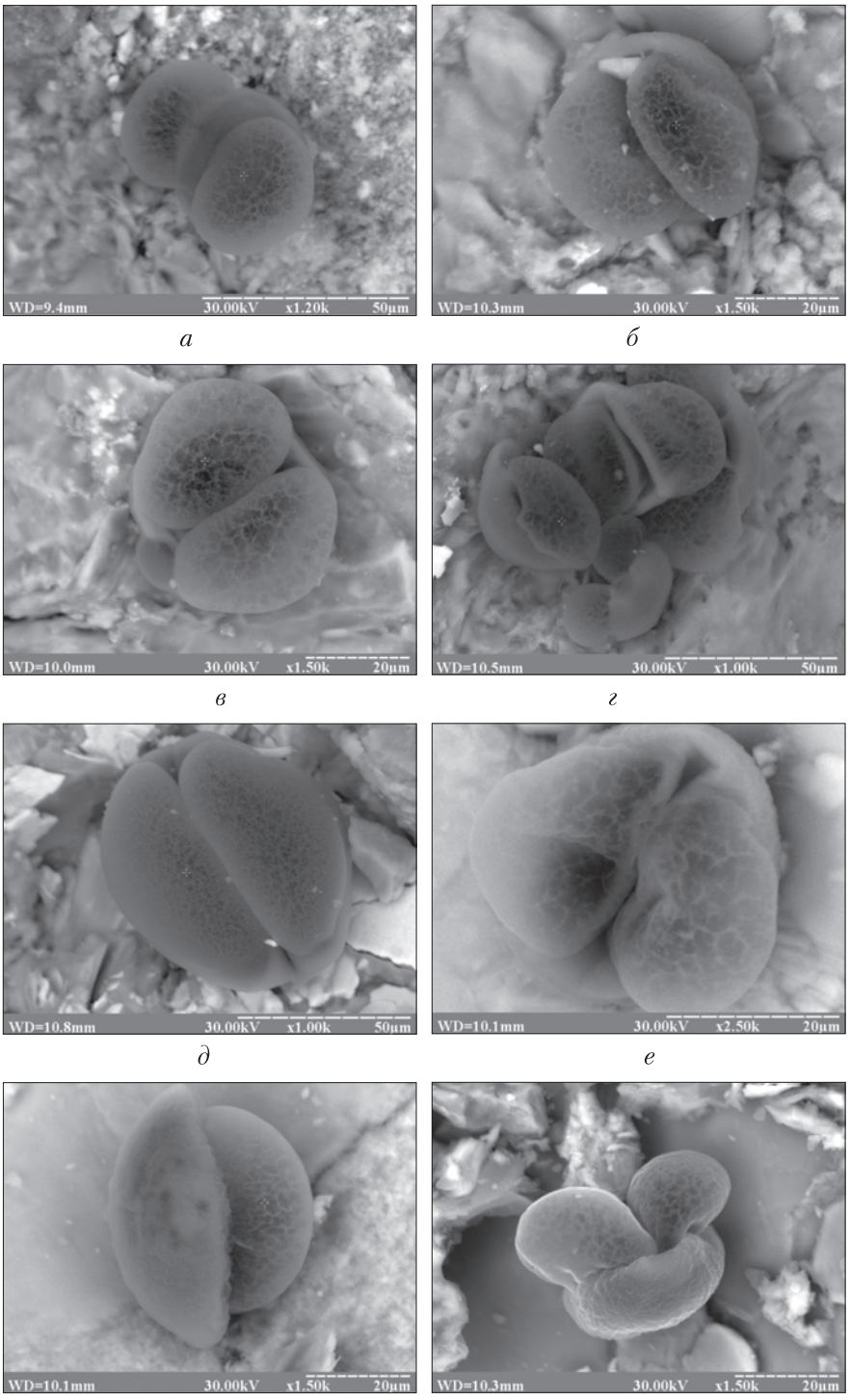

Рис. 2. Включення субфосильних зерен соснового (*Pinus*) пилку олігоцен-міоценового (?) віку у вторинних порах (кавернах) нафтогазоносних епігенетичних колекторів у ДФ (за даними сканувального електронного мікроскопа REM-106). *а* — св. 1-Юліївська, інт. 3519–3529 м; *б, в* — св. 5-Юліївська, інт. 3755–3762 м; *г, д* — св. 18-Наріжнянська; *е, є, ж* — св. 3-Гашинівська, інт. 3676–3685 м

Усе сказане дає підстави припустити, що формування природних резервуарів ВВ у ДФ зазначеної зони (а мабуть, й інших регіонів Східно-Європейської та інших стародавніх платформ) пов'язане з новітнім етапом геотектонічного розвитку, який характеризується виникненням і розвитком явних ознак сучасного рельєфу — елементів ерозійної мережі, поверхонь вирівнювання та ін. У зв'язку з цим доречно згадати про давній висновок В.Б. Порфир'єва про міоценовий вік нафтових родовищ світу. Не абсолютизуючи цей висновок, треба все ж відзначити його ймовірну справедливість, принаймні для ДФ давніх платформ. У межах останніх зони нафтогазонакопичення в ДФ, можливо, приурочені до тих його сегментів, які характеризуються відносно підвищеними значеннями сумарних амплітуд неотектонічних рухів, що за умов дилатансійного розущільнення ініціює струменево-інжекційний механізм засмоктування вуглеводневих флюїдів у ДФ [9]. Виникнення п'єзомінімумів у розущільнених сегментах обумовлює формування нафтових, газоконденсатних і гетерофазних покладів з аномально зниженими тисками, що необхідно враховувати під час їх пошуку, розвідки і розробки (широке розповсюдження таких "реологічних" покладів нафтидів свого часу прогнозувалося П.Ф. Іванкіним, Г.Л. Трофименком та ін. переважно в карбонатних формаціях). Все це дає підставу високо оцінити перспективи нафтогазоносності всього Хухринсько-Юліївсько-Євгеніївського сегмента північного борту ДДА і прогнозувати тут наявність великої кількості промислових нафтових, газоконденсатних і гетерофазних покладів у ДФ на багатьох відкритих тут раніше в нижньому і середньому карбоні родовищах (див. рис. 1).

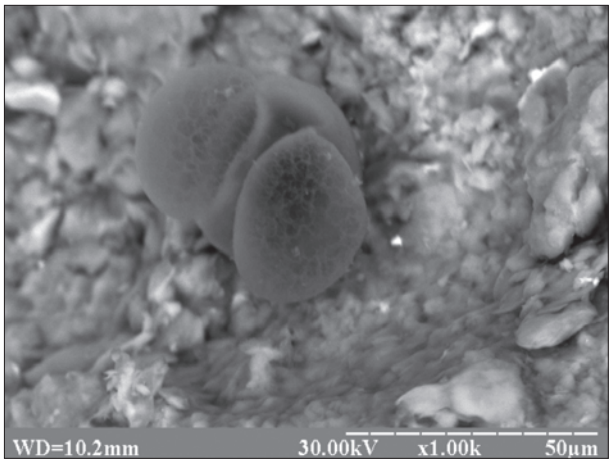

Рис. 3. Включення субфосильного зерна соснового (*Pinus*) пилку у вторинній порі в породі ДФ, що розкритий св. 1-Кадницька (інт. 2442—2449 м)

Скринінг численних пошукових (на ДФ) об'єктів на північному плечі ДДА і подальша дорозвідка найбільш перспективних з них може розглядатися як одне з найбільш перспективних напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

Більше того, наявність субфосильних зерен соснового (*Pinus*) пилку у вторинних порах (кавернах) кристалічних порід фундаменту в свердловині Кадницька-1 (2442—2449 м) на глибині 3,2 м від його покрівлі (рис. 3) дає підставу істотно розширити зону, перспективи якої пов'язані з декомпресійним розущільненням і засмоктуванням ВВ у ДФ. Підтвердження реальності цих процесів на неотектонічному етапі і припущення про їх неодноразовість під час більш давніх фаз тектоно-термальної активізації дозволяє розглядати ДФ як "акумулятор" нафтидів, скупчення яких у його розущільнених блоках перебувають під тиском нижче гідростатичного, що необхідно враховувати під час освоєння цього важливого джерела ВВ.

ЦИТОВАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Порфирьев В.Б., Краюшкин В.А., Клочко В.П. Новое направление геологоразведочных работ в Ахтырском нефтегазопромысловом районе Днепровско-Донецкой впадины. *Геол. журн.* 1982. **42**, № 4. С. 1–11.
2. Чебаненко И.И., Довжок Е.М., Клочко В.П., Краюшкин В.А. Новое обнаружение нефти в кристаллических породах земной коры. *Докл. АН УССР. Сер. Б.* 1986. № 6. С. 20—21.
3. Довжок Є.М., Кабишев Б.П., Краюшкін В.А., Чебаненко І.І. Нафтогазовий потенціал Північного борту Дніпровсько-Донецької западини. Київ: ВАТ Український нафтогазовий інститут, 1996. 241 с.
4. Муслимов Р.Х. Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов в пополнении резервов УВ-сырья в XXI веке. *Материалы международной научно-практической конференции по проблеме нефтегазоносности кристаллического фундамента осадочных бассейнов.* Казань, 2001. С. 61—64.
5. Горяинов П.М., Давиденко И.В. Тектоно-кессонный эффект в массивах горных пород и рудных месторождений — важное явление геодинамики. *Докл. АН СССР.* 1979. **247**, № 5. С. 1212—1215.
6. Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. Киев: Наук. думка, 1997. 225 с.
7. Киреев Ф.А. Граниты и их нефтегазоносность. *Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений.* Москва: ГЕОС, 2010. С. 442—455.
8. McNaughton D.A. Dilatancy in migration and accumulation of oil in metamorphic rocks. AAPG Bull. 1953. **37**, № 2. P. 217–231.
9. Лукин А.Е., Донцов В.В., Бурлин Ю.К., Гладун В.В. О некоторых закономерностях нефтегазоносности кристаллического фундамента. *Геол. журн.* 2005. № 3. С. 7—22.
10. Гуров Е.П., Гожик П.Ф. Импактное кратерообразование в истории Земли. Киев: Наук. думка, 2006. 216 с.
11. Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем). *Геол. журн.* 1999. № 1. С. 30—42.
12. Лукин А.Е. Минеральные сферулы — индикаторы специфического флюидного режима рудообразования и нафтидогенеза. *Геофиз. журн.* 2013. **35**, № 6. С. 10—53.
13. Мовшович Е.В., Милявский А.Е. Новые данные об условиях образования и возрасте Каменской и Гусевской астроблем. *Метеоретика.* 1986. Вып. 45. С. 112—118.
14. Маракушев А.А., Богатырев О.С., Феногенов А.Д., Панеях Н.А. Импактогенез и вулканизм. *Петрология.* 1993. **1**, № 5. С. 571–595.
15. Палеопалинология. Т. 3. Покровская М.Н. (ред.). Ленинград: Недра, 1966. 357 с.

Надійшло до редакції 29.05.2020

REFERENCES

1. Porfiryev, V. B., Krajushkin, V. A. & Klochko, V. P. (1982). A new direction of exploration in the Akhtyrsky oil and gas field of the Dnieper-Donets depression. Geol. J., 42, No. 4, pp. 1-11 (in Russian).
2. Chebanenko, I. I., Dovzhok, E. M., Klochko, V. P. & Krajushkin, V. A. (1986). New oil discovery in crystalline rocks of the Earth's crust. Dop. AN USSR. Ser. B., No. 6, pp. 20-21 (in Russian).
3. Dovzhok, E. M., Kabishev, B. P., Krajushkin, V. A. & Chebanenko, I. I. (1996). Hudrocarbon potential of Northern Edge of the Dnieper-Donets depression. Kiev: Ukrainian Oil and Gas Institute (in Ukraine).
4. Muslimov, R. Kh. (2001). The potential of the foundation of oil and gas basins in replenishment of hydrocarbon reserves in the 21st century. Materials of International science-practical conference on the problem of hydrocarbon potential of crystalline basement of sedimentary basins (pp. 61-64). Kazan (in Russian).
5. Goryainov, P. M. & Davidenko, I. V. (1979). The tectonic-caisson effect in rock masses and ore deposits is an important phenomenon of geodynamics. Dokl. AN SSSR, 247, No. 5, pp. 1212-1215 (in Russian).
6. Lukin, A. E. (1997). Lithogeodynamic factors of oil-gas accumulation in aulacogenic basins. Kiev: Naukova Dumka (in Russian).
7. Kireev, F. A. (2010). Granites and their oil and gas potential. In Degassing of the Earth and genesis of oil fields (pp. 442-455). Moscow: GEOS (in Russian).
8. McNaughton, D. A. (1953). Dilatancy in migration and accumulation of oil in metamorphic rocks. AAPG Bull., 37, No. 2, pp. 217-231.

9. Lukin, A. E., Dontsov, V. V., Burlin, Yu. K. & Gladun, V. V. (2005). On some patterns of oil and gas crystalline basement. Geol. J., No. 3, pp. 7-22 (in Russian).
10. Gurov, E. P. & Gozhik, P. F. (2006). Impact cratering in the Earth history. Kyiv: Naukova Dumka (in Russian).
11. Lukin, A. E. (1999). On the genesis of oil and gas (geosynergetic concept of natural hydrocarbon-generating systems). Geol. J., No. 1, pp. 30-42 (in Russian).
12. Lukin, A. E. (2013). Mineral spherules — indicators of the specific fluid regime of ore formation and naphthydogenesis. Geophys. J., 35, No. 6, pp. 10-53 (in Russian).
13. Movshovich, E. V. & Milyavskiy, A. E. (1986). New data on the conditions of education and age of the Kamenskaya and Gusevsky astroblems. Meteoretica, No. 45, pp. 112-118 (in Russian).
14. Marakushev, A. A., Bogatyrev, O. S., Fenogenov, A. D. & Paneyakh, N. A. (1993). Impactogenesis and Volcanism. Petrology, 1, No. 5, pp. 571-595 (in Russian).
15. Pokrovskaya M.N. (Ed.). (1966). Paleopalynology (Vol. 3). Leningrad: Nedra (in Russian).

Received 29.05.2020

A.E. Lukin

Ukrainian State Geological Prospecting Institute, Kyiv
E-mail*:* chv_ukrdgri@ukr.net

TO THE PROBLEM OF OIL-GAS-BEARING CAPACITY
OF THE PRE-CAMBRIAN BASEMENT

Discovery of the group of fields with oil, gas-condensate, gas, and heterophase pools in the pre-Cambrian basement of the northern edge of the Dnieper-Donets aulacogen (Khuhrynska-Yuliyivska-Gashinovska-Evgenievska zone) bears witness to a great petroleum potential of this non-traditional source of natural hydrocarbons. But the effective prospecting, exploration and development of this genetic type of fields must be based upon distinct concepts about factors of their formation. First and foremost, one should take account for the petroliferous specificity of crystalline rocks. Contrary to sedimentary lithosomes, the jet-injection mechanism of accumulation of hydrocarbons goes hand in hand with dilatancy processes and decomposition of primary solid basement rocks with unpermeable matrix. Presence of pine pollen grains supposedely (in all probability) of Upper Oligocene — Lower Miocene age testifies to the decompression (including tectonic-caisson effect) decompaction (with concurrent suction of hydrocarbons) at the Neotectonic stage. This allows one to determine the promising oil-gas-targets and, at the same time, to take into account a wide distribution of hydrocarbon pools with reservoir pressures lower than hydrostatic pressures.

Keywords: *petroleum potential of pre-Cambrian basement, decompression decompaction, tectonic-caisson effect, sucking of hydrocarbons.*