УДК 553.98

doi <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.36-42>

Г. І. РУДЬКО, д-р геол.-мінерал. наук, д-р геогр. наук, д-р техн. наук, професор, голова (Державна комісія України по запасах корисних копалин), м. Київ, Україна, office@dkz.gov.ua, <https://orcid.org/0000-0001-7752-4310>,

В. В. СОБОЛЬ, заступник голови ДКЗ з питань нафти та газу (Державна комісія України по запасах корисних копалин), Київ, Україна, vasyl.sobol@dkz.gov.ua

H. RUDKO, Doctor of Geology and Mineralogy, Doctor of Geographical Sciences, Doctor of Technical Sciences, professor, Chairman (State Commission of Ukraine on Mineral Resources), Kyiv, Ukraine, office@dkz.gov.ua, <https://orcid.org/0000-0001-7752-4310>,

V. SOBOLOV, Deputy Chairman on Oil and Gas (State Commission of Ukraine on Mineral Resources), Kyiv, Ukraine, vasyl.sobol@dkz.gov.ua

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ УКРАЇНИ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ ДЛЯ НАРОЩУВАННЯ ВУГЛЕВОДНЕВОГО ПОТЕНЦІАЛУ УКРАЇНИ

PROSPECTS OF OIL-AND-GAS-BEARING CAPACITY OF UKRAINE AT GREAT DEPTHS FOR THE EXPANSION OF HYDROCARBON POTENTIAL OF UKRAINE

Енергетична незалежність – важливий складник стабільного розвитку й безпеки держави. Україна має потужний вуглеводневий потенціал надр, тому першочерговим завданням є пошук і розвідка нових родовищ вуглеводневої сировини. Один із важливих напрямів нарощення потенційних ресурсів і запасів нафти й газу – освоєння великих глибинних (понад 4500–5000 м) покладів, оскільки запаси вуглеводнів на малих і середніх глибинах у багатьох регіонах великою мірою вичерпані. На території України основні перспективи відкриття покладів нафти й газу на великих глибинах сьогодні пов'язують з Дніпровсько-Донецькою западиною. Для цього важливо провести оцінку можливої нафтогазоносності відкладів і порід фундаменту через виділення перспективних ділянок покладів вуглеводнів, зокрема й у породах кристалічного фундаменту.

Ключові слова: нафтогазоносність, нафтогазоперспективні поклади, кристалічний фундамент, формування родовищ вуглеводнів, суперколектори, генезис вуглеводнів.

Energy independence is an important component of sustainable development and security of the state. Ukraine has a great hydrocarbon potential of the subsoil, which is why the priority objective is a search and exploration of new deposits of hydrocarbon raw materials. One of the important directions for increase of potential resources and reserves of oil and gas is the development of large deep (over 4500–5000 m) deposits, as hydrocarbon reserves at small and medium depths are quite depleted in many regions.

For a long time, hydrocarbon reservoirs in basement rocks were underestimated during geological exploration works. Obtained results indicate that new concepts of the formation of hydrocarbon deposits can dramatically change the system of oil production, methods of prospecting and development of deposits. It is important to assess possible oil-and-gas-bearing capacity of sediments and rocks of the basement by identifying prospective areas of hydrocarbon deposits, including in the rocks of the crystalline basement.

In Ukraine, main prospects of discovery of oil and gas deposits at great depths are associated nowadays with the Dnieper-Donets Rift (DDR). Deposits with accumulations of hydrocarbons at depths of more than 5000 m are concentrated in the main oil-and-gas-bearing areas of the Rift that coincide with the central paraxial and marginal zones of the graben. It was in the central segment of the DDR that the main regularities of oil-and-gas-bearing capacity of deep-lying geological formations were first discovered: secondary nature of reservoirs, discovery of the phenomenon of supercollectors and associated huge debits. It is relevant and promising to study the process of recovery / replenishment of gas reserves by the example of deposits that are at the final stage of development.

Keywords: oil and gas potential, oil and gas prospects, crystalline basement, formation of hydrocarbon deposits, supercollectors, genesis of hydrocarbons.

Вступ. У минулому нафтові й газові родовища в утвореннях фундаменту були відкриті здебільшого випадково. Традиційний спосіб мислення полягав у тому, що фундамент переважно щільний і не виправдовує витрат на вивчення [2].

Пошук вуглеводнів (ВВ) на великих глибинах непросте завдання, про що свідчить низька успішність пошуково-розвідувальних робіт, яка для більшості нафтогазоносних басейнів світу не перевищує 30 %, а в разі пошуку нафти у фундаменті – істотно нижча. Складність прогнозування покладів на великих глибинах полягає в тому, що в катагенетично-метаморфних породах низів осадового чохла й особливо в породах кристалічного фундаменту (КФ) майже немає витриманих по площі порових колекторів і відповідно обмежені умови для латеральної міграції ВВ. Тож можна вважати, що на великих глибинах моделі басейнової міграції під час прогнозування формування покладів ВВ є необґрунтованими. Виникла потреба нових теоретичних обґрунтувань пошуку покладів ВВ у кристалічних породах фундаменту [6].

Виклад основного матеріалу. Нині в нафтогазовій геології відбувається наукова революція. На зміну гостро конкурентним органічній і мінеральній гіпотезам походження нафти й газу приходить біосферна концепція нафтогазоутворення. Вона зараховує нафту й газ до корисних копалин планети, які поповнюються під час розробки родовищ, а самі родовища вважає пастками рухомого вуглецю, що циркулює через земну поверхню в трьох циклах кругообігу. До створення біосферної концепції суперечка між прихильниками органічної й мінеральної гіпотез стосувалася питання про те, який із двох геологічних циклів переважає в утворенні нафти й газу. Прихильники першої стверджували, що нафта й газ виникають у самих родовищах з органічної речовини, що надходить “зверху” – із земної поверхні. Тоді як прихильники другої наполягали, що газонафтові ВВ надходять у родовища “знизу” – з глибоких земних надр, де вони й утворюються. Учасні в нафтогазоутворенні біосферного циклу ніяк не передбачали. Але саме він відіграє головну роль у поповненні розроблюваних ВВ родовищ.

У біосферній концепції поняття “органічний і неорганічний вуглець”, “нафтогазовий потенціал надр”, “біогенний

і абіогенний генезис ВВ”, “осадовий чохол”, “кристалічний фундамент”, “глибинна дегазація”, “нафтоматеринські світи” або позбавлені фізичного сенсу, або не важливі. Так, очевидно, що в природі немає “органічного” і “неорганічного” вуглецю, а є просто вуглець, який у разі хімічних реакцій змінює свій ізотопний склад.

Відомий тільки один механізм, за якого донором водню у ВВ слугує вода, а донором вуглецю є органічна речовина, розчинена у воді, CO_2 і вуглецевмісні мінерали. Водночас підземні води розкладаються на кисень і водень. Саме цей процес створює дегазацію, а не надходження CH_4 , H_2 , CO_2 , N та ін. газів “каналами дегазації” з “глибоких надр” Землі.

За допомогою цієї гіпотези можливо пояснити майже всі нерозв’язані проблеми з нафти й газу [4]:

- суперечності між біогенною і абіогенною концепціями;
- поповнення запасів нафти у виснажених родовищах без наявності каналів;
- наявність слідів і запасів нафти в сланцях, магматичних породах;
- вік ВВ, наявність у нафті короткочасних ізотопів;
- відмітність ізотопного складу вод нафтових і газових родовищ від інших типів вод;
- відмітність ізотопного складу вуглецю болотного газу від вуглецю нафти (природного газу);
- вплив космічних чинників тощо.

Моделювання процесу поповнення запасів засвідчило, що інтенсифікація видобутку провокує зростання надходження нафти й газу, водночас спостерігається деякий період запізнення. Через це мають бути оптимальні темпи відбирання ресурсу на родовищі.

Отримані результати свідчать, по-перше, про те, що нові уявлення про формування родовищ ВВ можуть кардинально змінити систему нафтогазовидобування, методику пошуків і освоєння родовищ і, по-друге, про доцільність організації подальших теоретичних та експериментальних досліджень проблеми природного поповнення запасів родовищ ВВ спільно з компаніями-надрокористувачами й за активної та зацікавленої підтримки державних органів з вивчення та використання земних надр.

Під час визначення напрямів геологорозвідувальних робіт колектори ВВ у породах фундаменту часто недооцінювали. Однак у різних регіонах світу скупчення нафти й газу в

породах фундаменту відкриті й промислово розробляються.

Породи КФ мають великий вплив на якість колекторів нафти й газу в низці басейнів світу, включно з Азією (Індонезія, Китай, В’єтнам та Індія), Росією, Близьким Сходом (Ємен), Африкою (Алжир, Лівія і Єгипет), Південною Америкою (Венесуела й Бразилія), США (Каліфорнія й Канзас) і Північним морем (Велика Британія на захід від Шетландських островів і Норвегії) (рис. 1).

До теперішнього часу в утвореннях фундаменту у світі відкрито близько 500 родовищ нафти й газу, зокрема й великих і гігантських, як-от Білий Тигр (В’єтнам), Ауджа-Нафура (Лівія), Ля-Пас і Мара (Венесуела), Рамадан (Єгипет), Вільмінгтон (США) тощо, сумарні запаси яких перевищують 10 млрд тонн.

Вуглеводні акумулюються в інтрузивних, ефузивних, метаморфічних і катакlastичних породах фундаменту з вторинною пористістю. Катакlastити (пов’язані з розломами породи, які утворюються в разі слабких деформацій за високих значень тиску) мають високу вторинну пористість. Процес утворення катакlastитів відіграє важливу роль у тотальній вторинній пористості деформованих порід фундаменту. Наявність колекторів нафти й газу в метаморфічних і магматичних породах є загальновизнаним фактом; очевидно, настав час враховувати катакlastичні породи як колектори під час планування геологорозвідувальних робіт.

Найпродуктивніші нафтогазові родовища в утвореннях фундаменту розміщуються в дуже тріщинуватих породах. Найкращими типами порід є тріщинуваті кварцити або граніти, оскільки вони крихкі й оптимально руйнуються. Тріщинуваті гнейси є низькопродуктивними колекторами, бо можуть бути масивними, щільними або товстими з відкритими тріщинами, паралельними напрямку шарування. Породи, такі як гнейси й сланці, є пластичними з тенденцією “розмазуватися” та не руйнуватися під впливом тектонічного стресу. Філіти й тонкошаруваті сланці найменш привабливі, оскільки такі породи не є крихкими, вони шаруваті, пластичні й погано руйнуються. Вивітрілі гранітні породи фундаменту також можуть бути чудовими колекторами.

Основним джерелом ВВ у покладах фундаменту є органічна речовина (ОР) нафтоматеринських осадових товщ, що облягають виступи фундаменту. Це визнає більшість дослідників, які вивчають проблему ВВ скупчень у фундаменті [12].

Рис. 1. Світовий розподіл родовищ нафти й газу в утвореннях фундаменту [5]

Саме тому геохімічні особливості флюїдів родовищ фундаменту підпорядковуються тим самим закономірностям, що й нафта, яка залягає в осадових товщах нафтогазоносного басейну й межує з фундаментом. В осадовому розрізі земної кори, згідно з вертикальною еволюційною зональністю утворення й перетворення ВВ, пов'язаною зі збільшенням глибини, температурного градієнта, тиску й типу вихідної органіки, відбувається трансформація складу генерованих у надрах ВВ систем – від важких до легких нафт і конденсатів.

Оскільки сьогодні Україна великою мірою залежить від імпорту енергоресурсів, насамперед природного газу, першочерговим завданням для нашої країни є пошук нових джерел енергетичного забезпечення. До цього спонукає також скорочення запасів нафти й газу з традиційних пластів на розроблюваних родовищах. І це, крім того, визначає потребу зміщення напрямів геофізичних робіт на підвищення ефективності досліджень унаслідок вибору раціонального підходу для вивчення складнобудованих і малорозмірних об'єктів та збільшення глибини досліджень.

Важливо провести оцінку можливої нафтогазоносності відкладів і порід фундаменту через виділення перспективних ділянок покладів ВВ, зокрема й у породах КФ.

Нафтогазоносність регіонів України зумовлена особливостями їхньої геологічної будови, геодинамічною еволюцією. Багато дослідників підтвердило також зв'язок між тектонікою літосферних плит і закономірностями розміщення родовищ ВВ. У різних регіонах було ратифіковано, що зони нафтогазонакопичення приурочені до глибинних розломів, найактивніших у сучасну епоху.

Оскільки геологічна будова території України (зокрема й Український щит (УЩ)) характеризується наявністю всіх основних типів геологічних структур континентального, а з огляду на природу Чорноморської западини якоюсь мірою й океанічного блоків, надра України характеризуються максимально можливими, що майже збігаються з відповідними глобальними характеристиками, стратиграфічними (докембрій-кайнозой), інформаційними, фазово-геохімічними діапазонами нафтогазоносності [10].

На території України основні перспективи відкриття покладів нафти й газу на великих глибинах сьогодні пов'язують з Дніпровсько-Донецькою западиною (ДДЗ).

Промислова продуктивність западини встановлена в широкому стратиграфічному діапазоні – від юрських до архейсько-протерозойських утворів (Кабишев, 2003). Всього в розрізі фанерозою виділено 99 продуктивних горизонтів з покладами ВВ. Розрізняють такі нафтогазоносні комплекси [14]:

а) мезозойський комплекс охоплює 11 покладів нафти й газу в товщах юри й тріасу; характеризується локальною нафтогазоносністю, підтвердженою для 9 родовищ із загальними запасами 1,5 % сумарних; практичне значення мав лише на початку освоєння регіону, подальше нарощування запасів нафти й газу з ним не пов'язують;

б) верхньокам'яновугільно-пермський комплекс містить 45 покладів у 26 родовищах; тут зосереджено 56,6 % розвіданих запасів газу і 38,7 % нафти; перспективи можна пов'язувати лише з приштоковими покладами (подібними до покладів Котлярівського родовища);

в) середньокам'яновугільний комплекс має 165 покладів (понад 5 % розвіданих запасів ВВ), тут прогнозують відкриття нових родовищ ВВ;

г) серпучівський комплекс зі 164 покладами у 68 родовищах (8,3 % розвіданих запасів);

д) верхньовізейський комплекс із 332 покладами у 119 родовищах (26,4 % розвіданих запасів ВВ) поширений регіонально; саме з ним пов'язана більшість відкритих покладів неантиклінального типу;

е) турнейсько-нижньовізейський комплекс із 83 покладами у 70 родовищах (9,4 % розвіданих запасів);

є) девонський комплекс має поклади промислового значення лише у 8 родовищах, де зосереджено менш як 1 % розвіданих запасів регіону.

Турнейсько-візейський нафтогазоносний комплекс представлений карбонатними відкладами, які є колектором для низки родовищ ДДЗ. У літературі ці карбонати відомі під назвою “візейська плита” та слугують об'єктом пошуків і розвідки ВВ. З'ясовано, що турнейсько-ранньовізейські рифи формують пояс, який простягається вздовж північного й південного бортів западини. Багато авторів зазначає, що розвитку цього рифового поясу сприяли регіональні розломи. Під час рифової стадії в девонський і ранньовізейський час ці розломи були каналами руху флюїдів, пришвидшували вулканічну активність і передавання теплоти (Clarke, 2002), а також були важливими в синеклізну стадію розвитку басейну, оскільки сприяли формуванню структури й розвитку зональності літофацій.

Турнейський карбонатний комплекс поширений у центральній і південно-східній частинах ДДЗ, його потужність змінюється від 40–50 до 400–500 м. Чимало дослідників вказує на відкриття покладів ВВ на великих глибинах у карбонатних відкладах. Clarke (2002) підкреслював, що на глибині понад 4 км тільки 18 % нафти міститься в уламкових колекторах, а 82 % – у карбонатах.

Очевидно, що на великих глибинах карбонатні колектори стають важливішими, бо внаслідок перебігу процесів розчинення й перекристалізації їхня пористість збільшується.

Уперше досліджувати перспективність глибоких горизонтів ДДЗ розпочали ще в середині 1960 років [1]. Практичні дослідження дали змогу зробити висновок щодо високих перспектив регіону на глибинах понад 5000 м, хоча в ті роки пошуки родовищ майже не виходили за межі 3500 м. Тоді ж зародилися ідеї неорганічного походження ВВ. Високу перспективність глибоких горизонтів ДДЗ підтверджують останні відкриття газоконденсатних покладів на глибинах понад 6000 м на Семиренківському й Комишниському родовищах.

Колекторські властивості карбонатних відкладів ДДЗ змінюються в широких межах. Зокрема, тріщинуваті колектори рифових відкладів візейської плити Срібненської депресії мають пористість менш як 2,0 %, пористо-тріщинуваті колектори – менш як 3,0, тріщинувато-кавернозні – 2–22, пористо-тріщинувато-кавернозні – менш як 5,0 % (Kurovets, 2006).

Саме в центральному сегменті ДДЗ вперше виявлено основні закономірності нафтогазоносності глибокозалеглих геологічних формацій: вторинний характер колекторів, відкриття феномену суперколекторів і пов'язаних з ними величезних (понад 1–2 млн м³/добу газу) дебітів [9]. За даними комплексного вивчення деяких родовищ було з'ясовано, що глибокозалегли газоконденсатні родовища перебувають у процесі формування, до того ж такими темпами, які можна порівняти з темпами найінтенсивнішого видобутку (рис. 2).

Основна частина покладів ВВ у ДДЗ на глибинах понад 4–5 км приурочена до поліфаціальних піщаних порід нижнього карбону.

Рис. 2. Глибокозалеглий (понад 5 км) масивний газоконденсатний поклад у Дніпровсько-Донецькій западині в стані сучасного формування (принципова схема на прикладі деяких конкретних родовищ) (за О. Ю. Лукіним) [9]

З виявлених більш ніж 245 родовищ нафти й газу промислову нафтоносність підтверджено до глибини 5100 м (Карайкозівське родовище), газоносність – до 6300 м (Перевозівське родовище). Родовища зі скупченнями ВВ на глибинах понад 5000 м зосереджені в основних нафтогазоносних районах западини, що приурочені до центральної приосьової та крайових зон грабена.

Вдалим прикладом одночасного визначення промислової нафтогазоносності платформних відкладів та утворень фундаменту є Північний борт Дніпровсько-Донецького авлакогену (ДДА). Тут, у докембрійських кристалічних породах поклади нафти й газу відкрито на дев'яти родовищах [13].

На Північному борті ДДА Східноєвропейської платформи першу нафту одержано у свердловині № 1 в 1985 р. (69 м³/добу нафти й 99 тис. м³/добу газу на 12 мм штуцері з глибини 3200–3280 м) з утворень докембрійського КФ (гранітів) на Хухринській площі [3].

У 1987 р. на Північному борті відкрито велике Юліївське нафтогазоконденсатне родовище. Перший приплив дала свердловина № 2 – Юліївська, яку було обґрунтовано на пошуки в ній нафтогазоносних об'єктів у розрізі фундаменту (за даними геологічних досліджень свердловин (ГДС) продуктивних горизонтів в осадовому чохла в цій свердловині не було) [18]. Поверхню порід КФ у свердловині Юліївська-2 було розкрито на глибині 3464 м. З інтервалу 3636–3735 м (фільтр) і 3435–3800 м (відкритий стовбур) на 7 мм штуцері одержано 77 тис. м³/добу газу і 13,5 м³/добу конденсату, тобто продукцію одержано з глибини 172–336 м нижче від поверхні фундаменту. Під час випробування інтервалу 3468–3486 м (4–22 м від поверхні фундаменту) на 6 мм штуцері одержано 172 тис. м³/добу газу і 7,6 м³/добу конденсату. Абсолютно вільний дебіт газоконденсатної суміші з фундаменту становив 2768 тис. м³/добу.

Цими відкриттями було засвідчено наявність двох і більше продуктивних горизонтів у породах докембрійського КФ на Північному борті ДДА, представленому гранітами та іншими утвореннями. Свердловиною Юліївська-10 ці результати було підтверджено – породи фундаменту тут було розкрито на глибині 3541 м, з інтервалу 3618–3687 м одержано нафту дебітом 45 м³/добу, з інтервалу 3545–3560 м – газ дебітом 210,3 тис. м³/добу і конденсат дебітом 26 м³/добу.

Для розширення доказової бази пошуку продуктивних докембрійських пасток проаналізовано й систематизовано основні геологічні закономірності результативного випробування докембрію на Хухрянському, Юліївському й Коробочкинському пошуково-розвідувальних полігонах, які були пілотними ділянками його вивчення. Основні ознаки будови полігонів і характерні параметри виявлених на них продуктивних резервуарів наведено в праці [8].

Хухрянський пошуково-розвідувальний полігон, де продуктивність докембрію виявлено на однойменній і Чернечинській площах. Докембрійське ложе полігону залягає на глибині до 4100 м.

Юліївський пошуково-розвідувальний полігон. Основні припливи з КФ отримано на Юліївській, Скворцівській і Наріжнській площах. Поклади ВВ приурочені переважно до прирозломних зон північних схилів горстових виступів кристалічного фундаменту (ВКФ). Сформовані вони тектонопарою, що складена прямим і зворотним скидами.

Коробочкинський пошуково-розвідувальний полігон. Максимальна глибина його занурення сягає позначки мінус 5000 м. Промислові припливи ВВ у докембрії отримано на Коробочкинській, Білозірській і Гашинівській площах.

Породи-колектори КФ, як правило, повністю чи частково змінені гідротермально-метасоматичними процесами. Розглянутий матеріал, безумовно, ще далекий до представницької статистичної виписки, тому неможливо зробити правильний висновок, який тип вуглеводневих флюїдів найпоширеніший у докембрії та з якими породами найчастіше пов'язана його нафтогазоносність [8].

Також уже не один рік тривають дискусії щодо відновлення й поповнення запасів вуглеводневих родовищ на завершальній стадії розробки.

Зокрема, аналіз розробки *Шебелинського газоконденсатного родовища* (рис. 3) засвідчив, що обводнення, просідання поверхні, пружність гірських порід, пластової води й газу не здатні великою мірою підтримувати пластовий тиск [15–17]. У відповідь на питання природи цього явища можна припустити, що на Шебелинському ГКР є інший чинник підтримування пластового тиску й ним може бути перетікання газу з глибоких горизонтів [15–17].

Одним з пояснень може бути як формування, так і можливість перетікання газу з глибоких горизонтів у розроблювані поклади. Автори показали, що міграція ВВ тектонічними порушеннями можлива як на стадії формування покладу, так і на стадії розробки [7]. Підтвердження цьому – наявність газоносних ущільнених колекторів (дані пробурених 11 глибоких свердловин), що свідчить про загазованість відкладів карбону по всій глибині без наявності надійних покривелів (флюїдотривів). Зважаючи на широку сітку диз'юнктивних дислокацій на Шебелинському родовищі, їхнє підтвердження глибоким бурінням, можна вважати, що тектонічні порушення – шляхи сучасної міграції ВВ до покладів світи мідишних пісковиків та араукаризової світи; до того ж пластовий тиск у них знизився до майже 2 МПа, а тиск на великих глибинах

сягає 30–50 МПа, що й зумовило можливість перетікання газу. Якщо оцінити баланс розподілу тиску газу з глибиною, то можна виявити його порушення внаслідок розробки родовища, оскільки утворилася гігантська міжпластова депресія, що й забезпечило посередництвом тектонічних порушень і дифузії передумови до перетікання газу в розроблювані поклади. Тобто спостерігається поновлення/поповнення запасів газу Шебелинського родовища.

У праці [11] обговорюється можливість “комбінованого” генезису ВВ, коли родовища з органічним походженням ВВ “підживлюються” глибинними флюїдами по зонах глибинних розломів як газопровідних каналах.

Визначення ефективності виявлення колекторів та оцінки їхньої нафтогазоносності за результатами ГДС у породах кристалічного фундаменту ДДЗ. Пошуковими й розвідувальними свердловинами в межах північного борту ДДЗ розкрито кристалічні породи різного по-

ходження й складу – граніти, гнейси, діорити, магматити, серпентиніти, діабазы, катаклазити, мілоніти та інші. У розрізах більшості свердловин встановлено наявність кори вивітрювання корінних порід з різною товщиною елювіальної частини.

Дотепер ще немає великої кількості напрацьованих даних для того, щоб зробити узагальнені висновки за результатами випробувань різноманітних порід фундаменту, але головні ознаки й особливості продуктивних об’єктів окреслюються досить чітко.

Кора вивітрювання в розрізах свердловин охоплює різний об’єм кристалічних порід і має неоднакову глибину навіть у межах однієї площі. У цій корі іноді спостерігається збільшення тріщинуватості й пористості знизу вверху, але частіше межа між елювієм і корінними породами нечітка. На діаграмах геофізичних методів видно поступовий перехід від однієї зони до іншої, що зумовлено різною інтенсив-

Рис. 3. Поперечний геологічний профіль Шебелинського родовища по лінії свердловин №74–350 [15]

ністю процесів вивітрювання в нижніх і верхніх частинах кори.

Очевидно, що виникнення найкращих уміщувальних властивостей порід потрібно очікувати насамперед у тих зонах кори вивітрювання, де процес вилугування розчинних продуктів відбувався найінтенсивніше, що за інших таких умов пов'язують з типом кристалічних порід, їхнім хімічним складом і будовою. Тому інтерпретуючи результати ГДС, потрібно знати, які саме гірські породи пройдені свердловиною в різних інтервалах розрізу. Це також важливо для виявлення зон тріщинуватості, оскільки досліджувані породи загалом неоднорідні, складені мінералами з неоднаковими коефіцієнтами пружності й розширення, що за відповідних умов призводить до утворення тріщин у кристалічних породах. Крім того, хімічний склад цих порід, як відомо, надзвичайно різноманітний і відповідно впливає на деякі вимірювання величин, особливо в разі радіоактивного й електричного методів дослідження свердловин.

Аналіз результатів ГДС у свердловинах центральної частини північного борту ДДЗ засвідчує, що для ефективного виявлення колекторів у кристалічних породах потрібний комплексний підхід. Якщо, наприклад, на діаграмах нейтронних методів окремі зони кристалічних порід вирізняються за ознаками колектора, то обов'язково в тих же інтервалах потрібно мати дані про їхню щільність за кривими гамма-гамма-щільнісного каротажу (ГГКщ), які залежать переважно від питомої ваги речовин, а не від їхнього хімічного складу. Це насамперед стосується магматичних масивів з підвищеним умістом слюд, які приурочені здебільшого до кислих інтрузивних порід і кристалічних сланців.

Через наявність у слюдах великої кількості водню (гідроксильні групи, молекули зв'язаної води), а в літєвих різновидах – домішок берилію, породи, що їх уміщують, часто мають чіткі мінімуми на діаграмах нейтронних методів, що в інших умовах слугує ознакою пористості (колектора). Водночас на діаграмі щільності порід (метод ГГКщ) проти таких мінімумів з'являється протилежна картина завдяки підвищеній питомій вазі слюд відносно середнього рівня цього параметра у вміщувальних породах.

Наведене вище стосується також і акустичного методу, на результати якого впливає листувата будова слюдистих порід, коли вони перебувають ще в консолідованому стані. Тому результати акустичного каротажу теж потрібно аналізувати одночасно з даними ГГКщ.

Найбільшою вірогідністю виявлення тріщинуватих зон у кристалічному фундаменті характеризується комплекс МБК-АК чи БК-АК. Інтервали залягання тріщинуватих порід на кривих мікробокового методу однозначно виявляються чітким зменшенням електричного опору стосовно щільного оточення. Дуже цінну інформацію про наявність тріщин і кути їхнього падіння в породах дають результати ширококутового акустичного каротажу (АКШ). Інтерпретація даних АКШ вказує на істотну чутливість поперечних хвиль до впливу тріщинуватості на час їхнього проходження й амплітудно-частотний спектр.

Що стосується кількісної оцінки ступеня нафтогазо-насиченості колекторів “кристалічного” походження, то його однозначного вирішення нині немає. Це пов'язано зі складною будовою самої кори вивітрювання, особливо її елювіальної частини. Для отримання відповідних залежностей між коефіцієнтом збільшення опору й коефіцієнтом нафтогазонасичення особливе значення має всебічне й

глибоке вивчення керна, підійнятого з різних зон кори вивітрювання, тому що за результатами геофізичних досліджень очевидна їхня індивідуальна характеристика. Особливо це помітно в зонах повної дезінтеграції корінних порід, де спостерігається аномальність геофізичних величин і параметрів. Прив'язування особливостей геофізичних характеристик до петрофізичного складу розкритих порід сприяє окресленню за даними ГДС розушлілених зон, визначенню коефіцієнтів пористості порід з достатньою точністю, обґрунтуванню нижньої межі колекторських властивостей у розушлілених породах.

Висновки. Наведені характерні результати випробувань перспективних об'єктів у породах КФ вказують на потребу проведення дослідних робіт для оцінки їхньої ефективної проникності за даними геофізичних методів, оскільки навіть у разі істотної пористості приплив часто немає. Потрібно визначити напрями, за якими чіткіше виявляються аналізовані зміни й скорелювати розрізи свердловин за площами, де отримано припливи ВВ з порід фундаменту.

Вивчення процесу відновлення/поповнення запасів газу на прикладі родовищ на завершальному етапі розробки є актуальним і перспективним та потребує докладних досліджень, а в подальшому – уточнення методів їхнього виявлення.

ЛІТЕРАТУРА

1. Баранов И. Г., Бильк О. Д., Лукин А. Е. и др. О перспективах поисков нефти и газа в ДДВ на глубинах свыше 4000 м. // Геол. журнал. – 1969. – № 4. – С. 29–38.
2. Баренбаум А. А. Научная революция в проблеме нефтегазообразования: “глубинная дегазация” и “углеводородный потенциал недр” в свете новых представлений // Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во “Ихлас”; 2019. – С. 33–36.
3. Гожик П. Ф., Чебаненко І. І., Краюшкін В. О. та ін. Нафтогазо-перспективні об'єкти України // Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів в Азовському морі. – Київ, 2006. – С. 183–204.
4. Иктисанов В. А. Причины восполнения запасов нефти и необходимость пересмотра перспектив длительно разрабатываемых месторождений // Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во “Ихлас”; 2019. – С. 51–53.
5. Кёнинг Т. Поисковые работы на нефть и газ в Азии и Африке в естественно-трещиноватых коллекторах фундамента: лучший мировой опыт и усвоенные уроки // Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во “Ихлас”; 2019. – С. 20–24.
6. Киреева Т. А. Гидрохимические критерии нефтеносности фундамента // Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во “Ихлас”; 2019. – С. 66–69.
7. Кривуля С. В. Особливості геологічної будови, наросування запасів та розробка великих родовищ у відкладах Р1–С3 в ДДЗ на прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища // Вісник ХНУ. – 2012. – № 1033. – С. 15–82.
8. Лебідь В. П., Раковська О. Л. Аналіз нафтогазопроявів у докембрійському кристалічному фундаменті Дніпровсько-Донецького розсуду з метою прогнозу будови продуктивних пасток // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – № 2. – 2014. – С. 61–75.
9. Лукин А. Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине [Електронний ресурс] // Вісник Національної академії наук України. – 2014. – № 5. – С. 31–36.
10. Лукин О. Ю. Вуглеводневий потенціал надр України // Геол. журнал. – 2008. – № 1. – С. 7–24.

11. Орлюк М. И., Пашкевич И. К. Магнитная характеристика и разломная тектоника земной коры шебелинской группы газовых месторождений как составная часть комплексных поисковых критериев углеводородов//Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 6. – С. 136–151.

12. Пуанова С. А. Нефтегазоносность кристаллического фундамента и формирование в нем неструктурных ловушек комбинированного типа//Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во "Ихлас", 2019. – С. 90–94.

13. Рудько Г. І., Махамбетова М. С. Перспективи нафтогазоносності України на великих глибинах//Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Четвертої міжнародної науково-практичної конференції (6–10 лист. 2017 р., м. Трускавець). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). – Т. 2. – К.: ДКЗ, 2017. – С. 54–64.

14. Старосельський Є. М., Рудько Г. І. Закономірності формування та розподіл родовищ вуглеводнів. На прикладі вуглеводневого потенціалу палеозойських басейнів світу. – Київ: Чернівці: Видавничий дім "БУКРЕК", 2012. – 328 с.

15. Фесенко Ю. Л., Волосник Є. О., Фук І. М. Стан і перспективи розробки Шебелинського газоконденсатного родовища//Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 5–6. – С. 24–28.

16. Фук І. М., Фук І. М. Відновлення запасів газу Шебелинського газоконденсатного родовища – запорука довгострокової розробки//Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Шостої міжнародної науково-практичної конференції (7–11 жовтня 2019 р., м. Трускавець). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). – Т. 1. – К.: ДКЗ, 2019. – С. 395–400.

17. Фук І. М., Фук М. І., Фук І. М. Шебелинське газоконденсатне родовище. Відновлення запасів чи обводнення?//Нафтогазова галузь України. – 2018. – № 6. – С. 3–10.

18. Чебаненко І. І., Краюшкин В. А., Клочко В. П. и др. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. – К.: Наукова думка, 2002. – 296 с.

REFERENCES

1. Baranov I. G., Bilyk O. D., Lukin A. E. On the prospects for oil and gas exploration in the DDR at depths of over 4,000 m//Geologicheskij zhurnal. – 1969. – № 4. – P. 29–38. (In Russian).

2. Barenbaum A. A. The scientific revolution in the problem of oil and gas formation: "deep degassing" and "hydrocarbon potential of the subsoil" in the light of new ideas// Uglevodorodnyj i mineralno-syrevoj potencial kristallicheskogo fundamenta: Materialy Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii. – Kazan: Izd-vo "Ihlas", 2019. – P. 33–36. (In Russian).

3. Hozhyk P. F., Chebanenko I. I., Kraiushkin V. O. Oil-gas perspective of Ukraine// Naukovi i praktychni osnovy poshukiv vuhlevodniv v Azovskomu mori. – Kyiv, 2006. – P. 183–204. (In Ukrainian).

4. Iktisanov V. A. Reasons for replenishing oil reserves and the need to review the prospects for long-term development of fields//Uglevodorodnyj i mineralno-syrevoj potencial kristallicheskogo fundamenta: Materialy Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii. – Kazan: Izd-vo "Ihlas", 2019. – P. 51–53. (In Russian).

5. Kjonig T. Oil and gas exploration in Asia and Africa in naturally fractured basement reservoirs: global best practices and lessons learned// Uglevodorodnyj i mineralno-syrevoj potencial kristallicheskogo fundamenta: Materialy Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii. – Kazan: Izd-vo "Ihlas", 2019. – P. 20–24. (In Russian).

6. Kireeva T. A. Hydrochemical criteria for the oil content of the basement// Uglevodorodnyj i mineralno-syrevoj potencial kristallicheskogo fundamenta: Materialy Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii. – Kazan: Izd-vo "Ihlas", 2019. – P. 66–69. (In Russian).

7. Kryvulia S. V. Peculiarities of geological structure, increase of reserves and development of large deposits in P1–C3 deposits in DDR on the example of Shebelinsky gas condensate field//Visnyk KhNU. – 2012. – № 1033. – P. 15–82. (In Ukrainian).

8. Lebid V. P., Rakovska O. L. Analysis of oil and gas manifestations in the Precambrian crystalline basement of the Dnieper-Donetsk landslide in order to predict the structure of productive traps//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2014. – № 2. – P. 61–75. (In Ukrainian).

9. Lukin A. E. The hydrocarbon potential of great depths and the prospects for its development in Ukraine//Visnyk Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy. – 2014. – № 5. – P. 31–36. (In Russian).

10. Lukin O. Yu. Hydrocarbon potential of the subsoil of Ukraine//Heolohichniy zhurnal. – 2008. – № 1. – P. 7–24. (In Ukrainian).

11. Orlyuk M. I., Pashkevich I. K. Magnetic characteristics and fault tectonics of the earth's crust of the Shebelin group of gas fields as an integral part of the complex search criteria for hydrocarbons//Geofizicheskij zhurnal. – 2011. – Vol. 33. – № 6. – P. 136–151. (In Russian).

12. Puanova S. A. The oil and gas potential of the crystalline basement and the formation of non-structural traps of a combined type in it//Uglevodorodnyj i mineralno-syrevoj potencial kristallicheskogo fundamenta: Materialy Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii. – Kazan: Izd-vo "Ihlas", 2019. – P. 90–94. (In Russian).

13. Rudko G. I., Makhambetova M. S. Prospects for oil and gas in Ukraine at great depths//Nadrokorystuvannia v Ukraini. Perspektyvy investuvannia. Materialy Chetvertoi mizhnarodnoi naukovopraktychnoi konferentsii (6–10 lyst. 2017 r., m. Truskavets). Derzhavna komisiia Ukrainy po zapasakh korysnykh kopalyn (DKZ). – Vol. 2. – Kyiv: DKZ, 2017. – P. 54–64. (In Ukrainian).

14. Staroselskyi Ye. M., Rudko G. I. Concepts of formation and distribution of hydrocarbon fields (by the example of hydrocarbon potential of world Paleozoic basins). – Kyiv: Chernivtsi: Vydavnychiy dim "BUKREK", 2012. – 328 p. (In Ukrainian).

15. Fesenko Yu. L., Volosnyk Ye. O., Fyk I. M. Status and prospects of development of Shebelinsky gas condensate field//Naftova i hazova promyslovist. – 2009. – № 5–6. – P. 24–28. (In Ukrainian).

16. Fyk I. M., Fyk I. M. Restoration of gas reserves of the Shebelinsky gas condensate field is a guarantee of long-term development//Nadrokorystuvannia v Ukraini. Perspektyvy investuvannia. Materialy Shostoї mizhnarodnoi naukovopraktychnoi konferentsii (7–11 zhovtnia 2019 r., m. Truskavets). Derzhavna komisiia Ukrainy po zapasakh korysnykh kopalyn (DKZ). – Vol. 1. – Kyiv: DKZ, 2019. – P. 395–400. (In Ukrainian).

17. Fyk I. M., Fyk M. I., Fyk I. M. Shebelinskoe gas condensate field recovery or flooding?//Naftohazova haluz Ukrainy. – 2018. – № 6. – P. 3–10. (In Ukrainian).

18. Chebanenko I. I., Kraiushkin V. A., Klochko V. P. Oil and gas perspective objects of Ukraine. Oil and gas basement of sedimentary basins. – Kiev: Nauk, dumka, 2002. – 296 p. (In Russian).

Р у к о п и с о т р и м а н о 3.06.2020.