

**В. П. Лебідь**, канд. геол.-мінерал. наук (Український державний геологорозвідувальний інститут, м. Чернігів), vplebid@ukr.net, ORCID-0000-0003-3587-8852

## ПРО ОСОБЛИВОСТІ ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ У БАЗОГЕННОМУ КОМПЛЕКСІ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО РОЗСУВУ

*Розглянуто можливості й обмеження аналогового моделювання продуктивних пасток у базогенному нафтогазоносному комплексі (БК) Дніпровсько-Донецького розсуву (ДДР), де БК складений приповерхневими розуцільненими породами докембрійського фундаменту (БК<sub>1</sub>) та перекривальними цокольними утвореннями (БК<sub>2</sub>). Проаналізовано умови занурення й нафтидонакопичення БК та показано, що порівнювати потрібно генетично подібні прогностичні показники. Для аналогового моделювання взято плечі ДДР, де (на відміну від розсуву) уже виявлено промислову нафтогазоносність БК. У прогностично-порівняльному контексті вивчено подібні й різні ознаки в будові можливих продуктивних пасток у розсуві та їхніх аналогів на плечах розсуву і як наслідок – обґрунтовано потребу суттєвої коректури в методиці пошуково-розвідувальних робіт. Ці відмінності пов'язані з тим, що в розсуві відбувалися триваліші та потужніші, ніж на плечах, процеси й пасткоутворення та нафтидонакопичення. Тому, залежно від глибини залягання та розмірів прогностичних пасток на схилах докембрійських виступів, пошукові свердловини в розсуві можуть мати і вертикальні, і похило спрямовані стовбури. На плечах же пропонуємо бурити зазвичай похило спрямовані свердловини, які на схилах виступів вертикальним стовбуром мають розкрити пастку в БК<sub>2</sub>, а горизонтальним – парагенетичну їй пастку в БК<sub>1</sub>. Очікуємо, що в БК буде виявлено чималі поклади вуглеводнів, які зазвичай розміщуватимуться на глибинах 6 000 м і більше. Отже, у регіоні вже нині потрібно розпочати пошуково-розвідувальні роботи на цих глибинах. Передбачаємо на майбутнє, що в ДДР з'являться пастки-накопичувачі (сховища), які штучно наповнюватимуть глибинними ВВ-флюїдами. За сховища можуть правити виснажені видобутком старі родовища.*

**Ключові слова:** базогенний нафтогазоносний комплекс, нетрадиційні пастки, докембрійський кристалічний фундамент, глибинні вуглеводні, пошукові об'єкти.

### **Вступ. Можливості й обмеження аналогового моделювання нафтогазоносності БК**

Статтю присвячено розгляду особливостей методики пошуку вуглеводнів у покривельному розрізі докембрію й перекривальних цокольних утвореннях на плечах та внутрішній частині Дніпровсько-Донецького розсуву (ДДР). Сьогодні

головним засобом прогнозування продуктивних пасток у ще незадовільно вивченому базогенному комплексі нафтидонакопичення (БК) є *аналогове моделювання* [6]. Причому в методологічному контексті аналогове порівняння справедливе лише для тих процесів, які за конкретних геологічних обставин точно висвітлюють особливості механізму накопичення та кон-

сервації покладів у продуктивних пастках БК. Якщо ж цих вимог недотримано й порівняння помилкові, то прогнозний принцип геологічних аналогій не працюватиме. Для прикладу, наведемо причину від'ємного результату пошуку родовищ у девонських відкладах на північному заході ДДР. У цих породах прибічники органічної гіпотези генезису вуглеводнів прогнозували “основні поклади вуглеводнів”, “велику девонську нафту”. Особливо ейфорія гіпероцінки перспектив нафтогазоносності девону зросла після відкриття в цих відкладах родовищ у Прип'ятському прогині (Пп), бо на північному заході ДДР були набагато глибші генерувальні западини (Ніжинський, Срібнянський, Прилуцький, Холмський, Малодівичський та інші компенсаційні прогини), що контактували зазвичай з великими антиклінальними підняттями, де завдяки якісній соляній покривці й мала відбутися потужна консервація вуглеводнів.

Водночас бурінням було встановлено, що на склепіннях (особливо приурочених до виступів кристалічного фундаменту (ВКФ)) соляного розрізу часто не було або він був набагато скорочений, а на склепінні Кошелівського ВКФ девонські відклади взагалі виявилися повністю розмитими. Але це не насторожило розвідників і вони (згідно з вимогами антиклінальної теорії нафтогазоносних пасток) і далі розбурювали підняття. Безрезультатно пробурено понад 200 свердловин, які було розміщено зазвичай на крайньому північному заході ДДР, де девон залягав на доступних тоді для буріння глибинах. Тому варто погодитися із В. І. Созанським, що “уявлення органіків затримали пошук нафти й газу в девонських відкладах” [17]. Їх треба було шукати (як буде показано нижче), зокрема, в олістостром-клиноформних пастках підсольового девону, які сформувалися на схилах ВКФ, що пов'язані з розуцільненими природними зонами докембрію. Причому продуктивні нетрадиційні пастки приурочено лише до тих деструкцій докембрійського кристалічного фундаменту (ДФ), які були

“коридорами” вертикальної міграції глибинних ВВ-флюїдів.

Усе ж у деяких свердловинах керн виявився пронизаний бітумами та густою й навіть рухомою нафтою [4, рис. 3], але поклади нафти на склепіннях так і не сформувалися. Тому згодом прихильники органічного походження вуглеводнів навели докази невдалого порівняння девонських відкладів у Пп та ДДР. До головних чинників, що закреслювали на північному заході перспективи, вони зарахували [1] велику насиченість розрізу ефузивними утвореннями, які “спалили” девонську органіку, і незадовільні колекторські властивості девонських порід. Названі чинники (м'яко кажучи) не зовсім коректні для молодих покладів, бо, по-перше, набагато вивітрілі тоді ефузиви могли лише поліпшити їхню ємнісно-фільтраційну характеристику і, по-друге, бурінням встановлено, що підсольові теригенно-карбонатні відклади мають досить непогані, а для аркозових пісковиків – прекрасні колекторські властивості.

Головна ж причина незадовільної акумулятивної здатності девонських склепінь, на думку автора, полягає в тому, що флюїдопровідні схили ВКФ виявилися надійно запакованими девонськими галогенами. Не менш ізольованими на схилах ВКФ опинилися й прогнозні продуктивні об'єкти, що в БК пов'язані з пастками олістостром-клиноформного типу. Такі обставини безперспективності девонських відкладів, коли склепіння виявились ізольованими від шляхів живлення глибинними ВВ-флюїдами, упевнено засвідчують положення сучасної дуалістичної гіпотези нафтидо накопичення. У ній розглядають не піроліз, а умови взаємодії різних процесів нафтидогенезу (за абсолютного пріоритету синтезу глибинних вуглеводнів). Отже брак такої взаємодії на склепіннях між органічною речовиною та глибинними ВВ-флюїдами не знищив би, а набагато підсилив органічний синтез вуглеводнів.

Якщо акцентувати увагу на подібності будови нафтогазоносних структур, то,

як вважає автор, потрібно порівнювати продуктивні пастки в Пп не із суміжною територією північного заходу ДДР, а з мобільною частиною плеча на Харківському його сегменті. На цих ділянках не тільки *подібна композиція будови ДФ*, але й принципова *морфогенетична схожість структур* – вузькі видовжені продуктивні горст-антиклінали Речицька, Мозирська та Шестовицька (у девоні Пп) і Юліївська, Скворцівська та Наріжнська (у нижньому карбоні на північному плечі ДДР) [2]. У цій аналоговій моделі все спрацювало, бо порівнювали генетично однорідні показники. Правомірність такого аналогу засвідчує і той факт, що в останні роки у порівняльній частині Пп теж виявлено нафтоносність ДФ.

Наведемо ще один вдалий приклад далеких аналогових порівнянь, які пов'язані з механізмом формування у БК порожнинного простору. Було встановлено (О. Ю. Лукін, 2007), що з усіма відмінностями розвитку ДФ на Східноєвропейській платформі та мезозойських гранітоїдів на шельфі Південного В'єтнаму, їх розуцільнення відбувалося за одним і тим самим геологічним “сценарієм”. Тому механізм формування порожнин (унаслідок дії процесів гідротермально-метасоматичного перероблення фундаменту) у цих різновікових кристалічних породах став провідним чинником виникнення *подібних порід-колекторів* на гігантському нафтовому родовищі Білий Тигр та газоконденсатному Юліївському родовищі.

Із вище наведеного випливає, що принцип геологічних аналогій працює лише тоді, коли порівнюють *генетично однорідні параметри*. Тому успішність такого прогнозування прямо пов'язана з правильно вибраними порівняльними показниками і не залежить від відстані між об'єктами та часу дії схожих на них геологічних процесів. Зрозуміло, що на вибраних таким чином порівняльних об'єктах подібними будуть лише *головні ознаки нафтидогенезису та розвитку геологічного середовища*. Кількісні ж параметри показників геологічного простору можуть

набагато відрізнятися за енергетичними та тектоноформувальними властивостями, що, безумовно, суттєво скоригує будову нафтогазоносних пасток, а отже й методику їхнього пошуку. Нижче й розглядаємо, як потрібно використати принцип геологічних аналогій, а конкретніше – як точно врахувати певні відмінності в умовах нафтидонакопичення та особливостях консервації вуглеводнів у розсувах та на його плечах. Причому за аналог порівняння якраз і взято плечі ДДР, де вже встановлено *промислову продуктивність ДФ* [5]. Це дасть змогу уникнути прикрої помилки, якої припустилися на північному заході ДДР під час пошуків “великої девонської нафти”, коли, виконуючи ГРР, ухвалили помилкову аналогову модель нафтидонакопичення.

#### **Особливості процесів занурення та нафтидонакопичення в базогенному комплексі ДДР**

Як зазначено зокрема в праці [7], процеси занурення ДДР та умов нафтидонакопичення БК збігаються між собою в часі й просторі. Хоча й із різними величинами кількісних показників, цей збіг обставин характерний як для розсуву, так і для його плечей. Спрощено така парагенетична залежність полягає в дії таких геологічних явищ, що відбувалися синхронно: виникнення у континентальній корі *смуги розсуву* (розуцільнення ДФ); *заповнення смуги глибинними ВВ-флюїдами*; занурення лістричних блоків, формування ДДР; *рух глибинних ВВ-флюїдів вгору* природзламними зонами тріщинуватості (ПЗТ) лістричних скидів; заповнення пасток вуглеводнями. Ці всі геологічні процеси у внутрішній частині ДДР були не тільки тривалішими, але й інтенсивнішими, ніж на плечах. Правомірність вище наведеного механізму нафтидонакопичення в БК засвідчують такі положення. Сучасна плитна тектоніка розглядає літосферу не монолітною, як уважали раніше, а такою: а) що зазнала *розширення*; б) де рифти (розтяги) зосереджені у відносно вузькій смузі *континенталь-*

ного розсуву; в) що розтягоутворення втілюється складно збудованою системою лістричних блоків; г) що з розтягами континентальної кори пов'язані нафтові та газові родовища [20]. Тому варто погодитися з думкою О. В. Чекунова, що ДДР виник унаслідок “растяжения земной коры с упруговязким перемещением материала” [18, с. 16]. Нині розшарування континентальної кори в ДДР засвідчують і дані глибинного сейсмічного зондування (ГСЗ). З погляду фізики, субгоризонтальна система розсуву континентальної кори являє собою малопотужну (перші сотні метрів) зону дезінтеграції ДФ, де чергуються прошарки підвищених і понижених сейсмічних швидкостей. Це явище пояснюють [16, с. 39] розуцільненням ДФ унаслідок горизонтальних зрушень. За даними ГСЗ субгоризонтальна зона розсуву континентальної кори зіставляється з майданчиками відбиття горизонту  $K_2$ , який простягається майже горизонтально, повільно прогинаючись від плечей до осі розсуву. Уважають, що межа  $K_2$  є поверхнею протофундаменту й відповідає в ДДР підшовній частині архейпротерозойських осадових утворень, які зазнали потужного процесу гранітизації.

Отже, з вище наведеного випливає, що процеси занурення й накопичення вуглеводнів у БК (як у розсуві, так і на його плечах) пов'язані тісною парагенетичною залежністю. Тому в порівняльно-прогностичному аспекті плечі ДДР, на яких вже виявлено промислові родовища в БК, можуть бути аналоговою моделлю (зі своєю специфікою) продуктивних пасток у розсуві, бо порівняння їх ґрунтовано на однотипному принципі занурення та ідентичних умовах нафтидонакопичення в БК. Наразі механізм глибинного занурення, з яким пов'язане нафтидонакопичення в БК, найліпше вивчено на мобільному схилі Харківського сегмента [5], матеріали якого й узяті за основу порівняльного прогностичного моделювання продуктивних пасток. Наведемо головні докази правдивості такого аналогового моделювання, яке в розсуві різнитиметься лише на-

багато більшими величинами генетично однорідних показників.

За результатами інтенсивних ГРР середини 80-х – початку 90-х років ХХ століття будову мобільного схилу Харківського сегмента було вивчено не тільки кондиційним зніманням методом загальної глибинної точки (МЗГТ) та методом ГСЗ, але й численними пошуково-розвідувальними свердловинами. Зокрема, було встановлено, що в ранньому карбоні вигин континентальної кори вже захопив і плечі розсуву. З певним припущенням, смугою розширення континентальної кори на Харківському сегменті є сейсмічно “прозора” зона, яку виявлено геотраверсом ГСЗ “Граніт” (Бородулін, 1988). Траверс перетинає сегмент по лінії профілю м. Кривий Ріг – Харків. Цю смугу розширення, яка викликала, зокрема, занурення північного плеча ДДР, фіксують на глибинах 10–15 км. Зверху до неї сходяться корені корових розламів лістричної кінематики [5, рис. 3]. Процес занурення мобільного схилу відбувався внаслідок почергового відколювання й сповзання лістричних блоків у смугу горизонтального розширення континентальної кори. Першим почав занурюватися Гостроверхівський блок [5, рис. 4], що межує з крайовим порушенням ДДР. Відтак почергово занурювалися Наріжнянсько-Денисівська, Юлівсько-Васищівська та Скворцівсько-Хорошівська зони лістричних блоків, що за простяганням обмежені поверхнею лістричних розламів, які набувають вигляду зворотних скидів з амплітудою не більш як 250 м. Цей процес і спонукав лівобічне сповзання лістричних блоків у бік розсуву. Зазначимо, що в розсуві амплітуду подібних структуроформувальних скидів вимірюють уже кілометрами.

Серединну частину системи подовжніх субширотних лістричних блоків на сегменті перетинає Гостроверхівсько-Павлоградська природна зона мантийного закладення. Важливо, що на цій ділянці лістричні блоки *втрачають своє подовжнє трасування*, бо поперечне розширення плеча вже контролюється зоною дила-

тансії Гостроверхівсько-Павлоградського мантійного розламу, який в палеозої дещо активізувався. На думку автора, подібне явище втрати подовженого трасування блоків на плечах ДДР буде характерним і для субширотних мезоблоків у розсуві.

Різниця занурення між гіпсометрією фронту (трохи піднятою частиною) та тилом блоків по покрівлі ДФ для Гостроверхівського становить понад 2000 м, для Наріжниського – 500 м, Юліївського – 800 м, Скворцівського – 700 м. Варто передбачити, що в розсуві подібні структурні параметри (наприклад на Липоводолінській ділянці) матимуть набагато більші величини. Нафтидонакопичення в БК на Скворцівсько-Гостроверхівській ділянці північного плеча виявлено бурінням. Його приурочено до фронтальних частин Гостроверхівського, Васищівського, Наріжниського, Юліївського, Хорошівського та Скворцівського блоків, де “коридорами” живлення ВВ-флюїдами були природзламні зони корових лістричних скидів. Їхнє коріння з’єднане зі смугою розуцільнення континентальної кори, яка є не тільки головним елементом механізму занурення мобільного схилу, але й місцем як накопичення глибинного метану, так і впливу своєрідного “хімічного реактора”, коли мінеральні каталізатори частину газу перетворюють на флюїди нафтового ряду [5, 7]. Нині в БК на північному плечі виявлено низку газоконденсатних і нафтових родовищ (Хухрянське, Юліївське, Гашинівське та інші), а на південному – високов’язку нафту (район м. Кобиляки) та Улянівське нафтове родовище.

Хоча осадонакопичення у внутрішній частині ДДР (на відміну від плечей) відбувалося набагато раніше (кінець середнього – початок пізнього девону), але структурно-тектонічний “сценарій” глибинного занурення цього двоцільного розсуву (як уже зазначено) був таким самим як і для мобільного схилу Харківського сегмента, який ми взяли за еталон для аналогового порівняння. Суть такого механізму занурення полягає в тому, що синхронно з розширенням та вигином вузької смуги

континентального розтягу в розсуві, як і на його плечах, відбувається опускання архейпротерозойських утворень, що втілюється через систему енергетично збалансованих поздовжніх субширотних лістричних мезоблоків. Причому в розсуві опускання мезоблоків було суттєво більшим, ніж поздовжніх блоків на мобільному схилі Харківського сегмента. Щораз збільшуване почергове занурення їх [8, рис. 1] починається від периферії (пришовні мезоблоки) до осі ДДР (приосьові та осьові антетичні мезоблоки) і всі вони обмежені коровими регіональними скидами. Ці блокоформувальні скиди мають, як і на плечах ДДР, лістричну кінематику: корені їх пологі й з’єднуються зі смугами розтягу континентальної кори (зона пластичної деформації), а в приповерхневій частині ДФ – стрімкі (зона крихких деформацій). Унаслідок реверсивних етапів розвитку ДДР та впливу соляного тектогенезу ці розлами могли зменшити свою амплітуду або виявитися взагалі похованими під соляними товщами девону. Суттєво маскують їх і екзогенні дислокації, які тут були масштабнішими, ніж на плечах, бо якраз продукти механічного руйнування схилів ВКФ є в БК<sub>2</sub> основним матеріалом, що заповнив компенсаційні прогини, зокрема на північному заході ДДР. Амплітуда їхня вимірюється кілометрами, тоді як на плечах – це сотні метрів.

Відповідно до виявленої промислової нафтогазоносності БК на плечах та бітумонафтових проявів у БК<sub>2</sub> на північному заході ДДР, у розсуві реально очікувати на накопичення як бітумів та високов’язких нафт, так і газоконденсатних і нафтових родовищ. Міграційна енергія ВВ-флюїдів у приповерхневій частині ДФ, яка відповідає природзламній зоні тріщинуватості крихких деформацій, істотно *згасає*, бо з підійманням газорідкої суміші діє не тільки підвищений регіональний тренд зміни показників  $p$  та  $t$ , але й опір тертя та капілярів твердого тіла, де й формуються тупикові пастки. Причому заповнення їх вуглеводнями відбуватиметься у *фінальній етапі дегазації надр*, коли міграційні на-



пруги ВВ-флюїдів у ПЗТ мають критичне згасання. А оскільки дегазація надр прямо залежить від переривисто-безперервного сейсмічного збудження, зокрема континентальної кори, то навряд чи в БК збереглися давні поклади як у розсуві, так і на його плечах. У ліпшому разі про їх наявність може свідчити залишена (збережена) бітумонасиченість розрізу. Обставини, що характеризують шляхи живлення глибинними ВВ-флюїдами, зумовлюватимуть умови глибинної гідрогеологічної інверсії [14], тектоногеодинамічні параметри розвитку ПЗТ, їхні геотермобаричні режими тощо. Цей складний процес нафтидонакопичення на тлі потужної дегазації надр ще тільки починають вивчати й усі вагомні відкриття наразі лише прогнозують. Як вважає О. Ю. Лукін, “концепция глубинной дегазации Земли должна стать основной современной парадигмой нафтидологии” [15, с. 79].

#### **Подібність і різниця нафтидонакопичення й залягання БК у розсуві та на його плечах**

Уже зазначено, що генетично однорідні параметри розвитку в БК геологічного простору у внутрішній частині ДДР за кількісним показником набагато вищі, ніж на його плечах. Це, безумовно, вплинуло на принципіві якісні відмінності як у будові нафтогазоносних пасток, так і умовах їхнього нафтидонакопичення. Вивчення таких змін важливе не тільки з наукового погляду, бо йдеться про з'ясування: як високі кількісні геологічні показники набувають нової якості, але й з практичного – з'являється матеріал для обґрунтування потрібних уточнень методики пошуково-розвідувальних робіт. Тому, виконавши попередній порівняльний аналіз кількісних показників розвитку БК у розсуві та на його плечах, можна за аналоговим моделюванням виявити в розсуві принципіві відмінні особливості механізмів накопичення та консервації вуглеводневих покладів. Звідси випливають і відмінності в методиці їхнього пошуку.

*Нижній базогенний підкомплекс.* У попередньому підрозділі вже зазначено про різкий спад міграційної напруги ВВ-флюїдів у приповерхневій частині ДФ. Тепер же звернімо увагу на те, що в процесі розвитку ПЗТ під впливом багатофакторних нелінійних (неупорядкованих, неурівноважених) динамічних процесів тут формується (згідно із синергетичною гіпотезою самоорганізації геологічного простору) чіткий детермінований складник речовинного перерозподілу. Виражений він у певному зональному розміщенні гідротермально-метасоматичних мінеральних асоціацій, зон різної інтенсивності умов розчинення, вилуговування й перекристалізації у ПЗТ порід субстрату. Спрощена детермінована модель внутрішньої структури ПЗТ у тривимірному просторі має обрис різновипуклої лінзи (вигнутої в підшовній та сплющеної в покрівельній частинах), пронизаної в центрі структуроформувальним розламом, який відіграє роль каналу живлення ендегенною енергетикою. Ореол навколорозламної гідротермально-метасоматичної мінералізації по горизонталі набуває симетричної зональності, яка характеризується щораз збільшуваним темпом зменшення (у напрямку до зовнішніх зон ПЗТ) вторинної поруватості гірських порід. Водночас у вертикальному розрізі така зональність уже не буде симетричною, бо знизу вгору відбуваються не тільки зміни середньотемпературної мінералізації на нижньотемпературну, але й неодноразові зміни термодинамічного режиму та речовинного складу гарячих розчинів, що сприяло утворенню складного парагенезу нових мінералів.

Потрібно передбачити, що в розсуві внутрішня структура ПЗТ, яка сформувалася не тільки в триваліших просторово-часових межах, але й під час інтенсивніших (набагато вищих) тектонічних рухів, матиме збільшене в розмірах та набагато складніше упорядковане навколорозламне середовище. Тут, так само як і на плечах, відбувається детермінований розподіл розуцільненої речовини,

для якої теж типові різка зміна колекторських властивостей порід по площі і в розрізі, *локально-плямистий розподіл колекторів* на тлі низькопроникних порід та істотні *товщини стовбуроподібних проникних зон (трубки дегазації)*, що розмежовані перекладками щільніших утворень ДФ [10]. Але поряд з подібністю для них характерні потужніші зони метасоматичного вилуговування (заміщення), що виникають як через активне розчинення та перекристалізацію первинних мінералів, так і підвищене винесення речовини внаслідок дифузії. Отже, збереження первинного об'єму порід ДФ досягалося в  $BK_1$  за умов активнішого формування *поруватості та кавернозності в новостворених метасоматитах*. Тож може бути, що в розсуві продуктивні пастки  $BK_1$  опиняться і потужнішими, і якіснішими – з **високодебітними припливами** вуглеводневої сировини. У майбутньому спільна інтерпретація в тривимірному просторі латеральних і вертикальних ємнісно-фільтраційних, мінералогічних і структурних змін стане основою для побудови моделі ПЗТ нового покоління. Це дасть змогу докладно вивчити у внутрішній частині ДДР парагенетичний зв'язок проникних зон із глибинними джерелами енергії та ін'єкціями ВВ-флюїдів, спрогнозувавши головні етапи їхньої дегазації та умови консервації. Отже, у майбутньому оптимальне розміщення пошуково-розвідувальних свердловин у  $BK_1$  ґрунтуватиметься на моделі ПЗТ нового покоління.

*Верхній базогенний підкомплекс.* Цей підкомплекс локалізується переважно на крилах ВКФ, де залягають схилі відклади. Відокремлення їх в *самостійний стратон* зумовлене не тільки спільними умовами формування, але й практичною доцільністю, оскільки до них приурочені нетрадиційні олістостром-клиноформні нафтогазопродуктивні пастки, особливості пошуку яких принципово різняться від склепінних. Розвинуті такі пастки в депресійній частині розрізу (на схилах компенсаційних прогинів) і є яскравим прикладом механізму вирівнювання докембрійського

палеорельєфу, що спонукав маскування ВКФ. Якраз цю поверхню вирівнювання М. С. Шацький уважав основним репером для тектонічного прив'язування платформних структур. На жаль, за панування в практиці ГРР антиклінальної теорії продуктивних пасток, депресійні розрізи залишилися *поза вивченням пошуковим та параметричним бурінням*. Тому діагностика схиліх відкладів нині досить складна – у розсуві їх покрівлю часто зараховують до девонських теригенів, а подошовну – до зони дезінтеграції порід докембрію.

Порівнюючи з горизонтально-шаруватою структурою осадового чохла, що формується у відносно спокійних умовах, розвиток схиліх відкладів залежить від багатьох тимчасових активних чинників, які на сьогодні ще важко детально розшифрувати. Геофізичну модель внутрішньої будови схиліх відкладів автор вивчав (на прикладі Черемхівсько-Лебединської площі північного плеча) *методом сейсмостратиграфічного аналізу* [9]. Так, на Черемхівсько-Лебединській площі за візуальним аналізом сейсмічного поля, де розглянуто не окремі відбиття, а хвильову картину часового розрізу загалом, виділено дві принципово різні моделі сейсмофазій заповнення (вирівнювання) від'ємних елементів палеорельєфу. Для першої характерне *бокове заповнення та високоенергетичне клиноформне клинення* схиліх відкладів [9, рис. б], яке відбувається внаслідок швидкого осадонакопичення погано відсортованого теригенного матеріалу. За сейсмостратиграфічним аналізом цьому дискретному акумулятивному тілу відповідають клинення й вигін покрівельних осей синфазності та подошовне налягання на поверхню ДФ некорельованих відзеркалень. Друга модель [9, рис. а] відповідає вже *низькоенергетичному заповненню* за схемою *подошовного прилягання* субшаруватих утворень, що фіксуються слабкими уривчастими відбиттями. Виникли вони внаслідок періодичних підняття рівня базису ерозії та припинення надходження уламкового

матеріалу, що відбувалося зазвичай на початку та в кінці процесу маскування ВКФ. Причому (на відміну від плечей) у розсуві на компенсаційних прогинах покрівля схилових відкладів буде перекрита девонськими галогенами з якісними флюїдотривкими властивостями.

Якщо візуальна картина хвильового поля схилових відкладів на перший погляд подібна до хаотичного нагромадження різноорієнтованих непротижних віддзеркалювальних майданчиків, то під час детального їх аналізу з'ясувалося, що цей "хаос" побудував геологічний *простір вищого порядку* (організований хаос). Подібний механізм вирівнювання докембрійського палеорельєфу діяв і на схилах бортів ВКФ у внутрішній частині розсуву. Але тут тривалість, масштаби та інтенсивність процесів поховання палеорельєфу були набагато більшими. Тому формувались і якісно інші пастки олістостро-клиноформного типу, для яких характерні не тільки потужніші схилові відклади, але й набагато складніше упорядкований матеріал вирівнювання. За складом він досить неоднорідний: від піщано-грубоуламкових аркозів, щебню та жорстви – до блоків та брил різноманітних за розміром і вмістом зруйнованих порід як докембрію, так і підсолевого девону. Отже, в розсуві нетрадиційні пастки БК<sub>2</sub> будуть не тільки чималих розмірів, але й матимуть якісніші колекторські та флюїдотривкі властивості. Завершуючи стислу характеристику подібних і відмітних ознак в будові базогенного комплексу в розсуві та на його плечах зазначимо, що в просторово-часовому вимірі БК являє собою *розкрити геодинамічну систему, яка постійно самовдосконалюється, а її порожнинний простір за сприятливих обставин періодично заповнюється глибинними ВВ-флюїдами.*

### **Прогнозування в розсуві продуктивних пасток та особливості методики їхнього пошуку**

На диз'юнктивних схилах ВКФ пошук у БК<sub>1</sub> та БК<sub>2</sub> нетрадиційних пасток, які зародилися за спільних палеотекто-

нічних і палеогеографічних обставин, запропоновано виконувати одночасно, бо буритимуться свердловини з похило спрямованими стовбурами. Тоді, урахуовуючи особливості спільного розміщення природних резервуарів, пастки в БК<sub>2</sub> вивчатимуть вертикальним стовбуром, а в БК<sub>1</sub> – субгоризонтальним спільно з радіальними розсічками. Наразі бурити такі свердловини пропонуємо в тих субрегіонах ДДР, де пастки прогнозують на глибині 4000–5000 м, тобто на технічно легкодоступних для буріння глибинах. Крім плечей, це насамперед північний захід ДДР, де виділено Пирятинську, Північноядутську, Північнокурєнівську, Північногайворонську, Північноталалаївську, Північноплужниківську, Північнокинашівську, Південномонастирищанську, Кукшинську, Іллінцівську та інші перспективні ділянки пошуку [11]. Набагато менше на таких глибинах прогнозують ділянок на північному пришовному (фронтальному) мезоблоці ДДР: Мартинівську (вертикальний стовбур – 4000 м), Східномолодівську (вертикальний стовбур – 4200 м), Північнотроїцьку (вертикальний стовбур не перевищуватиме 5000 м), Північноберестівську (вертикальний стовбур не перевищуватиме 5000 м) [12]. Такі ділянки є і в південній пришовній зоні, наприклад у районі замикання Кременчуцької протерозойської зеленокам'яної структури: схили Петрівського, Миргородського та Багачанського ВКФ, де глибини занурення перспективних пасток не перевищують 4000 м. Але може бути, що навіть на неглибоко занурених ділянках нетрадиційні пастки базогенного нафтогазоносного комплексу в розсуві можуть бути чималих розмірів і не завжди вдасться їх вдало опощувати однією похило спрямованою свердловиною, як це пропонують на плечах ДДР.

Часто такі пошукові об'єкти (з принципово збільшеними розмірами нетрадиційних пасток як у плані, так і в розрізі) розміщуватимуться на граничних глибинах (до 6000 м) сучасного пошуково-розвідувального буріння. На них навіть



за технічних причин не реальне буріння свердловин з похило спрямованими стовбурами. Виявити принципові якісні зміни в розмірі пасток БК можна вже під час *ретельної підготовки їх до пошукового буріння*. Так, у *покрівельній частині БК<sub>1</sub>* площевою сейсморозвідкою можна оцінити розміри порожнинних зон, які зіставлятимуться із зонами мінімальних граничних швидкостей, а у *внутрішній* – сейсморозвідкою 3D, де за аналізом діаграм сумарних швидкостей фіксується (хоча й не чітко) внутрішня розущільнена будова ДФ. Наступний достовірніший етап вивченості цих змін у приповерхневому розрізі ДФ робиться (у разі наявності даних) за матеріалами виконаного параметричного буріння або переінтерпретації потрібної інформації за старими свердловинами, де розміри порожнинних зон можна уточнити та вивчити докладніше свердловинними методами дослідження: вертикальним сейсмічним профілюванням, широкосмуговою акустикою, геохімічним каротажем, щільнісними і нейтронними методами. Не менш складно до буріння оцінити в БК<sub>2</sub> і розміри олістостром-клиноформних пасток, застосувавши для цього сучасні геофізичні пошукові технології. Вірогідніше за все олістостром-клиноформні пастки в розсуві матимуть *чималі потужності піщаних і карбонатних аркозів* – головного матеріалу вирівнювання докембрійського палеорельєфу. Якраз із ними, як засвідчує світова практика, і пов'язані основні колекторські властивості цих пасток. У розсуві їхні розміри й будову попередньо можна оцінити за результатами сейсмо-стратиграфічного аналізу.

Як приклад пошуку пасток на великих глибинах, наведемо Липоводолинську ділянку, що розміщена у північній приосьовій (буферній) зоні лістричного мезоблоку. По докембрійській поверхні в ній локалізуються Артюхівський, Анастасівський та Липоводолинський ВКФ, які за девонським підсоленним структурним планом об'єднуються в спільну платформну структуру другого порядку – Липоводолинський вал (75×20 км). У його склепін-

ній частині були розмиті не тільки фундамент та утворення БК<sub>2</sub>, але й девонські надсолеві та підсолеві відклади. До того ж, на відміну від генетично споріднених пасток на плечах ДДР, на Липоводолинській ділянці клиноформи матимуть якісну девонську сольову покрішку. Тому на схилах були сприятливі умови для формування герметично ізольованих потужних пасток екзогенного генезису. З огляду на доступні для буріння глибини, нині практичний інтерес становлять північні схили Артюхівського, Анастасіївського та Липоводолинського ВКФ. Водночас їхні схили зіставляються не тільки з природними зонами корового лістричного скиду, але й із зонами дилатансії глибинних Лоївсько-Глинського та кільцевого вулканотектонічного розламів мантіяного закладення (Т. С. Нечаєва, 2000), що суттєво підвищує позитивне прогнозування “коридорів” живлення глибинними вуглеводнями, а також пошук продуктивних вторинно розущільнених резервуарів [13, рис. 3]. Отже, у деяких випадках, беручи до уваги сучасні технічні обмеження буріння глибинних свердловин зі складним профілем стовбура, виникають обставини, коли потрібно дещо ускладнити методіку пошуково-розвідувальних робіт і поряд з похило спрямованими бурити свердловини з вертикальними стовбурами.

Під час пошуку родовищ у БК<sub>1</sub> особливо увагу варто приділити *ділянкам меридіональної орієнтації*, які пов'язані з ренесансом давніх геосинклінальних гілок, що перетинають субширотні лістричні мезоблоки. За аналогією з мобільним схилом Харківського сегмента у розсуві лістричні мезоблоки теж можуть втрачати своє поздовжнє трасування. Тому в межах Білоцерківсько-Одеської, Криворізько-Коринецької та Горіхово-Павлоградської шовних зон з'єднання літосферних мезоблоків УЩ і конкретно у вузлах перетину широтних і меридіональних дислокацій формуватимуться зазвичай потужні тріхи підняті зони дрібнення та брекчування ДФ. За структурою осадового чохла в розсуві ім здебільшого відповідають піднят-

тя штампового типу, для яких не завжди характерні структуроформувальні скиди. Зате вони часто ускладнені впливом солянокупольного тектогенезу. Причому якщо продуктивні паски в БК, що приурочені до диз'юнктивних схилів ВКФ, розміщуються *асиметрично* суміжним родовищам у осадовому чохлі, то в цих резервуарах формуються продуктивні пастки, які розміщуватимуться *синхронно* з осадовими родовищами. У приповерхневому розрізі ДФ їм відповідають субвертикальні поклади ВВ, набагато менші за площею, ніж синхронне осадове родовище, хоча й розміщені в контурі меж його промислової нафтогазоносності. Тому з освоєнням цих продуктивних пасток у БК<sub>1</sub>, пошук яких чітко узгоджується з правилом Кудрявцева, потрібно бурити свердловини не з похило спрямованим, а з *вертикальним стовбуром*. Такі поклади варто очікувати в ДФ під Шебелинським, Гнідинцівським, Лесяківським та іншими родовищами в осадовому чохлі, які розміщено над давніми геосинклінальними гілками. Але більшість цих пошукових об'єктів, де зазвичай прогнозують поклади з великими запасами вуглеводнів, нині не буде задіяно ГРП, бо їх проводитимуть на "поза межних" для регіону глибинах буріння. Зазначимо, що у США видобуток вуглеводнів з глибин 6–7 км тепер став звичайною річчю, а в Китаї виготовили навіть устаткування для буріння свердловин до глибини 12 000 м. Не завадило б і в Україні звернути увагу на великі глибини, зокрема для оцінки нафтогазоносності БК<sub>1</sub>, бо там у розуцільнених ДФ справді можна натрапити на потужні високодебітні поклади.

У майбутньому практичної цінності набудуть і так звані *пастки-накопичувачі (сховища)*, тобто виснажені видобутком об'єми старих родовищ, які заповняться глибинними ВВ-флюїдами внаслідок *штучного збудження* середовища вже наявних "коридорів" вертикальної міграції глибинних вуглеводнів. Відтак запрацює природний механізм штучної ін'єкції глибинних ВВ-флюїдів, коли *грибоподібна* структурна архітектура великих за пло-

щею та об'ємом старих виснажених видобутком продуктивних склепінь знизу через штокверки в ДФ підживлюватиметься *глибинними вуглеводнями*. Такий природний механізм підживлення осадових пасток глибинними ВВ-флюїдами виявлено на низці родовищ (Шебелинське, Яблунівське, Гнідинцівське, Лесяківське та інші) [19], де вже зафіксовано, що завдяки припливу вуглеводнів з глибин упродовж 25–50 років були частково відновлені їх початкові запаси. Після освоєння новітньої технології проведення спрямованого потужного підземного вибуху (або серії одночасних чи по чергових різнозаглиблених спрямованих вибухів), що зумовить цілеспрямовані локальні глибинні поштовхи, миттєво спрацює механізм глибинного підтікання, бо підвищиться сейсмічна активність середовища, коли флюїдотривкі породи стають "прозорими" для вертикальної міграції вуглеводнів. Певна (відповідна) частка їх якраз і піде на заповнення склепінь старих родовищ, і для цього не потрібно буде чекати десятки років. Тобто це буде такий собі природний резервуар, вільні порожнини якого в разі потреби заповнюватимуть вуглеводневою сировиною.

### Висновки

1. У добре вивченому осадовому чохлі ДДР, безумовно, ще залишився певний вуглеводневий ресурс. Один з реальних напрямів його освоєння розглянуто в праці І. І. Дем'яненка [3], де автор висловлює пропозиції, які сприятимуть зменшенню в осадових пастках непродуктивних свердловин. Але чи буде цього достатньо, щоб суттєво підвищити видобуток вуглеводнів у Східному регіоні – головному нафтогазоносному регіоні України? Зрозуміло, що ні, бо без успішного освоєння вуглеводневої сировини в БК цю проблему не розв'язати.

2. Очікувані позитивні результати втілення в життя державно важливої програми щодо освоєння БК прямо залежатимуть від успіху ГРП на перспективних об'єктах пошуку. Для цього треба не тільки точно

вибрати та якісно підготувати пріоритетні пастки до буріння, але й запровадити на них результативну методику пошуково-розвідувальних робіт. Відповідно до аналогового моделювання, відмінності методики пошуку покладів у БК пов'язані з тим, що в розсуві відбувалися триваліші та потужніші, ніж на плечах, процеси як пасткоутворення, так і їхнього нафтидонакопичення. Тому, залежно від глибини залягання та розмірів прогнозних пасток, пошукові свердловини в розсуві можуть мати і вертикальні, і похило спрямовані стовбури. На плечах же пропонуємо бурити лише похило спрямовані свердловини, які на схилах виступів вертикальним стовбуром мають розкрити пастку в БК<sub>2</sub>, а горизонтальним – парагенетичну їй пастку в БК<sub>1</sub>.

3. Якщо продуктивні пастки в БК, що приурочені до диз'юнктивних схилів ВКФ, розміщені *асиметрично* щодо сумісних родовищ в осадовому чохлі, то поклади зі штокверків ДФ під штаповими підняттями *симетрично* співвідноситимуться із ними. Тому пошук останніх чітко узгоджується з правилом Кудрявцева, тобто, щоб виявити поклади в БК<sub>1</sub>, тут потрібно в контурі нафтогазоносності осадової пастки пробурити глибокі (навіть понад 6000 м) свердловини з вертикальними стовбурами. Локалізацію таких покладів варто пов'язувати з ділянками меридіональної орієнтації, які відповідають перетинальним ДДР зонам давніх геосинкліналей. Це Білоцерківсько-Одеська, Криворізько-Коринецька та Оріхівсько-Павлоградська шовні зони, які на УЩ з'єднують літосферні мезоблоки.

4. У майбутньому головні відкриття в БК зроблять не на крилах розсуву, а у внутрішній його частині зі сприятливішими умовами для пошуку навіть гігантських за запасами родовищ нафти й газу. Очікуємо, що розмішуватимуться вони переважно на глибинах 6000 м і більше. Тож потрібно націлити пошуково-розвідувальні роботи на ці глибини, бо тепер не тільки похило спрямовані, але й вертикальні свердловини через технічні причини пробурити в регіоні дуже складно. Також передбачаємо,

що в ДДР з'являться пастки-накопичувачі (сховища), які штучно наповнюватимуть глибинними ВВ-флюїдами. Щоб активізувати роботу вже наявних шляхів підтікання флюїдів, варто навчитися виконувати штучні спрямовані поштовхи на виділених ділянках геологічного середовища. Тоді почне діяти штучний механізм заповнення порожніх об'ємів глибинними вуглеводнями, а за сховища правитимуть виснажені видобутком старі родовища, наприклад у зонах меридіональної орієнтації (Шебелинське, Гнідинцівське, Леляківське та інші родовища).

5. Чи в змозі сьогоднішня влада освоїти в Східному регіоні новий напрямок ГРР, який зробить Україну енергетично незалежною? Безумовно ні, бо революція ще не принесла свої цілющі плоди. Треба перетерпіти післяреволюційну "сіру зону" з її корупцією, лицемірством і популізмом і тоді всі першочергові проекти розвитку країни буде втілено в життя!

## ЛІТЕРАТУРА

1. *Арцирий Ю. А.* Сравнительная характеристика геологического строения и нефтегазоносности девонских отложений ДДВ и Припятского прогиба//Ю. А. Арцирий, А. А. Бильяк, Г. И. Вакарчук и др.//Геологический журнал. – 1981. – № 3. – С. 1–13.
2. *Гладун В. В.* Схили виступів фундаменту – перспективні об'єкти пошуку вуглеводнів на Чернігівщині//В. В. Гладун, О. Ю. Зейкан, Б. Л. Крупський, В. П. Лебідь та ін.//Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 1. – С. 81–86
3. *Дем'яненко І. І.* Проблеми непродуктивності нафтогазоносних розрізів фанерозою Дніпровсько-Донецької западини. – К, 2015. – 252 с.
4. *Лебідь В. П.* До проблеми нафтогазоносності виступів фундаменту Дніпровсько-Донецького розсуву//Мінеральні ресурси України. – 2007. – № 4. – С. 34–39.
5. *Лебідь В. П.* Зональне районування Харківського сегмента//В. П. Лебідь, Г. Г. Гончаров//Збірник наукових праць Укр ДГРІ. – 2010. – № 1–2. – С. 201–208.
6. *Лебідь В. П.* Аналогове моделювання – основний принцип прогнозу продуктивності

ті нижнього нафтогазоносного комплексу Дніпровсько-Донецького розсуву//Нафтогазова галузь України. – 2015. – № 6. – С. 3–6.

7. *Лебідь В. П.* Про особливості освоєння нового напрямку геологорозвідувальних робіт у Східному регіоні України. Стаття 3. Контури глибинної моделі нафтогазоносності базогенного комплексу//Мінеральні ресурси України. – 2016. – № 4. – С. 39–46.

8. *Лебідь В. П.* Що заважає вагомим відкриттям у Східному нафтогазоносному басейні України//Геолог України. – 2011. – № 1. – С. 60–66.

9. *Лебідь В. П.* Прогнозування й оцінювання нафтогазоносності нетрадиційних пасток на Черемхівсько-Лебединській площі//В. П. Лебідь, С. Г. Вакарчук, О. В. Зубакова//Мінеральні ресурси України. – 2002. – № 4. – С. 30–35.

10. *Лебідь В. П.* Аналіз нафтогазопроявів у докембрійському кристалічному фундаменті Дніпровсько-Донецького розсуву з метою прогнозу будови продуктивних пасток//В. П. Лебідь, О. Л. Раковська//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2014. – № 2. – С. 61–75.

11. *Лебідь В. П.* Особливості пошуку вуглеводнів у нижньому нафтогазоносному комплексі для різних субрегіонів Дніпровсько-Донецького розсуву. Стаття 1. Особливості пошуку вуглеводнів у північно-західному субрегіоні//Мінеральні ресурси України. – 2015. – № 2. – С. 22–29.

12. *Лебідь В. П.* Особливості пошуку вуглеводнів у нижньому нафтогазоносному комплексі для різних субрегіонів Дніпровсько-Донецького розсуву. Стаття 2. Нафтогазоперспективні ділянки пошуку родовищ у Роменьсько-Охтирському субрегіоні//Мінеральні ресурси України. – 2015. – № 3. – С. 32–38.

13. *Лебідь В. П.* Про альтернативу нетрадиційним ресурсам у Східному нафтогазоносному регіоні//Зб. наукових праць УкрДГРІ. – 2014. – № 3–4. – С. 213–230.

14. *Лукин А. Е.* Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Стаття 2//Геологический журнал. – 2005. – № 1. – С. 50–67.

15. *Лукин А. Е.* Дегазация Земли. Нафтидогенезис и нефтегазоносность. Стаття 2//Збірник наукових праць Укр ДГРІ. – 2016. – № 4. – С. 79–94.

16. *Соллогуб В. Б.* Литосфера Украины. – К.: Наукова думка, 1986. – 184 с.

17. *Созанский В. И.* Локализация нефтяных углеводородов в структуре продуктивных горизонтов ДДВ. – К.: Наукова думка, 1986. – 155 с.

18. *Чекунов А. В.* О методике образования структур типа авлакоген (на примере Днепровско-Донецкой впадины)//Геотектоника. – 1967. – № 3. – С. 3–18.

19. *Ченіль П. М.* Друге життя родовищ нафти і газу України – міф чи реальність?//Мінеральні ресурси України. – 2008. – № 2. – С. 37–38.

20. *Хайн В. Е.* Геотектоника с основами геодинамики//В. Е. Хайн, М. Е. Ломизе. – М.: Из-во МГУ, 1999. – 448 с.

## REFERENCES

1. *Arsirij Ju. A., Bilyk A. A., Vakarchuk G. I.* Comparative characteristics of the geological structure and oil and gas content of devonian deposits of DDB and Pripyat trough//Geologicheskij zhurnal. – 1981. – № 3. – P. 1–13. (In Russian).

2. *Hladun V. V., Zejkan O. Ju., Krupskiy B. L., Lebid V. P.* The slopes of the performances of the Foundation – perspective objects in search of hydrocarbons in Chernihiv region//Naftova i hazova promyslovist. – 2010. – № 1. – P. 81–86. (In Ukrainian).

3. *Demianenko I. I.* Problems of inefficiency oil and gas cuts Phanerozoic Dnieper-Donets basin. – Kyiv, 2015. – 252 p. (In Ukrainian).

4. *Lebid V. P.* The problem of oil and gas the basement of the Dnieper-Donets sliding//Mineralni resursy Ukrainy. – 2007. – № 4. – P. 34–39. (In Ukrainian).

5. *Lebid V. P., Honcharov H. H.* Zonal zoning Kharkiv segment//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2010. – № 1–2. – P. 201–208. (In Ukrainian).

6. *Lebid V. P.* Analog simulation - the basic principle of performance forecast lower gas-oil complex Dnieper-Donets sliding//Naftohazova haluz Ukrainy. – 2015. – № 6. – P. 3–6. (In Ukrainian).

7. *Lebid V. P.* On peculiarities of development of new directions of exploration work in the eastern region of Ukraine. Article 3. The contours of deep hydrocarbon base model complex//Mineralni resursy Ukrainy. – 2016. – № 4. – P. 39–46. (In Ukrainian).

8. *Lebid V.* What prevents the discovery of significant oil and gas basins in the Eastern Ukraine//*Heoloh Ukrainy.* – 2011. – № 1. – P. 60–66. (In Ukrainian).

9. *Lebid V. P., Vakarchuk S. H., Zubakova O. V.* Prediction and assessment of unconventional oil and gas traps in the area Cherkhivsko-Lebedynskiy//*Mineralni resursy Ukrainy.* – 2002. – № 4. – P. 30–35. (In Ukrainian).

10. *Lebid V. P., Rakovska O. L.* Analysis manifestations of oil and gas in Precambrian crystalline basement of the Dnieper-Donets from sliding to forecast the productive structure traps//*Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI.* – 2014. – № 2. – P. 61–75. (In Ukrainian).

11. *Lebid V. P.* Features finding hydrocarbons in the lower oil and gas sector for the various sub-Dnieper-Donets sliding. Article 1. Features finding hydrocarbons in the north-western subregion//*Mineralni resursy Ukrainy.* – 2015. – № 2. – P. 22–29. (In Ukrainian).

12. *Lebid V. P.* Features finding hydrocarbons in the lower oil and gas sector for the various sub-Dnieper-Donets sliding. Article 2. Oil-gas fields in the search area Romensko-Okhtyrskiy subregion//*Mineralni resursy Ukrainy.* – 2015. – № 3. – P. 32–38. (In Ukrainian).

13. *Lebid V. P.* On alternative unconventional resources in Eastern oil and gas region of Ukraine//*Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI.* – 2014. – № 3–4. – P. 213–230. (In Ukrainian).

14. *Lukin A. E.* Deep hydrogeological inversion as a global synergetic phenomenon: theoretical and applied aspects. Article 2//*Geologicheskij zhurnal.* – 2005. – № 1. – P. 50–67. (In Russian).

15. *Lukin A. E.* Degassing of the Earth. The genesis of oil and oil and gas. Article 2//*Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI.* – 2016. – № 4. – P. 79–94. (In Russian).

16. *Sollogub V. B.* Lithosphere of Ukraine. – Kyiv: Naukova dumka, 1986. – 184 p. (In Russian).

17. *Sozanskij V. I.* Localization of petroleum hydrocarbons in the structure of productive horizons of DDB. – Kyiv: Naukova dumka, 1986. – 155 p. (In Russian).

18. *Chekunov A. V.* On the procedure for the formation of structures of the aulacogen type (on the example of the Dnieper-Donets basin)//*Geotektonika.* – 1967. – № 3. – P. 3–18. (In Russian).

19. *Chepil P. M.* Second life of oil and gas in Ukraine – myth or reality?//*Mineralni resursy Ukrainy.* – 2008. – № 2. – P. 37–38 (In Ukrainian).

20. *Xajn V. E., Lomize M. E.* Geotectonics with the fundamentals of segment geodynamics. – Moskva: Izd-vo MGU, 1997. – 448 p. (In Russian).

Рукопис отримано 23.06.2017.

**В. П. Лебедь**, *Украинский государственный геологоразведочный институт*,  
ORCID-0000-0003-3587-8852

## **ОБ ОСОБЕННОСТЯХ ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДОВ В БАЗОГЕННОМ КОМПЛЕКСЕ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОГО РАЗДВИГА**

*Рассмотрены возможности и ограничения аналогового моделирования продуктивных ловушек в базогенном нефтегазоносном комплексе (БК) Днепровско-Донецкого раздвиг (ДДР), где БК сложен приповерхностными разуплотненными породами докембрийского фундамента (БК<sub>1</sub>) и перекрывающими его цокольными образованиями (БК<sub>2</sub>). Проанализированы условия погружения и нафтидонакопления БК и показано, что сравнивать следует генетически подобные прогнозные показатели. Для аналогового моделирования взято плечи ДДР, где (в отличие от раздвиг) уже выявлена промышленная нефтегазоносность БК. В прогнозно-сравнительном контексте изучены подобные и различные признаки в строении возможных продуктивных ловушек в раздвиге и их аналогов на плечах и как следствие – обоснована необходимость существенной корректуры в методике поисково-разведочных работ. Эти отличия связаны с тем, что в раздвиге происходили более длительные и более мощные (чем на плечах) процессы и ловушкообразования и нафтидонакопления. Поэтому, в зависимости от глубины залегания и размеров прогнозных ловушек на склонах докембрийских выступов, поисковые скважины в раздвиге могут иметь и вертикальные, и наклонно направленные стволы. На плечах же рекомендуется обычно бурить*



наклонно направленные скважины, которые на склонах выступов вертикальным стволом должны раскрыть ловушку в БК<sub>2</sub>, а горизонтальным – парагенетическую ей ловушку в БК<sub>1</sub>. Ожидается, что тут будут выявлены значительные запасы углеводородов, которые обычно будут располагаться на глубинах 6 000 м и больше. Поэтому в регионе уже сейчас необходимо настроиться осваивать эти глубины. В будущем предвидится, что в ДДР будут существовать ловушки-накопители, искусственно наполняемые глубинными углеводородами. Ими могут стать отработанные добычей старые месторождения.

**Ключевые слова:** базогенный нефтегазоносный комплекс, нетрадиционные ловушки, докембрийский кристаллический фундамент, глубинные углеводороды, поисковые объекты.

**V. P. Lebid**, Ukrainian State Geological Research Institute,  
ORCID-0000-0003-3587-8852

### **ABOUT FEATURES OF SEARCH OF HYDROCARBONS IN BASE COMPLEX DNIEPER-DONETS SLIDING**

*The considered possibilities and limitations of analog design of productive traps are in the base oil-and-gas complex (BC) of Dnieper-Donets sliding (DDS), where BC is made the surface not schilnenymu breeds of precambrian foundation (BC<sub>1</sub>) and recovering him by socle formations (BC<sub>2</sub>). Analysed terms of immersion and oil and gas of BC and it is shown, that to compare track genetically similar prognosis indexes. For an analog design the taken shoulders of DDS, where (unlike sliding) industrial oil and gas of BC is already educed. To the prognosis-comparative context likeness and difference are driven in the structure of possible productive traps in sliding and their analogues on the shoulders of sliding and as a result – is a necessity of the substantial proof-reading for methodology of searching-reconnaissance works. These differences are related to that in oil and gas there were more protracted and powerful than on shoulders processes and formations of traps oil and gas. Therefore, depending on the depth of bedding and sizes of prognosis traps on the slopes of precambrian performances searching mining holes vertical and aslope directed barrels can have in sliding. On shoulders it is suggested to bore the aslope directed mining holes that on the slopes of performances must expose a trap a vertical barrel in BC<sub>2</sub> usually, and horizontal - paragenetical trap her in BC<sub>1</sub>. Expected, that in BC the considerable beds of hydrocarbons, that usually will take place on depths 6 000 meters and anymore, will be educed. Thus in a region already it is now necessary to influence searching-reconnaissance works on these depths. It is envisaged on the future, that in DDS there will be traps-stores (depositories), that artificially will be filled with deep hydrocarbons. The old deposits exhausted by a booty can become depositories.*

**Keywords:** base oil and gas complex, unconventional traps, precambrian bedrock, deep hydrocarbons, search facilities, random deviation with any direction and angles drilling.