

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

ГОЛОВНІ ФОРМАЛІЗОВАНІ МОДЕЛІ ПАСТОК У БАЗОГЕННОМУ КОМПЛЕКСІ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО РОЗСУВУ

У прогнозно-понятійному контексті наведено головні (узагальнені) формалізовані моделі пасток Л2 у верхньому (БК2 – континентальна кора вивітрювання, базальні шари осадового чохла фанерозою), Л1 у нижньому (БК1 – покривельний розріз докембрійського кристалічного фундаменту (ДФ)) базогенних підкомплексів, а також пасток Л1+2, які охоплюють увесь цей нафтогазоносний комплекс, і, як уважає автор, є характерними для Дніпровсько-Донецького розсуву (ДДР). Розглянуто приклади прогнозування Л2 на північних схилах Хмельівського, Буднівського й Безлюдівського виступів ДФ, де можна навіть визначити вірогідний фазовий стан шуканих покладів. Автор міркує, що успішний пошук у БК2 клиноформних пасток на схилах виступів фундаменту стане вагомим резервом для відкриття нових родовищ. Показано, що Л1 – невеликі за площею, але зі значним вертикальним простяганням. Поклади в них частіше всього розміщені асиметрично осадовим. Ще вищій поверх промислової нафтогазоносності мають грибоподібні Л1+2, у будові яких задіяні складновпорядковані колектори, флюїдотриви й провідні товщі. На сьогодні немає загальноприйнятих науково обґрунтованих пошукових критеріїв продуктивних пасток у БК1. Попередньо їх можна окреслити за аналогією з критеріями пошуку рудних копалин гідротермально-метасоматичного генезису, для яких також притаманний інтенсивний рух глибинних потоків живлення, що пронизують контрольований тектонічною тріщинуватістю розуцільнений ДФ. Але, на відміну від рудних тіл, вуглеводнева сировина рухома й тому вимогливіша до умов консервації скупчень.

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

Актуальність проблеми вивчення пасток базогенного комплексу

Аналізуючи матеріали про нафтогазоносність докембрійського кристалічного фундаменту (ДФ) у Східному регіоні України зазначимо, що перші рекомендації щодо його вивчення з'явилися ще на початку другої половини ХХ століття. У них запропоновано шукати докембрійські поклади в зонах глибинних розламів “на ділянках з нафтопроявами у верхній (осадовій) частині” [17, с. 40]. Тобто в рекомендаціях ішлося не про пастки, а про перспективні ділянки пошуку на площах,

синхронних родовищам у осадовому чохлах. Тож очікувати на вагомій відкриття було важко, оскільки робилися б вони з певним елементом випадковості. Зокрема, рекомендовано [18] на дев'яти родовищах (переважно північного заходу ДДР) заглибити, відповідно до антиклінальної теорії нафтогазоносних пасток, уже запроєктовані чи розпочаті бурінням свердловини для розкриття ДФ на максимально можливу потужність, а на Шебелинському, Глинсько-Розбишівському, Солохівському, Качанівському, Прилуцькому, Леляківському, Кременівському, Пере-

щепинському та Малосорочинському родовищах пробурити надглибокі (8 500–130 000 м) свердловини з проходкою вглиб фундаменту до 1 500–2 500 м. Зауважимо, що першу програму з оцінки нафтогазонасійності ДФ виконано неповні як через значні глибини рекомендованих свердловин, так і сумнівні керівництва геологічної служби України щодо її успішності. Позитивних результатів не отримано не лише тому, що фундамент розкривали (усупереч програмі) на невеликі глибини й здебільшого не випробували, але й через те, що чітко виконували вимогу стосовно площевої синхронізації покладів осадового чохла й ДФ. Наприклад, якщо б на Качанівській площі цю вимогу проігнорували й пробурили свердловину № 100 дещо східніше (за контуром продуктивності осадової пастки) [9, рис. 1, 2], то була б надія розкрити в базогенному нафтогазонасійному комплексі (БК) продуктивний поклад, який, за прогнозом автора, міг бути пов'язаний з природними резервуарами екзогенного (олістоstroma) та ендегенного (тупиковий вторинно розущільнений резервуар) генезисів.

Наступну програму робіт складено вже для північного плеча ДДР після відкриття промислової продуктивності ДФ на Хухрянській (1985 р.) і Чернеччинській (1989 р.) площах. У цій програмі вже рекомендовано бурити свердловини на порівняно невеликі глибини. У процесі її виконання в докембрії виявлено понад десять родовищ, що стало вагомим аргументом на користь нафтогазонасійності докембрію. Тому навіть деякі дослідники, що були прихильниками органічного походження нафти й газу, дійшли висновку “что новый продуктивный комплекс в ДДВ себя еще проявит” [6, с. 203]. Але щоб це скоріше відбулося, потрібно вже нині розпочати дослідження з вивчення будови нетрадиційних пасток у БК. Це стане, на думку автора, потужним поштовхом до успішного пошуку нових родовищ.

У статті саме й розглянуто особливості будови головних формалізованих моделей пасток (Л1, Л2, Л1+2), які вже чи ще

буде виявлено в БК Дніпровсько-Донецького розсуву [11]. Якщо моделі окремих Л2 у верхньому базогенному підкомплексі (БК2 – континентальна кора вивітряння, базальні шари осадового чохла, які на плечах ДДР представлені верхньовізейськими, а в розсуві – девонськими відкладами фанерозою) інколи синхронні й дещо подібні до осадових ЛСК-пасток, то в БК1 (покрівельний розріз ДФ) поклади частіше всього розміщені асиметрично осадовим, а в будові пасток Л1 уже переважає не горизонтальна, а вертикальна їхня складова. Відомо, що регіональні передумови нафтогазоперспективності цокольного розрізу північного плеча ДДР тісно корелюються із простяганням зон дилатації мантійних розламів і кільцевих вулкано-тектонічних структур [12]. На сучасному рівні вивченості покрівельної частини ДФ проблема моделювання флюїдопровідних природних резервуарів, а тим більше пов'язаних з ними вуглеводневих пасток досить складна й навряд чи нині буде повністю вирішена, хоча від цього напряму залежить наукове обґрунтування пошуку тут покладів нафти й газу. Почати розв'язання цієї проблеми запропоновано зі створення *інформаційно-прогнозної бази* для прогнозної оцінки нафтогазонасійності БК. В її основу слід покласти аналіз будови формалізованих моделей пасток, де ключовим положенням для їхнього вивчення стануть уявлення про дію вуглеводнепровідних каналів живлення [12]. Це дасть змогу в низці випадків правильно скоригувати напрям цільових геологорозвідувальних робіт (ГРР).

Важливо, що на окремих територіях ДДР уже на сучасному етапі вивчення БК наявні сприятливі передумови (про що йтиметься нижче) для оцінки нафтогазонасійності БК2 на зональному рівні прогнозу. За такої ситуації особливості пошуку нафти й газу в цьому складнобудованому підкомплексі можна чітко окреслити, розглянувши пастки у формалізованому вигляді, де головними елементами методології прогнозу є аналіз розміщення взаємопов'язаних сукупностей

пластів-колекторів (K), флюїдотривів ($У$) і провідних товщ ($П$). Зазвичай нетрадиційні пастки в БК приурочені не до простих природних резервуарів (ПР), складених однотипними породами, коли порожнинний простір розміщується між покрівельним і підшовним флюїдотривами, а пов'язані з мегарезервуарами (МР), що утворені різними щодо складу й генезису породами. Останні можуть формувати навіть масивні поклади вуглеводнів (особливо для $Л1+2$) зі складнопорядкованими породами-колекторами, проникними прошарками, локальними й зональними покришками. Нижче в *прогнозно-понятійному контексті* наведено приклади головних формалізованих моделей пасток ($Л1, Л2, Л1+2$), які вже виявлено або буде виявлено в БК. Основою для створення формалізованих моделей пасток став переважно аналіз результатів вивчення нафтогазоносності БК на північному плечі ДДР.

Формалізовані моделі нетрадиційних пасток у верхньому базогенному підкомплексі

Відповідно до особливостей вивченості ДДР, підгрунтям для формалізованого моделювання пасток у БК2 стали *горст-антиклінальні структури* (Юліївська, Скворцівська, Наріжнська, Коробочанська та інші площі), де було виявлено продуктивні $Л2$. У них надфундаментні осадові шари й континентальні кори вивітрювання формують зазвичай єдиний поклад, коли покрівельними флюїдотривами є непроникні горизонти осадового чохла, а підшовними – щільний ДФ. У формалізованому вигляді ці пастки можна записати так:

$$Л2 = Уоч,зк + nКоч,зк + nПоч,зк + Пкв,зк + Ккв,зк + Удф, \quad (1)$$

де покрівельні покришки замкнутого типу – ($Уоч,зк$), а підшовна – щільний ДФ ($Удф$); колекторами є осадові породи ($nКоч,зк$) і кора континентального вивітрювання ($Ккв,зк$ – зона дезінтеграції); провідні товщі складені осадовими породами ($nПоч,зк$) і корою вивітрювання ($Пкв,зк$ – зона вилуговування), що мають замкнутий контур. Для цього типу пасток,

як і для інших, які розглянуто в статті, наведено їхні узагальнені формалізовані типи. У конкретній же пастці будуть відповідним чином розставлені породи-колектори й провідні товщі.

Пастки першого типу, як свідчить базова формалізована модель, представлені складнопобудованою надфундаментною товщею, де формується природно обмежене седиментаційно-диференційоване гетерогенне стратиформне тіло [14]. Залежно від конкретних умов пасткоутворення $Л2$ може набувати простішого вигляду. Наприклад, при формуванні емнісно-фільтраційного простору лише завдяки корі вивітрювання (КВ) ДФ пастка буде представлена “врізним пісковиком” перевідкладеної КВ (сверд. 1-Лебежанська, 5-Хухрянська та інші). А коли КВ характеризується зонами глинізації та вилуговування, тобто $Л2$ має погані колекторські властивості, то в базальних шарах осадового чохла формуються пастки на зразок: $Л2 = Уоч,зк + nКоч,зк + Пкв,зк + Укв + дф$. Але частіше всього пастки будуть пов'язані зі складними МР, коли базальні $Коч$ утворюють разом з $Ккв$ низку єдиних різноманітно побудованих локальних $Л2$. Промислову продуктивність таких резервуарів виявлено в розтині свердловин на Чернечинській, Юліївській та інших площах. Таким чином, на горст-антиклінальних структурах північного плеча ДДР пастки, що сформувалися на межі осадового чохла й покрівлі ДФ, приурочені як до локальних ПР, так і до МР, що об'єднують систему простих ПР і мають єдиний гідродинамічний режим. Щоб для цих резервуарів виконати на зональному рівні прогноз нафтогазоносності, потрібно виявити ділянки, де вони матимуть замкнутий контур.

Дещо по-іншому формуються пастки в БК2 на регіональних *моноклінальних схилах* ДДР, зокрема на його північному плечі, коли вгору по підйому монокліналі відбувається виклинювання базально-теригенних трансгресивних товщ. Ковзання цих різновікових трансгресивних утворень, які змикаються по латералі, формує

в просторі й часі МР, що складений регіональними чи зональними покривками, колекторами (трансгресивними пісковиками), зазвичай майже щільною континентальною корою, яка лежить на докембрійському флюїдотриві. Наприклад, на меридіані Володимирського підняття до докембрійського схилу трансгресивно прилягають літологічні утворення ПГ В-20, які вгору по їхньому підйому змінюються спочатку породами ПГ В-19, а потім літологічною пачкою ПГ В-18. Ці пастки можна записати такою формулою:

$$L2 = Uоч,зк + nПоч,зк + nКоч,зк + Uкв + дф. \quad (2)$$

Отже, на моноклінальних схилах $L2$ виникають лише тоді, коли вгору по підйому породи не тільки виклинюються, але формують замкнутий контур як колекторів, так і проникних та щільних утворень. На стрімких палеосхилах монокліналі, де народження нових літологічних пачок відбувається досить інтенсивно (механізм їхнього формування цілком узгоджується із законом міграції фацій [7]), часто прогнозують ділянки, де відбувається формування локальних $L2$.

Як не парадоксально, але вже зараз (ще на стадії прогнозування пасток) для деяких площ можна не тільки попередньо записати конкретну формулу $L2$, але й передбачити вірогідний фазовий стан майбутнього покладу. Цей прогноз ґрунтовано на тому, що інколи розрізи $L2$ в склепінні й на далекому схилі локального виступу кристалічного фундаменту (ВКФ) вже відомі. Тому можна визначити, які пласти-колектори базальної товщі й континентальної кори виклинюватимуться на схилах нетрадиційних пасток. Особливе значення під час їхнього прогнозування матиме просторове розміщення й геологічна будова провідних товщ. Так поховану флюїдопровідність (для газу) можуть мати сухарні глини, щільні алевроліти, шаруваті й сланцюваті породи.

Наведемо прогнозування таких формалізованих типів $L2$ на прикладі південних схилів Хмельівського, Буднівського й Безлюдівського ВКФ, що розміщені на північному

плечі ДДР. Зіставляючи розрізи свердловин у присклепінній частині Хмельівського ВКФ (Турутинська й Володимирська площі) і на далекому його схилі (сверд. 1-Хрещатська), слід передбачити виклинювання ПГ В-20, який залягає на щільних породах КВ та контактує по латералі з непроникними осадовими утвореннями. Згідно з розрізом сверд. 1-Хрещатська, колектори ПГ В-20 розміщені між флюїдотривами для газу. Таким чином, коли літологічний екран утворюватиме гісометрично замкнутий вигін у бік підйому шарів, то прогнозна пастка матиме вигляд: $L2 = Uоч, зк + Пв-20, зк (1) + Kв-20, зк + Пв-20, зк (2) + Uкв$. Вірогідніше всього вона буде заповнена рідкими вуглеводнями. У склепінні Буднівського підняття пробурено дві свердловини, які розкрили непроникний розріз базальних верств осадочного чохла й КВ. На схилі ВКФ за сприятливих умов пасткоутворення (виклинювання, замкнутий контур перевідкладеної КВ і пісковиків базальної частини розрізу), шукана пастка (особливо в нижній її частині) може бути заповнена навіть газоконденсатними вуглеводнями. Прогнозується, що на південних схилах Безлюдівського ВКФ пастки можуть бути пов'язані з формуванням *клиноформних тїл*, складених перевідкладеною КВ і нерозмитою частиною базальних шарів осадочного чохла. У клиноформах прийнято виділяти три синхронні елементи: слабконахилений покрівельний (умови виположування – *ундаформа*), стрімконахилений сімоподібні утворення (бокове наповнення розрізу – власне *клиноформа*) та слабконахилений підшовний елемент (субвертикальне наповнення розрізу – *фондоформа*). Через низький рівень вивченості клиноформних пасток (вищенаведені її елементи в регіоні сейсморозвідка ще не картує), вони матимуть на південних схилах Безлюдівського ВКФ загальний формалізований вигляд типу: $L2 = Uоч,зк + Kв-19-20,зк + nПв-19-20,зк + Kкв,зк + Uдф$. Беручи до уваги результати випробування сверд. 612-Безлюдівська, на південних схилах ВКФ навряд чи буде надійний латеральний замок для газових покладів.

Водночас, щоб довести, що такі нетрадиційні пастки на наведених ділянках є, потрібно провести детальні комплексні геолого-геофізичні й прямопошукові дослідження для прогнозування нафтогазоносійних схилів ВКФ та картування розрізів і просторового обриса петрофізичних властивостей схилових порід передбачуваних клиноформ. У їхній будові можуть брати участь два-три циклічні формування клиноформного комплексу [12], що складені зсувними утвореннями й перевідкладеними продуктами руйнування ДФ. Тому детальні насамперед сейсмо- й гравірозвідувальні роботи слід націлити на виявлення геометрії замкнутого контуру й просторового розміщення в ньому колекторів і проникних прошарків. Коли в регіоні почнуть впевнено картувати клиноформні пастки й виділяти продуктивні схили ВКФ, які сформовані флюїдопровідними порушеннями, то з'явиться й матеріал для їхньої детальної формалізації. Нині можна лише передбачити, що, зокрема, на схилах Безлюдівського ВКФ, де автор прогнозує велике клиноформне тіло [13], вищенаведений формалізований вигляд пастки суттєво уточниться завдяки ємнісно-фільтраційним властивостям схилових відкладів. Успішні пошуки таких пасток, безумовно, стануть вагомим резервом у відкритті нових родовищ вуглеводнів, бо навряд чи ДДР є винятком, коли відомо, що в різних нафтогазоносійних провінціях світу одним з перспективних типів є Л2, які пов'язані з клиненням на схилах ВКФ базальних теригенних товщ.

Головні формалізовані моделі пасток у вторинно розущільнених природних резервуарах нижнього базогенного підкомплексу

Порожнинний простір у покрівельній частині ДФ правильніше називати не ПР, а флюїдопровідною системою (ФПС), усі елементи будови якої геодинамічно поєднані між собою й перебувають зазвичай під впливом глибинних міграційних напруг. ФПС будуть невеликими за площею, але матимуть значне вертикальне поши-

рення. Ці тіла пронизують щільні ДФ у вигляді стрімконахилених ізометричних овалів і смуг, які можуть заглиблюватися (згідно з умовами існування водної фази флюїдів) на 15–20 км [3]. Отже, механізм формування ФПС пов'язаний з тектонічною тріщинуватістю й глибинними гідротермально-метасоматичними процесами, під дією яких виникають *вторинні колектори* [2]. На відміну від деяких природних резервуарів у БК2, ФПС завжди зіставляються з вертикальними неоднорідностями (розущільненнями). Тому будуючи тут формалізовані моделі Л1, головну увагу слід приділяти гірничій геометрії вертикального залягання вторинних порід-колекторів серед флюїдотривів і провідних товщ ДФ. Як свідчать матеріали ГДС, у розрізі майже всіх свердловин (особливо тих, що пробурено в прирозламних зонах зі значним метражем) фіксуються товщі тріщинуватості ДФ, з якими узгоджуються ділянки понижених пружностей сейсмічних хвиль. Аналіз засвідчив, що такі товщі (потужністю у 20 і більше метрів) розкриваються стовбурами прирозламних свердловин середньостатистично через кожні 100–150 м проходки. Те, що ці стрімконахилені тріщинуваті тіла дискретні й не корелюються між собою по горизонталі, добре видно за розрізами свердловин, які пробурено на площах північного плеча ДДР. Але далеко не всі вони будуть флюїдопровідними. Наприклад, в Охтирському нафтогазопромисловому районі лише на 7 % випробуваних об'єктів отримано припливи вуглеводнів. Набагато більше їх на Юліївській площі. Тут навіть у сверд. 2-Юліївська, яку пробурено у шовній зоні сруктуроформувального зворотного скиду та яка розкрила в БК1 газоконденсатний поклад (на 6,1-міліметровому штуцері дебіт газу становив 172 тис. м³/д, конденсату – 7,6 м³/д), у процентному співвідношенні колекторів набагато менше, ніж щільних ДФ. У її розрізі вивчено три зони тріщинуватості: 3 525–3 550, 3 587–3 640 та 3 665–3 710 м, але продуктивними виявилися лише перша й третя. За петрографічним описом керна

(свердловину пробурено із суцільним його відбором) ці зони зазнали як катакласичного метаморфізму, так і інтенсивної дії низькотемпературного метасоматозу. Безумовно, шляхами міграції вуглеводневих флюїдів на Юліївській площі можуть бути далеко не всі тріщинуваті зони, а лише ті, які мають зв'язок з глибинними мантійними розламами. Водночас у роботі за угодою з ДК “Укргазвидобування” (договір №УГВ 692/3-02) про підрахунок запасів вуглеводнів Юліївського родовища виконавцям було незрозуміло за яким принципом виділено в ДФ три поклади (Ф), що з півдня обмежені структуроформульним порушенням, а з півночі – відповідними гіпсометричними рівнями (?) замикання горст-антикліналі, тобто підрахунок намагалися зробити згідно з горизонтальною моделлю пастки. На жаль, “осадовий синдром” під час вивчення БК1 ще досі панує в уяві деяких геологів.

Тому є нагальна потреба довести вже на формалізованому рівні, що *ЛІ* не мають жодної схожості з осадовими. Для цього наведемо найважливіші елементи їхньої будови. Почнемо з того, що поклади вуглеводнів у покрівельній частині ДФ часто розміщуються на певній глибині від її поверхні. Причини формування покрівельної покрішки автор детально розглянув у праці [10]. Нині ж лише зазначимо, що *покрівельна покрішка (Упн)* є завершальним елементом формалізованих моделей *ЛІ*. Вона може вимірюватися десятками й навіть сотнею та більше метрів. Так, наприклад, під час випробування покрівлі ДФ щільну перемичку виявлено у свердловинах: 1-Білозірська (49 м), 2-Караванівська (26 м), 2-Юліївська (57 м) і 4-Юліївська (14 м).

Ще одна відмінність *ЛІ* від осадових пасток полягає в тому, що вони сформувалися серед щільних ДФ. Тобто завжди матимуть ідеальний замкнутий контур. Тому ця вимога для їхньої формалізованої моделі зайва. Пастки мають значну висоту покладу й порівняно невелику нафтогазоносійну площу. Ефективна місткість їхня пов'язана зі *вторинними*

тріщинуватими й порово-кавернозними колекторами (*пКвт*). Суттєву роль під час нафтогазонакопичення відіграватимуть зони проникнення вуглеводнів крізь слабкі (провідні) породи – покрішки (*пПдф*). Особливо характерне це для газів, що здатні переміщатися менш щільними породами. У ФПС (на відміну від осадових ПР) підшовної підложки нема. Та вона для субвертикальної *ЛІ* і не потрібна, бо її функцію може виконувати гідродинамічна напруга розчину, утворюючи водно-нафтовий контакт (*ВКдф*). Пастку цього типу розкрила свердловина 2 на Юліївській площі, де в субвертикальному метасоматичному тілі сформувався газоконденсатний поклад. Отже, пастки матимуть такий узагальнений формалізований вигляд:

$$ЛІ = Упн + пКвт + пПдф + ВКдф. \quad (3)$$

За флюїодинамічним режимом для цих пасток характерні умови, коли міграційних напруг флюїду недостатньо для того, щоб прорвати вертикальний опір кристалічних порід. Тому поклади вуглеводнів виникають під *Упн* і в зубчастотупикових резервуарах на стінках метасоматичних штоків [8]. Зазначимо, що на сьогодні в жодній нафтогазоносійній провінції світу свердловини ще не розкрили *ВКдф*.

Отже, у внутрішній частині ФПС можуть бути *ЛІ* тупикового типу. Вони пов'язані як з нішами й щербинами в районі зовнішнього контуру зон деструкції зі щільними породами ДФ, так і з другорядними зонами деструкції, що відходять від головного каналу живлення ВВ-флюїдами. Це (за аналогією з подібними тілами зруденіння для твердих корисних копалин) зазвичай складнобудовані *апофізи* конусо-, еліпсо- чи циліндроподібної форми або похідних від них обрисів, зовнішня поверхня яких має флюїдотривкі властивості (*Уап*). Залежно від розмірів апофіза може мати не локальний флюїдотрив, а єдиний з головним покладом *ВКдф*. У рамках формалізованої моделі такі пастки матимуть вигляд:

$$ЛІ = Уап + пКвт + пПдф + ВКдф. \quad (4)$$

Слід передбачити, що на різних гіпсометричних рівнях площа такого покладу матиме інший контур і, щоб підрахувати її ефективний об'єм, потрібно знати відмітні, ніж для осадової пастки, параметри. На жаль, ще немає інструментарію для впевненого прогнозування цих продуктивних зон тріщинуватості в БК1.

Головні формалізовані моделі пасток, що охоплюють увесь базогенний комплекс

На завершення формалізованого моделювання пасток розглянемо ситуацію, коли базальні верстви осадового чохла разом з покрівельними породами ДФ були єдиним геологічним середовищем, де часто відбувались одні й ті самі або подібні нафтогазогенерувальні події. Такі умови виникають на тлі потужних процесів дегазації надр, коли канали вторгнення глибинних ВВ-флюїдів контролюються сумісними ділянками нафтогазоносійності БК1 та БК2. Наприклад, на північному плечі ДДР для третини розрізів свердловин, що розкрили ДФ, характерні не покрівельні покришки (*Упн*), а розуцільнені утворення [14], тобто наявні передумови для формування пасток типу *Л1+2*. Слід передбачити, що за цих умов континентальні КВ, які зникаються з тілами тріщинуватості ДФ, на етапі тектонічної активізації геологічного середовища під дією глибинних розчинів зазнали впливу гіпогенного вилуговування. Тому й у КВ можуть бути резервуари, які разом з *Квт* формуватимуть єдиний масивний поклад. Так на ділянці свердловин 10, 23-Скворцівські виявлено поклад, що охоплює єдину флюїдопровідну зону, складену тріщинуватими метасоматично зміненими корінними породами ДФ, залишковою континентальною КВ (зона дезінтеграції) і базальними шарами осадового чохла.

Побудувати базову формалізовану модель такої пастки не складно, бо вона в покрівельній частині узгоджуватиметься з *Л2* першого типу, а у підшовній – *Л1* третього типу:

$$\begin{aligned}
 L1 + 2 = & Uoc,зк + nKоч,зк + \\
 & + nПоч,зк + Пкв,зк + Ккв,зк + \\
 & + nКвт + nПдф + Кдф.
 \end{aligned}
 \quad (5)$$

У таких пастках, що виявлені на плечах ДДР, часто КВ немає. Тоді формується такий їхній різновид: $L1 + 2 = Uоч,зк + nKоч,зк + nКвт + nПдф + ВКдф$. Для прикладу, наведемо продуктивний розріз свердловини 1-Хухрянська, де континентальна кора вивітрювання розмита, а проникні породи БК2 залягають на катаклазитах й тектонічну брекчію, що розвинуті по мігматитах. Після перфорації труб у колоні, із цих утворень отримано (на 12-міліметровому штуцері) приплив нафти дебітом 69 м³/д й газу 99 тис. м³/д у штучному вибої завглибшки 3 295 м. За геодинамічною характеристикою [8] ця пастка пов'язана з наскрізною ФПС, коли на тлі осередків дегазації надр виникають сприятливі умови (порівняно застійний флюїдодинамічний режим, відсутність у ДФ покрівельної покришки) для формування масивних покладів, що можуть охоплювати, крім БК, ще й вищезалеглу осадову товщу.

Наприклад, на Юліївському родовищі метасоматичні провідні стовпи, один з яких розкрито в районі сверд. 9, сприяли формуванню великого покладу вуглеводнів з високим поверхом продуктивної нафтогазоносійності – від покрівельної частини ДФ до відкладів середнього карбону. Вінчає цей МР, висота якого сягає понад 1 000 м, уже не газоконденсатний, а нафтовий поклад. На цьому й деяких інших родовищах (Артюхівське, Анастасівське) уже однозначно встановлено [4, 5], що їхні пластові вуглеводневі системи перебувають у фазовому стані близькому до критичного, тобто поклади – на стадії сучасного формування. Для них характерна стала вертикальна міграція глибинних ВВ-флюїдів. Геологічну мить виникнення й сучасне формування родовищ обґрунтував О. Ю. Лукін, виконавши геодинамічне моделювання з використанням сучасних фізико-хімічних методів вивчення ізотопного складу флюїдної речовини. Вважають, що ін'єкції глибинної вуглеводневої речовини ("нафта Чекалюка"), з яких утворено сучасні поклади, розпочалися на межі крейди-палеогену [15,16].

Отже, щоб $L1+2$ виявилася продуктивною, в БК2 повинна бути пастка юліївського типу, яка матиме єдиний геодинамічний режим з покладами в метасоматичному штоку, що є каналом живлення глибинними ВВ-флюїдами. Площею він буде в рази меншим, ніж покрівельна частина масивної пастки (як це виявилось на Юліївському родовищі). Тому правило Кудрявцева на практиці буде мати певні обмеження. Прогноз можливих ділянок припливу глибинних флюїдів можна виконати за низкою показників зміни характеристик геологічного середовища. До таких ділянок слід зарахувати насамперед ті, де на тлі закономірного збільшення з глибиною мінералізованих вод у БК1 представлені ареали розбавлених вод, які виникли внаслідок конденсації глибинної пари. Про конвективний масоперенос може свідчити й підвищений уміст йоду, гелію й деяких інших речовин. Таким чином, пастки юліївського типу в розтині матимуть грибоподібну форму з одним чи декількома каналами припливу глибинних ВВ-флюїдів, які розміщені в межах продуктивності осадової пастки, – *синхронні поклади*.

Складніше побудовані пастки качанівського типу, де канали живлення перебуватимуть поза межею, а в ліпшому разі на зовнішньому контурі продуктивності осадової пастки, як це прогнозує автор для Качанівського й Рибальського родовищ [9, рис. 1, 3], – *асинхронні поклади*. Логічно, що на таких площах правило Кудрявцева не працює, бо канали (шляхи) глибинного живлення ВВ-флюїдами зазвичай потрібно ще шукати вже поза межами продуктивності осадової пастки.

Отже, флюїдовмісні породи ДФ у першому випадку (синхронні поклади) на $L1+2$ перекриті колекторами чи провідними товщами осадового чохла, а якщо збереглася КВ, то зоною її дезінтеграції (свердловина 9-Юліївська). У другому випадку (асинхронні поклади) флюїдовмісні породи будуть представлені стрімконахиленими тілами розущільненого ДФ, в яких на межі з осадовим чохлом вертикальна

міграція ВВ-флюїдів зміниться на складну східчасту латеральну, і відбуватиметься це поза межами осадової пастки. Світова практика засвідчує, що *асинхронні поклади в природі трапляються частіше*. Зрозуміло, що консервація й збереження вуглеводнів у $L1+2$ залежатиме не тільки від якості покришок-екранів. Треба врахувати той факт, що молоді поклади продовжують формуватися й нині. У цьому плані важливий висновок зробив Л. П. Швай (1996). Вивчаючи умови формування й збереження неглибокозалеглих Бориславського, Локачівського й інших родовищ Західної України, він звернув увагу на досить потужне їхнє вивітрювання й зробив єдино правильний висновок – “без підтоку флюїдів знизу на сьогодні не існувало б жодного родовища газу”. Між іншим уже давно доведено, що під час дегазації надр частка нафтогазонакопичення в тисячі разів менша, ніж гігантська кількість ВВ, яка потрапляє в гідросферу й атмосферу Землі.

Висновки

Для верхнього базогенного підкомплексу наведено дві узагальнені формалізовані моделі нетрадиційних пасток, що сформувались як у межах горст-антиклінальних структур (1), так і на регіональних моноклінальних схилах ДДР (2). У вторинно розущільнених природних резервуарах ДФ виділено формули $L1$ в умовах, коли є покрівельний флюїдотрив (3), та для складнопобудованих тупикових апофіз (4), що пов'язані з внутрішньою частиною флюїдопровідної системи. Для характеристики $L1+2$ запропоновано інтегральну формулу (5), яка в покрівельній частині узгоджується з $L2$ першого типу, а в підшовній – $L1$ третього типу, але в ній немає покрівельної покришки. Безумовно, наведені типи пасток уточнюватимуться з урахуванням матеріалу, що з'явиться в дальшому вивченні БК. Особливо це стосуватиметься будови пасток для конкретних ділянок ДДР, де має бути виявлено й упевнено розміщено окремі елементи їхньої будови – флюїдотриви,

колектори, провідні товщі. Кінцева мета формалізованого моделювання – виконати прогноз розвитку того чи іншого типу пасток, а відтак не тільки зробити достовірну *зональну оцінку нафтогазонасійності БК*, але й уточнити на конкретній площі *особливості методики пошуково-розвідувальних робіт*. Це дасть змогу вибрати найперспективніші об'єкти пошуку й підвищити ефективність ГРП.

Методика пошуку вуглеводнів у БК принципово відрізняється від пошуку покладів у горизонтально побудованих пастках осадового чохла. Тому нині, коли панує антиклінальна теорія пошуку родовищ нафти й газу, поклади в БК виявляють з *левою часткою випадковості*. Зазначимо, що пошуки вуглеводнів у БК більш подібні до пошуку тих жильних корисних копалин, скупчення яких пов'язані зі стрімконахиленими рудними тілами. Таким чином, зональні й локальні критерії їхнього пошуку ще чекають на своє розв'язання, бо на сьогодні у світовій практиці немає загальноприйнятих науково обґрунтованих прийомів пошуку родовищ у покрівельній частині ДФ. Попередньо цю методику можна намітити за розумною аналогією з критеріями пошуку рудних копалин *гідротермально-метасоматичного генезису*. Їм, як і формуванню покладів вуглеводнів у БК1, притаманний імпульсивний характер живлення глибинних потоків ВВ-флюїдами, що проникають у розуцільнені приповерхневі породи ДФ і зумовлюються тектонічною тріщинуватістю в зонах флюїдопровідних порушень. Разом з тим вимоги до обґрунтування пошукових критеріїв для вуглеводнів мають бути жорсткішими, бо, на відміну від зруденінь, ВВ-сировина *рухома й вимогливіша до умов консервації скупчень*.

Покрівельну частину ДФ потрібно розбурювати *із суцільним відбором керна*. Це слушно не тільки для вивчення оцінки нафтогазонасійності БК1, але й для виявлення можливих рудопроявів. Безумовно, що зруденіння, які виявить свердловина на відносно великих глибинах, сьогодні практичного значення не матимуть, але в

майбутньому з'являться ефективні технології їхнього видобутку. Наприклад, уже нині є ефективна технологія підземного вилуговування, за якої вилучення урану з руди сягає 70–95 % [1]. Цікаво, що на Девладівському й Братському родовищах руди складені не тільки мінералами настурану, уранініту та кофініт-неадаквіту, але й *урановмісними твердими бітумами нафтового ряду*. Отже, із сьогоденнішим темпом науково-технічного прогресу, коли ще недавні фантастичні проекти вже мають реальне технологічне втілення, набувають пошукового інтересу жильно-штоковкові й метасоматичні типи уранової мінералізації, золотоносних сульфатних руд гідротермального генезису, рідкоземельних металів та інших корисних копалин, які вже виявлено на Українському щиті. Автор упевнений, що притаманна українцям хазяйновитість, прагматизм, здатність швидко знаходити правильні нетрадиційні рішення (усупереч вузькоспеціалізованому мисленню) стануть запорукою швидкого економічного зростання України.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Анисимов В. А. Закономерности локализации, прогнозные критерии и поисковые признаки уранового оруденения гидротермального жильно-штоковкового типа в породах фундамента Украинского щита (модель месторождения)//36. наукових праць УкрДГРІ. – 2005. – № 1. – С. 33–36.*
2. *Багдасарова М. В. Роль гидротермальных процессов при формировании коллекторов нефти и газа//Геология нефти и газа. – 1997. – № 9. – С. 42–46.*
3. *Всеволожский В. А. Флюидодинамика (гидродинамика) нефтегазонасных бассейнов/ В. А. Всеволожский, В. И. Дюнин, А. В. Корзун//Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 118–120.*
4. *Дзюбенко О. І. Газоконденсатні флюїди порід кристалічного фундаменту ДДЗ/ О. І. Дзюбенко, І. В. Кайєва//Мінеральні ресурси України. – 1999. – № 1. – С. 26–30.*
5. *Дзюбенко О. І. Прогнозування типу вуглеводневих покладів у Дніпровсько-Донецькій западині/О. І. Дзюбенко, І. В. Кайєва, В. І. Гончаренко//Мінеральні ресурси України. – 2002. – № 1. – С. 28–32.*

6. *Кабышев Б. П.* История и достоверность прогнозов нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины (гносеологический анализ). – Киев: УкрГГРИ, 2001. – 380 с.

7. *Лебідь В. П.* Деякі концептуальні питання умов та механізму формування базальних товщ на бортах ДДР у зв'язку з їх нафтогазоносністю//Збірник “Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології”. – Київ, 2000. – Т. 2. – С. 173–178.

8. *Лебідь В. П.* Будова вторинних резервуарів та особливості пошуку нафтогазоносних пасток у кристалічному фундаменті на структурах юліївського типу//В. П. Лебідь, О. Ю. Лукін, В. В. Макогон та інші//Зб. наукових праць УкрДГРІ. – 2007. – № 2. – С. 279–287.

9. *Лебідь В. П.* Модель дорозвідки Качанівського й Рибальського родовищ//Зб. наукових праць УкрДГРІ. – 2012. – № 4. – С. 40–49.

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//Зб. наукових праць УкрДГРІ. – 2014. – № 2. – С. 61–75.

11. *Лебідь В. П.* Про сприятливі передумови нафтогазоносності базогенного комплексу в Дніпровсько-Донецькому розсуві. Стаття 1. Передбачуваний механізм нафтогазо накопичення та занурення базогенного комплексу//В. П. Лебідь//Нафтогазова галузь України. – 2016. – № 1. – С. 19–22.

12. *Лебідь В. П.* Про сприятливі передумови нафтогазоносності базогенного комплексу в Дніпровсько-Донецькому розсуві. Стаття 2. Особливості формування природних резервуарів у базогенному комплексі//В. П. Лебідь//Нафтогазова галузь України. – 2016. – № 2. – С. 13–16.

13. *Лебідь В. П.* Про особливості освоєння нового напрямку геологорозвідувальних робіт у Східному регіоні України. Стаття 1. Об'єктивні складності картування базогенного комплексу//Мінеральні ресурси України. – 2016. – № 3. – С. 8–14.

14. *Лебідь В. П.* Особливості пошуку вуглеводнів у нижньому нафтогазоносному комплексі для різних субрегіонів Дніпровсько-Донецького розсуву. Стаття 3. Особливості пошуку вуглеводнів на плечах Дніпровсько-Донецького розсуву//Мінеральні ресурси України. – 2016. – № 2. – С. 34–41.

15. *Лукін О. Ю.* До питання про генерації нафти і фази нафтогазо накопичення в басейнах України//О. Ю. Лукін, Л. В. Курилюк//Мінеральні ресурси України. – 1997. – № 3. – С. 18–21.

16. *Лукін А. Е.* Инъекции глубинного углеводородно-полиминерального вещества в глубоководные породы нефтегазоносных бассейнов: природа, прикладное и гносеологическое значение//Геологический журнал. – 2000. – № 2. – С. 21–32.

17. *Порфир'єв В. Б.* Нові ресурси нафтової розвідки//В. Б. Порфир'єв, В. І. Созанський//Вісник АН УРСР. – 1969. – № 8. – С. 32–40.

18. *Порфир'єв В. Б.* Проблемы поиска нефтяных и газовых залежей в докембрийском фундаменте ДДВ//В. Б. Порфир'єв, В. Б. Соллогуб, В. П. Клочко, А. Ф. Шевченко//Проблемы геол. и геохим. эндогенной нефти. – Киев: Наукова думка, 1975. – С. 178–196.

REFERENCES

1. *Anisimov V. A.* Localization patterns, forward-looking criteria and search features uranium mineralization hydrothermal vein-stockwork type in basement rocks Ukrainian Shield (deposits of model)//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2005. – № 1. – P. 33–36. (In Russian).

2. *Bagdasarova M. V.* The role of hydrothermal processes in the formation of oil and gas reservoirs//Geologija nefiti i gaza. – 1997. – № 9. – P. 42–46. (In Russian).

3. *Vsevolzhskij V. A.* Fluid dynamics (hydro dynamics) oil and gas basins//V. A. Vsevolzhskij, V. I. Djunin, A. V. Korzun//Novye idei v geologii i geohimii nefiti i gaza. – Moskva: GEOS, 2002. – P. 118–120. (In Russian).

4. *Dziubenko O. I.* Condensate fluids crystalline basement rocks PPD//O. I. Dziubenko, I. V. Kajieva//Mineralni resursy Ukrainy. – 1999. – № 1. – P. 26–30. (In Ukrainian).

5. *Dziubenko O. I.* Prediction type of hydrocarbon deposits in the Dnieper-Donets Basin//O. I. Dziubenko, I. V. Kajieva, V. I. Honcharenko//Mineralni resursy Ukrainy. – 2002. – № 1. – P. 28–32. (In Ukrainian).

6. *Kabyshv B. P.* History and the accuracy of the forecasts oil and gas traps in the Dnieper-Donets Basin (epistemological analysis). – Kiev: UkrDGRI, 2001. – 380 p. (In Russian).

7. *Lebid V. P.* Some conceptual issues conditions and mechanism of formation of fat on the sides of the basal DDR due to their oil and gas presence//Zbirnyk “Teoretychni ta prykladni problemy naftohazovoi heolohii”. – Kyiv, 2000. – Vol. 2. – P. 173–178. (In Ukrainian).

8. *Lebid V. P.* Secondary structure features of reservoirs and finding oil and gas traps in the crystalline basement structures on iuliivskoho type//V. P. Lebid, O. Yu. Lukin, V. V. Makohon ta

in.//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2007. – № 2. – P. 279–287. (In Ukrainian).

9. *Lebid V. P.* Model exploration fields Kachanivskoho and Rybalskoho//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2012. – № 4. – P. 40–49. (In Ukrainian).

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

11. *Lebid V. P.* On favorable conditions for oil and gas complex base Dnieper-Donets sliding. Article 1. Features of formation in natural reservoirs base complex//Naftohazova haluz Ukrainy. – 2016. – № 1. – P. 19–22. (In Ukrainian).

12. *Lebid V. P.* On favorable conditions for oil and gas complex base Dnieper-Donets sliding. Article 2. Features of formation in natural reservoirs base complex//Naftohazova haluz Ukrainy. – 2016. – № 2. – P. 13–16. (In Ukrainian).

13. *Lebid V. P.* On peculiarities of development of new directions of exploration work in the eastern region of Ukraine. Article 1. Objective difficulties mapping base complex//Mineralni re-

sursy Ukrainy. – 2016. – № 3. – P. 8–14. (In Ukrainian).

14. *Lebid V. P.* Features finding hydrocarbons in the lower oil and gas sector for the various sub-Dnieper-Donets sliding. Article 3. Features finding hydrocarbons on the shoulders of the Dnieper-Donets sliding//Mineralni resursy Ukrainy. – 2016. – № 2. – P. 34–41. (In Ukrainian).

15. *Lukin O. Ju., Kuryliuk L. V.* On the generation of oil accumulation phase virgins, oil and gas basins of Ukraine//Mineralni resursy Ukrainy. – 1997. – № 3. – P. 18–21. (In Ukrainian).

16. *Lukin A. E.* Injections of deep hydrocarbonpolyminerals in rocks of deep oil and gas basins: the nature, application and epistemological value//Geologicheskij zhurnal. – 2000. – № 2. – P. 21–32. (In Russian).

17. *Porfyriev V. B.* New oil resources exploration//V. B. Porfyriev, V. I. Sozanskyj//Visnyk AN URSS. – 1969. – № 8. – P. 32–40. (In Ukrainian).

18. *Porfyrev V. B.* Search Problems of oil and gas deposits in the Precambrian basement DDV//V. B. Porfyrev, V. B. Sollogub, V. P. Klochko, A. F. Shevchenko//Problemy geologii i geohimii jendogennoj nefii. – Kiev: Naukova dumka, 1975. – P. 178–196. (In Russian).

Рукопис отримано 5.09.2016.

В. П. Лебедь, Украинский государственный геологоразведочный институт
vplebid@ukr.net, ORCID-0000-0003-3587-8852

ОСНОВНЫЕ ФОРМАЛИЗОВАННЫЕ МОДЕЛИ ЛОВУШЕК В БАЗОГЕННОМ КОМПЛЕКСЕ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОГО РАЗДВИГА

В прогнозно-понятийном контексте приведены основные формализованные модели ловушек Л2 в верхнем (БК2 – континентальная кора выветривания, базальные слои осадочного чехла), Л1 в нижнем (БК1 – кровельный разрез докембрийского фундамента (ДФ)) базогенных комплексах, а также ловушек Л1+2, которые захватывают весь нефтегазоносный комплекс и, как считает автор, характерны для Днепровско-Донецкого раздвиг (ДДР). Для БК2 приведены примеры прогноза Л2 на северных склонах Хмелевского, Будновского и Безлюдовского выступов ДФ, где можно даже определить фазовый состав искомой залежи. Автор полагает, что успешный поиск в БК2 клиноформных ловушек станет весомым резервом для открытия новых месторождений. Показано, что Л1 – небольшие по площади, но имеют значительное вертикальное распространение. Залежи в них чаще всего расположены ассиметрично осадочным. Еще более высокий этаж нефтегазоносности имеют грибовидные ловушки Л1+2, в строении которых принимают участие сложно взаимосвязанные коллекторы, флюидоупоры и проводящие толщи. Сейчас отсутствуют научно обоснованные поисковые критерии продуктивных ловушек в БК1. Предварительно их можно наметить за аналогией с поисками рудных месторождений гидротермально-метасоматического генезиса, для которых также характерны интенсивные движения глубинных потоков питания, что пронизывают разуплотненный ДФ. Но в отличие от рудных тел, ВВ-флюиды подвижны и поэтому более требовательны к условиям консервации залежей.

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

V. P. Lebid, Ukrainian State Geological Research Institute

vplebid@ukr.net, ORCID-0000-0003-3587-8852

KEY FORMALIZED MODEL TRAPS IN THE BASE COMPLEX DNEIPER-DONETS SLIDING

Resulted in forecast-conceptual context basic (generalized) formalized model traps L2 at the top (BK2 – continental weathering crust, basal layers of sedimentary rock), L1 at the bottom (BK1 – Roofing cut Precambrian crystalline basement (DF)) basic sub and traps L1 + 2 which cover all the oil and gas complex, as the author believes to be characteristic of the Dnieper-Donets sliding (DDR). An example of prediction L2 on the southern slopes Khmelivska, Budnivskoho Bezliudivskoho performances and DB where you can even determine the likely desired phase state deposits. The author considers that a successful search BK2 klynoform traps on the slopes of the basement will be important reserve discovery of new deposits. It is shown that L1 would be small in size but with significant vertical strike. Put them most often are placed asymmetrically sedimentary. Even higher oil and gas industry with over fungous L1 + 2, in the structure involving difficult sorted collectors stops and leading strata. At present there are no generally accepted evidence-based search criteria productive traps in BK1. Previously they can identify the right search criteria similar to ore deposits of hydrothermal-metasomatic genesis, which is also typical heavy traffic flows underlying power that permeate tectonic fracturing is not dense DB. But, unlike the ore bodies, BB-moving raw materials and therefore more demanding in terms of conservation clusters.

Keywords: base oil and gas complex, unconventional traps Precambrian bedrock, deep hydrocarbons, search facilities.