УДК 553.981/982.04

В. П. ЛЕБІДЬ, канд. геол.-мінерал. наук (УкрДГРІ)

ОСОБЛИВОСТІ ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ У НИЖНЬОМУ НАФТОГАЗОНОСНОМУ КОМПЛЕКСІ ДЛЯ РІЗНИХ СУБРЕГІОНІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО РОЗСУВУ

СТАТТЯ 1. ОСОБЛИВОСТІ ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ У ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОМУ СУБРЕГІОНІ

"Геологічна галузь і створена нею мінерально-сировинна база є запорукою національної та енергетичної безпеки держави, її політичної незалежності."
(С. В. Гошовський, головний редактор журналу "Мінеральні ресурси України", 2014, № 2)

За результатами систематизації та узагальнення фактичного матеріалу для північного заходу Дніпровсько-Донецького розсуву запропоновано структурно-тектонічну класифікацію виступів кристалічного фундаменту. Геодинамічні умови шарнірного замикання розсуву були сприятливими для виникнення численних виступів, що складають майже половину субрегіону. Наведено типізацію нетрадиційних пасток, доведено, що продуктивні нетрадиційні природні резервуари в нижньому нафтогазоносному комплексі (НК) як ендогенного, так і екзогенного генезисів будуть розміщені на схилах докембрійських виступів, які за певних обставин слугують шляхами живлення глибинними ВВ-флюїдами. Передбачається, що в субрегіоні варто очікувати відкриття в основному нафтових покладів. Виділено першочергові й другочергові ділянки їх пошуку. Для НК започатковано нову методику пошуку продуктивних нетрадиційних природних резервуарів на схилах виступів за допомогою похило спрямованих свердловин, які здатні більш ефективно одночасно розкрити декілька різних за генезисом продуктивних об'єктів. Очікується, що цей напрям геологорозвідувальних робіт забезпечить у субрегіоні суттєве й швидке поповнення запасів нафти, бо продуктивні пастки будуть розміщені на глибинах, які здебільшого не перевищуватимуть 5 000 м.

Ключові слова: *виступи фундаменту, облямування схилів, типи пасток, перспективні об'єкти, глибинні вуглеводні.*

V. P. Lebed, *Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Senior Research Fellow Ukrainian State Geological Research Institute*

SEARCH FEATURES LOWER PETROLEUM HYDROCARBONS IN THE COMPLEX FOR DIFFERENT SUBREGIONS DNIEPER-DONETS SLIDING Article 1. Features finding hydrocarbons in the north-western sub region

As a result of systematization and generalization of actual material for the north-west of the Dnieper-Donetsk sliding proposed structural and tectonic classification performances of the crystalline basement. Geodynamic hinged locking sliding conditions were favorable for the emergence of numerous engagements which make up almost half of the sub region. Present typing unconventional traps that have productive unconventional natural oil and gas reservoirs in the lower complex (IPC) as endogenous and exogenous genesis will be located on the slopes of Precambrian speech, which under certain circumstances serve as supply routes deep BB fluids. It is assumed that in the sub-region should expect opening in the main oil deposits. The selected priority areas and minor their search. For NC launched a new methodology for finding productive unconventional natural reservoirs on the slopes performances using wells, which are able to more effectively simultaneously reveal several different genesis productive facilities. It is expected that this trend will provide geological prospecting in the sub region significant and rapid replenishment of oil reserves for productive traps will be placed at depths that not exceed 5 000 meters.

Keywords: *foundation flange, enveloping of slopes, types of traps, potential objects, deep hydrocarbons.*

Передумови й специфіка вирішення проблеми нафтогазоносності докембрію

Ще в XX ст. видатні дослідники надр України (як науковці, так і виробничники) звертали увагу на проблему нафтогазоносності докембрію в Дніпровсько-Донецькому розсуві (ДДР). Значний (якщо не вирішальний) вплив на активне вивчення нафтогазоносності кристалічного фундаменту (КФ) мала академічна наука, зокрема вчених школи академіка В. Б. Порфір'єва разом з його послідовниками та однодумцями (Г. Н. Доленко, В. Ф. Лінецький, В. А. Краюшкін, С. І. Субботін, Е. Б. Чекалюк, І. І. Чебаненко та ін.). За їх ініціативою та участю не тільки публікувалися наукові праці, де розглядалися теоретичні та практичні аспекти пошуку вуглеводнів у КФ, але й за їх кураторства виконувалися певні обсяги геологорозвідувальних робіт (ГРР), наприклад на північному плечі розсуву. Інтерес до розв'язання цієї проблеми не зник і в XXI ст., хоча вирішення її нині значно гальмується відсутністю в ДДР цілеспрямованих ГРР. Так, останніми роками опублікована низка статей О. Ю. Лукіна [15, 16], де розглянуті теоретичні основи моделювання нафтогазоносності вторинно розущільнених резервуарів (ВРР) докембрію.

Без праць попередників, де започатковані наукові основи для розв'язання проблем нафтогазоносності докембрію, автору було б складно *обґрунтувати практичне завдання пошуку покладів вуглеводнів (ВВ)* на північному заході ДДР (Деснянському грабені за В. К. Гавришем), який упевнено виділяється за геофізичними полями [1]: у геотермальному полі він характеризується позитивною аномалією теплового потоку, а в гравітаційному – чіткою Чернігівською аномалією сил тяжіння. З його розгляду й розпочинається публікація циклу статей про перспективи нафтогазоносності утворень НК – приповерхневий розріз КФ, схилові відклади та теригенно-карбонатно-глинисті осадки підсольового девону. Ґрунтуються вони на аналізі фактичного матеріалу, що стосується як нафтогазоносності, так і будови ДДР. Причому матеріали розглянуті з позицій *тектоніки літосферних*

© В. П. Лебідь, 2015, с. 22–29

плит і дуалістичної гіпотези походження вуглеводнів, коли пріоритетну роль у формуванні покладів відіграють глибинні вуглеводні.

Зазначимо, що окремі практичні питання пошуку нафтогазоносносних пасток у докембрії північного заходу ДДР автор уже розглядав у статтях [2, 6, 8], які були опубліковані впродовж 2007–2010 років. У першій статті [6] основна увага була привернута на вивчення *глибинної будови докембрійських виступів кристалічного фундаменту* (ВКФ). Крім того, розглянуто аналогову модель продуктивної пастки на північному плечі ДДР та побічні ознаки нафтогазоносності схилів ВКФ. Друга публікація [8] присвячена аналізу тектоноседиментаційних чинників, які виникли внаслідок дії взаємопов'язаних *пасткоформуючих процесів на схилах ВКФ*. У кінцевому підсумку це й привело до парагенезису резервуарів з принципово різними за генезисом і речовинним складом утвореннями НК. І нарешті, у третій публікації [2], що написана разом зі співавторами, головна увага акцентована, виходячи з положень абіогенної гіпотези генезису вуглеводнів, на розгляді принципової *моделі вірогідного формування нафтогазоносних пасток* на Чернігівщині. Стаття, що запропонована нині, ґрунтується як на результатах подальшого розвитку й узагальнення попередніх напрацювань, так і на розгляді нових доказів нафтогазоносності докембрію. Ураховуючи фазовий стан вуглеводнів як на сході субрегіону, так і родовищ Прип'ятського прогину (ПП), шукані в НК поклади, найвірогідніше, будуть *нафтовими*. Основний месидж статті полягає у твердженні, що на крайньому північному заході *НК є єдиним перспективним комплексом для пошуку покладів* ВВ. Очікується, що головні відкриття будуть пов'язані з нафтовими покладами *у ВРР та олістостромклиноформних пастках на схилах ВКФ*. Наведемо докази на користь обґрунтування нової парадигми пошуку продукції вуглеводневої в нетрадиційних пастках НК.

Чому в субрегіоні варто шукати не "девонську", а "докембрійську" нафту

Результати попередніх і перспективи майбутніх ГРР. У 60-ті роки XX ст. серед геологів панувала впевненість (особливо після позитивних результатів пошуку в ПП), що на північному заході ДДР існує *"девонське море" нафти*. Посилаючись на органічний генезис вуглеводнів і виходячи з антиклінальної теорії нафтогазоносних пасток, для пошуку цієї нафти було пробурено понад 200 свердловин. Але ГРР так і не увінчались успіхом, хоча в девонських відкладах виявлені не тільки численні нафтобітумопрояви (окислені нафти й бітуми з низькими фільтраційно-ємнісними властивостями), але й породи, насичені рухомою нафтою (сверд. Грибово-Руднянська-1), та навіть непромислові її припливи (сверд. Кинашівська-3, -5; Ядутівська-1). Ці нафтопрояви зазвичай фіксувалися над схилами ВКФ [6, рис. 3] і були приурочені до тріщинуватих вапняків і пісковиків, де субвертикальні тріщини й тріщини нашарування найчастіше заповнені темно-коричневою густою нафтою або чорними примазками бітуму.

Відсутність на північному заході ДДР покладів ВВ у девонських відкладах пояснюється декількома причинами. Прибічники органічної гіпотези генезису вуглеводнів вважають, що це пов'язане з насиченням розрізу ефузивами, які частково або повністю знищили органічну речовину. Але таке тлумачення не має чітких доказів і зовсім не узгоджується з молодим віком покладів. Безперспективність склепінних пасток більш переконливо *пояснюється відсутністю в девонських породах необхідних ємнісних властивостей*. Здавалось би, якщо в ПП, де за осадово-міграційною гіпотезою продуктивні девонські породи мають подібні Деснянському грабену нафтогазоматеринські властивості, то й тут ці відклади мають бути продуктивними. Та це не так, бо на північному заході ДДР існує принципова *різниця в стилі блокової тектоніки КФ*. Будова докембрію в ПП за композицією палеорельєфу більш подібна мобільному схилу північного плеча ДДР. У них спостерігається певна морфогенетична схожість – формуються вузькі видовжені горст-антикліналі: Речицька, Мозирська, Шестовицька (у ПП) та Юліївська, Скворцівська, Наріжнянська (на північному плечі ДДР) [8]. Це й привело до таких палеогеографічних обставин, коли (при всіх різноманітностях розрізів) *у ПП структуроформуючою солянокупольні антиклінальні підняття є верхня соленосна товща й домінували тріщинуваті карбонатні колектори, а в ДДР – активна нижня соленосна товща та розвинуті теригенні колектори, які вглиб стрімко втрачали свої ємнісні властивості.*

Більшість геологів, зважаючи на низьку акумулятивну властивість девонських склепінь, а для нижньокам'яновугільних пасток – незадовільну гідрогеологічну закритість, усю західну частину субрегіону зараховує до безперспективних або малоперспективних земель. Лише окремі дослідники не так категоричні, що якоюсь мірою й показано на карті щільності нерозвіданих ресурсів (рис. 1), бо вони передбачали розвиток продуктивних ЛСК-пасток на моноклінальних схилах. Так, Б. П. Кабишев пропонував шукати їх на схилі Ніжинського нафтогенеруючого прогину, що межує з Брусилівсько-Кошелівським ВКФ [4]. Територіально цей напрямок в основних рисах правильний, бо прогини, як завжди, примикають до схилів ВКФ, які, за нашим уявленням, часто є зонами живлення глибинними ВВ-флюїдами. Але такі роботи варто вести *з другою мотивацією та діапазоном пошуку*, бо пропонується вивчати нетрадиційні пастки із зовсім іншим характером ємнісно-фільтраційних властивостей. Отже, якщо не спрацювала класична ідеологія відкриття родовищ, яка ґрунтується на трьох положеннях: органічній гіпотезі походження вуглеводнів, антиклінальній теорії продуктивних пасток і сейсморозвідці як інструменту їх пошуку, то *логічно запропонувати*, виходячи з аналізу фактичного матеріалу й теоретичних напрацювань дуалістичної гіпотези походження вуглеводнів, *принципово іншу модель нафтогазонакопичення НК глибинними вуглеводнями*. Відомо, що будь-який новий пошуковий месидж (подібно пошуку істини) завжди складається з трьох етапів пізнання: перший – "яка нісенітниця – пошук покладів ВВ у докембрії", другий – "у цьому щось є", третій – "а хто цього не знав?". Мрія геологів-розвідників про "море девонської нафти на Чернігівщині" може нині здійснитись, але не завдяки девонської нафти, а *нафти в докембрії*. Ця ідея наразі сприймається дослідниками, як нам здається, на рівні між другим і третім етапами пізнання. Щоб підвищити цей рівень довіри, наведемо нові докази та зробимо обґрунтованіші узагальнення щодо особливостей пошуку покладів нафти в НК.

Геодинамічні особливості формування ВКФ і заповнення їх ВВ-флюїдами. В умовах шарнірного замикання розсуву геодинамічний режим занурення ДДР характеризується контрастними тектонічними рухами, які в девонський час проявляються високоамплітудними виступами й глибокими прогинами. Основними елементами глибинного механізму занурення, які формують структури, виступають північні й південні *пришовні та приосьові* й центральні *осьові лістрич-*

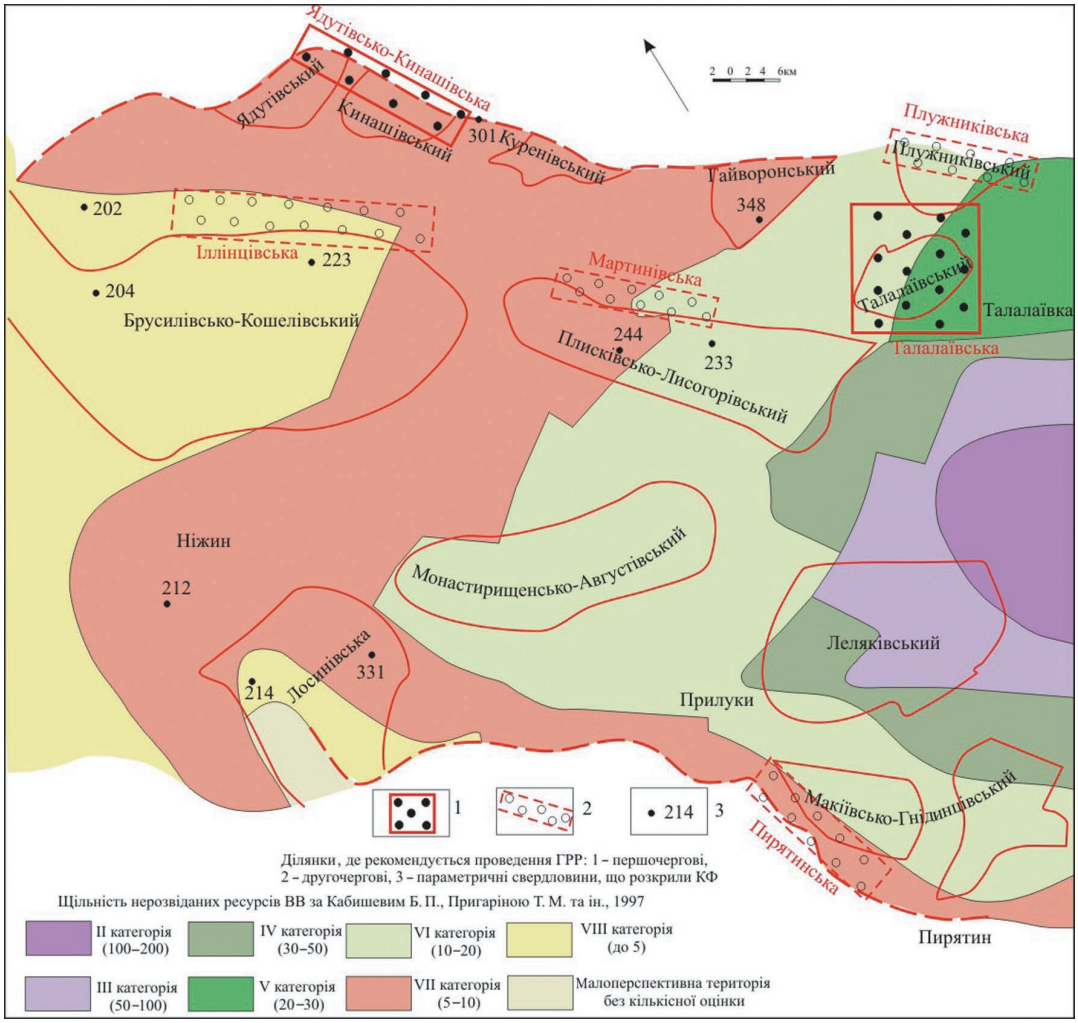


Рис. 1. Розміщення перспективних ділянок пошуку нетрадиційних пасток у НК щодо полів щільностей нерозвіданих ресурсів вуглеводнів
Ділянки, де рекомендується проведення ГРР: 1 – першочергові, 2 – другочергові; 3 – параметричні свердловини, що розкрили КФ

ні повздовжні мезоблоки. Це дещо проблематично виділені мезоблоки, бо більшість розломів, які їх обмежують, з часом процесами інверсії були значно знівельовані або замасковані солянокупольними структурами й мають не тільки взаємно збалансовану кінематику, але й характерне лише їм функціональне енергетичне навантаження, що й покладене в основу запропонованої структурно-тектонічної класифікації ВКФ (рис. 2). Пришовні й приосьові мезоблоки, будучи розміщеними симетрично простяганню ДДР, почергово ступінчасто сповзали (періодично клинячись) у напрямку від периферії до осі розсуву. Їх занурення відбувалось і в меридіональному напрямі із заходу на схід. Причому поперечне опускання часто зіставляється з "ренесансом" древніх докембрійських ортогональних розломів Сарматського щита й особливо в смузі протерозойської колізії, де на сході субрегорну в тілі розсуву виділяється [5] Прилуцько-Талалаївська поперечна структура, що межує з центральною частиною ДДР.

Таке ступінчасто-почергове відколювання й сповзання блоків у двох протилежних напрямках привело до виникнення на північно-західному шарнірному замиканні розсуву майже 20-ти різновеликих складно побудованих ВКФ, які практично займають половину площі субрегіону. Широкий розвиток ВКФ у цій частині ДДР пояснюється тим, що коли значно зменшується заглиблення розсуву, то виступи виконують роль елементів стримування процесу занурення. Геодинамічні режими формування різних типів ВКФ (рис. 2) визначалися способом розрахунку, який ми впровадили [10], коли тангенціальні напруги на поверхні кристалічного ложа характеризуються як вектором, так і числовою величиною. Виділено три принципово різні геодинамічні поля: *фронтальне, конфронтальне та буферне* [5]. З *пришовними ВКФ*, що почали першими занурюватися, зіставляється фронтальне поле, вектор напруженості якого спрямований убік осі розсуву. З *осьовими антетичними* (за В. А. Разніциним, це блоки КФ, що клиняться й занурюються пізніше) *виступами* пов'язане конфронтальне поле тангенціальних напруг. Його вектор може мати напрямок як убік північної, так і південної пришовних зон. Між фронтальним і конфронтальним фіксується третє поле – буферне, яке зіставляється з *приосьовими ВКФ* і де вектори тангенціальної напруги найчастіше субпаралельні простяганню ДДР. Дещо відособлені *мисоподібні ВКФ (*за В. К. Гавришем, діагональні флексурні перегини), формування яких пов'язане з протидією заглибленню розсуву оновлених рухів нижньопротерозойської склачастості. Крім тектонічної приуроченості й характерних рис геодинамічного режиму, у класифікації (рис. 2) узагальнені також дані про морфологічну вираженість і пріоритетне простягання різних структурно-тектонічних типів ВКФ.

Корові регіональні лістричні скиди є не тільки основними елементами занурення й синхронного розширення ДДР, але й можливими шляхами підтоку вуглеводневих флюїдів. Тріщинуваті зони цих розломів живляться флюїдами ВВ із субгоризонтальних деструктивних (розущільнених) смуг, які розміщені у верхній частині континентальної кори й де накопичується глибинний метан і генерують рідкі вуглеводні. У попередніх роботах і зокрема в роботі [9] уже доводилося,

Рис. 2. Структурно-тектонічна класифікація виступів кристалічного фундаменту

Структурно-тектонічні типи ВКФ	Тектонічна приуроченість	Пріоритете простягання	Структурна вираженість	Градація (порядок) розмірів ВКФ	Характерні риси геодинамічного режиму	Типові приклади виступів
Пришовні	Пришовні лістричні мезоблоки кристалічного фундаменту	Субмеридіональне, субширотне	Геміантикліналі, що примикають до крайових розломів	IV	Фронтальне поле тангенційних напруг кристалічного фундаменту	Плужниківський Кинашівський Гайворонський Лосинівський
Приосьові	Приосьові лістричні мезоблоки кристалічного фундаменту	Субширотне	Виступи антиклінального й горст-антиклінального типів	IV-III	Буферне поле тангенційних напруг кристалічного фундаменту	Леляківський Талалаївський Артюхівський Анастасіївський
Осьові	Осьові лістричні мезоблоки кристалічного фундаменту	Субширотне	Тектонічно обмежені антетичні виступи	II	Конфронтальне поле тангенційних напруг; на крайньому північному заході – зона відносного стиснення фронтальних полів	Брусилівсько-Кошелівський
Мисоподібні	Зона "ренесансу" нижньопротерезойської складчастості (Білоцерківсько-Одеська гілка колізії)	Субмеридіональне	Діагональні флексури з диз'юнктивно ускладненими крилами	IV-III	Взаємодія еквіпотенційних полів тангенційних напруг з "ренесансом" нижньопротерезойської складчастості	Жеведський Хрещатинський Городищанський Чемерський

що схили ВКФ, особливо якщо формування їх відбувалося в зоні простягання регіональних лістричних розломів або споріднених з ними другорядних порушень, є транспортними коридорами для глибинних ВВ-флюїдів. Те, що шляхи вертикальної міграції абіогенних вуглеводнів пов'язані не із склепіннями ВКФ, а їх схилами, підтверджується тим, що над схилами ВКФ родовища, порівняно із склепінними, мають *підвищені модульні значення пластових тисків, температур та коефіцієнтів нафтогазонасиченості* [12, рис. 4]. Ці геодинамічні показники покладів і свідчать на користь заповнення пасток з диз'юнктивних схилів ВКФ первинно-високонапірними та високотемпературними ВВ-флюїдами.

Можливі морфогенетичні типи продуктивних пасток. Принциповою відмінністю північно-західного субрегіону є те, що він розміщений у зоні центриклінального замикання розсуву. Припускається [17], що ін'єкція глибинної вуглеводневої речовини ("нафти Чекалюка"), яка відбулася на рубежі крейди-палеогену, досягла глибини мінус 3 800 м. Такий гіпсометричний рівень на крайньому заході ДДР зіставляється із зоною вірогідного розущільнення КФ, яке міститься на 200–300 м нижче поверхні докембрію. У субрегіоні 67 свердловин розкрили приповерхневий розтин фундаменту. Але навіть непродуктивні припливи з докембрію (мінералізовану воду, інколи з розчиненим газом) отримано всього в семи свердловинах, а прояви нафтогазоносності лише у сверд. Ріпкинська-219, де при газовому каротажі (інтервал 2 850–2 900 м) виявлені збільшені концентрації метану [6]. На жаль, ні одного лабораторного аналізу ємнісних властивостей кернів у свердловинах, де отримані в КФ припливи пластової води, не було зроблено. На думку автора, від'ємні результати нафтоносності КФ пояснюються тим, що, *по-перше*, жодна свердловина не бурилася з цільовим завданням пошуку вуглеводнів у КФ, *по-друге*, майже всі вони не подолали поверхневу щільну перемичку і, *по-третє*, свердловини не були зосереджені в перспективних місцях пошуку вуглеводневих пасток [11].

Те, що *продуктивні пастки необхідно шукати на схилах ВКФ,* витікає як з розгляду енергетики вуглеводневих природних систем у нижньокам'яновугільних родовищах субрегіону, так і з приуроченості (беручи до уваги принцип геологічних аналогій) продуктивних розрізів КФ до тріщинуватих природних зон [11]. Формування в докембрії вторинних порід-колекторів відбулося завдяки тектонічно-кесонному розущільненню субстрату з накладеними на нього низькотемпературно-гідротермальними метасоматичними змінами, часто з ознаками фінального розчинення карбонатів (сверд. Юліївська-2). У класифікації продуктивних резервуарів (рис. 3) з певною часткою умовності виділені *штокверкові й жильні* пастки [7]. Можливе заповнення їх вуглеводнями (ін'єкція ВВ-флюїдами) пов'язане з імпактними подіями, що відбулися на рубежі крейди-палеогену, коли пастки стали "прозорими" для проникнення глибинних флюїдів [17]. Ці пастки являють собою тупикові субвертикальні ВРР, у яких латеральним екраном слугують нетріщинуваті породи КФ чи покривні зони його цементації, а боковим – щільні стінки докембрію. Для штокверково-жильних пасток типова складно упорядкована внутрішня їх будова. Вона складена дискретними тілами, що мають різні петрофізичні властивості (щільні КФ, провідні субвертикальні зони, вторинні породи-колектори). Пустотний простір пасток формується в основному завдяки тріщинним метасоматично зміненим колекторам, які можуть вміщувати великі запаси ВВ [11]. Передбачається, що в субрегіоні варто очікувати (виходячи з фазового стану ВВ у кернах) відкриття в основному *нафтових покладів*. Наступні в класифікації (рис. 3) *гравітектонічні* пастки, що виникли в результаті руйнування ВКФ і маскування (вирівнювання) його схилів піщано-грубоуламковими аркозами. Вони приурочені до підніжжя виступів і мають олістострром-клиноформний абрис. Надійною їх покришкою є нижньосольові девонські відклади. Схилові пастки складені колекторами тріщинного, порового, кавернозного та змішаного типів. І нарешті, останнім перспективним природним резервуаром на схилах ВКФ є замкнуті контури *ЛСК-пасток*, що виникли під час клинення девонських підсольових відкладі (рис. 3). Колекторські властивості цих порід інколи оцінюються досить високо [19]. Отже, з вищенаведеного випливає, що на північному сході ДДР є не тільки велика кількість ВКФ, але й існують сприятливі умови для формування на їх схилах продуктивних (в основному нафтових) пасток. Наведемо конкретні приклади ділянок, де, найвірогідніше, можна *виявити продуктивні пастки й підготувати їх до глибокого буріння*.

Рис. 3. Типізація нетрадиційних пасток на схилах виступів кристалічного фундаменту

Морфогенетичні типи нетрадиційних пасток	Геодинамічні чинники формування	Діапазон розвитку	Характерні структурні риси пасток	Пріоритетні типи колектора	Основні покришки (флюїдоупори)
Літологічно обмежені та тектонічно екрановані	Клинення та тектонічне обмеження цокольних шарів осадового чохла на схилах ВКФ	Девонські підсольові відклади	Пастки замкнутого контура на моноклінальних схилах ВКФ	Порові, тріщино-кавернозні	Нижньосольові девонські відклади
Гравітектонічні	Вирівнювання палеорельєфу	Схилові відклади (продукти руйнування ВКФ)	Пастки олістостром-покривного виду	Тріщинні, кавернозні	Нижньосольові девонські відклади
Штокверкові, жильні	Вторинне розущілення КФ (тріщинуватість, гідротермально-метосоматичні процеси)	Приповерхневий розріз кристалічного фундаменту	Тупикові субвертикальні пастки у розущіленому фундаменті	Тріщинні, метасоматично ускладнені	Латеральний флюїдоупор – щільний КФ чи покривна зона цементації КФ Боковий – стінки щільного КФ

Вибір перспективних зон і ділянок для проведення ГРР на схилах ВКФ

Як випливає з теоретичних досліджень провідних науковців, ендогенна енергетика глибинних флюїдів має значний вплив на продуктивну нафтогазоносність осадового чохла, бо вона активізує (створює) такий термобаричний режим, який сприяє швидкому перетворенню органічної речовини у вуглеводні. Отже, родовища, що розміщені в пастках осадового чохла, виникають тоді, коли ендогенна енергетика, дія якої прагне до дегазації ВВ, не заважатиме, а навпаки сприятиме консервації (збереженню) глибинних і генерації сингенетичних вуглеводнів. Такі умови характерні для герметично ізольованих резервуарів, що розміщені як у породах докембрію, так і в осадовому чохлі. Зрозуміло, що ці родовища не розміщуватимуться чітко над каналами живлення. Вони будуть там, де існують надійні пастки, бо вертикальний міграційний потік глибинних ВВ-флюїдів у результаті ефекту "розпилювання" набуває певного радіального поширення. Отже, у першому наближенні зони живлення ВВ-флюїдами можна прогнозувати за аналізом результатів *нафтогазоносності осадового чохла*. Виходячи з цих положень та аналізу можливого розвитку пасток у НК, на північному заході пропонується виділити дві перспективні зони пошуку: Прилуцько-Талалаївську та Ядутівсько-Мартинівську.

Прилуцько-Талалаївська перспективна зона пошуку. Ця зона зіставляється з однойменною поперечною структурою в тілі ДДР, формування якої пов'язане з поновленими рухами Білоцерківсько-Одеської гілки колізії та особливо в зоні зіткнення її із Севсько-Кіровоградським літосферним мегаблоком Сарматського щита. В осадовому чохлі центральне місце в ній займає Ічнянська група солянокупольних структур, для якої характерне чітке антидонецьке простягання, що також узгоджується, на нашу думку, з трендом протерозойської склачастості. На заході зона обмежена ділянкою замикання буферних еквіпотенціальних полів, а на сході межує зі Срібненською депресією, яка належить уже до центральної частини ДДР. У приповерхневому докембрійському розрізі зона характеризується складною архітектурою взаємно збалансованих фронтальних, конфронтальних та буферних полів тангенціальних напруг. Реалізуються вони формуванням *зрілого палеорельєфу* з глибокими прогинами та високоамплітудними виступами. Такі тектонічні й геоморфологічні умови формування древнього рельєфу були надто сприятливі не тільки для появи в НК нетрадиційних пасток, а й заповнення їх глибинними вуглеводнями. Спонукали вони й до формування в осадовому чохлі Леляківського й Гнідинцівського великих нафтових родовищ. Важливо, що формування їх відбувається й нині, бо існуючий сумарний видобуток навіть теоретично не може вміститись в об'єми їх продуктивних пасток [20]. У Прилуцько-Талалаївській перспективній зоні виділено Талалаївську першочергову та Плужниківську й Пирятинську другочергові ділянки пошуку (рис. 1). Відбір перспективних ділянок пошуку зроблено, виходячи з таких прогнозних показників: 1 – схил ВКФ повинен мати диз'юнктивну будову; 2 – підсольові девонські відклади екранує нижня сіль; 3 – ділянка має підвищений градієнт крутизни покрівлі КФ або підошви підсольових відкладів; 4 – у підніжжі ВКФ існує локальне збільшення потужностей підсольового девону; 5 – на ділянці схилу фіксується втрата відбиттів КМПХ; 6 – у перекриваючому КФ осадовому чохлі на суміжних площах виявлені продуктивні пастки.

Талалаївська першочергова ділянка (рис. 1). Площа її приблизно 190 км^2, а нетрадиційні пастки в НК можуть бути виявлені в інтервалі глибин мінус 4,0–5,7 км. Цокольний розріз Талалаївського ВКФ ще не вивчений бурінням, хоча ділянка розміщена не тільки в зонах ділатансії Лоївсько-Глинського та Шовного розломів мантійного закладення, але й зближених центриклінальних замикань Дмитріївської та Роменської вулканоструктур [13, рис. 1]. Усе це підтверджує надто високі перспективи Талалаївської ділянки [13, рис. 2], що дає змогу прогнозувати продуктивні ВРР не тільки на схилах ВКФ, а і в склепінній його частині. До того ж, над виступом і його схилами в осадовому чохлі вже виявлені Талалаївське, Скороходівське, Матлахівське, Нинівське, Ромашівське та Великобубнівське родовища [6, рис. 4]. Оцінку нафтоносності НК варто розпочати з найбільш привабливого пошукового об'єкта, яким, на нашу думку, є схил між Талалаївським і Плужниківським ВКФ [13, рис. 3, 4]. Над цим пріоритетним об'єктом, площа якого порядку 50 км^2, у нижньокам'яновугільних відкладах розміщене Ромашівське нафтове родовище. Глибина свердловини, що рекомендується, не перевищуватиме 5 500 м. Роботи на *Плужниківській другочерговій ділянці* залежатимуть від результативності буріння попередньої площі, бо нафтоносність північного схилу Плужниківського ВКФ тоді буде вже майже оцінена.

Пирятинська ділянка. З часом у Прилуцько-Талалаївській перспективній зоні основними об'єктами пошуку, безумовно, стануть схили Леляківського й Макіївсько-Гнідинцівського ВКФ, над якими розміщені найбільші в регіоні Леляківське та Гнідинцівське нафтогазоконденсатні родови-

ща [6, рис. 4]. Але нині, коли навіть контури їх проведені зі значною мірою умовності, а схили занурені на 6 км і більше, вони не можуть бути першочерговими. Не рівноцінною, але компромісною тут має стати Пирятинська ділянка [8, рис. 1]. Головна перевага її в тому, що вона розміщена на доступних для буріння глибинах. Ділянка міститься на півдні Прилуцько-Талалаївської зони й межує з південною шовною смугою ДДР. Перспективи цієї площі підтверджуються тим, що у сверд. Пирятинська-1, на межі підсольових відкладів девону і КФ (інтервал 2 790–2 890 м), уміст водорозчинного вуглеводневого газу перевищує 40 %, а з інтервалу 2 865–2 863 м отримано пластову воду з плівкою нафти. Проектна глибина рекомендованої тут свердловини [8] 4 850 м при горизонтальній врізці по КФ порядку 500 м.

Ядутівсько-Мартинівська перспективна зона пошуку. За сучасною інтерпретацією потенційних полів у пошуковій зоні виділена система глибинних субширотних розломів, що складені [13, рис. 1] Північним крайовим, Лоївсько-Глинським та Шовним порушеннями. Останні два мають споріднене мантійне закладення, а Північне крайове порушення є вже коровим розломом південно-західного занурення, який кулісоподібно відгалужується від Шовного. Геодинамічні обставини занурення цієї зони порівняно з попередньою менш складні. Тут майже вся територія відповідає фронтальному полю тангенціальних напруг, у північній частині якої виділяються (рис. 1) Ядутівський, Кинашівський та Куренівський пришовні ВКФ. На півдні зона складена північними схилами Брусилівсько-Кошелівського та Плисківсько-Лисогорівського осьових ВКФ. Межа між фронтальним і конфронтальним полями тут відповідає зоні ділатансії Лоївсько-Глинського глибинного розлому. У цій пошуковій зоні відсутні умови для консервації вуглеводнів у девонських відкладах, але виявлена найбільша кількість їх нафтопроявів [6, рис. 3]. На відміну від попередньої зони, тут завдяки гідрогеологічній відкритості надр у склепінних кам'яновугільних пастках на Бахмацькій, Великозагорівській та Холмській площах поширені важкі високов'язкі нафти [6, рис. 4]. Цікаво, що за складом вони подібні девонським нафтам ПП [14]. Проте якщо активізувати їх видобуток (наприклад за допомогою нагнітання в пласт перегрітого пару), то цього принаймні вистачило б для суттєвого підвищення калорійності топлива на Чернігівській ТЕЦ, бо такі нафти містять енергії вдвічі більше, ніж вугілля. В Ядутівсько-Мартинівській перспективній зоні виділено Ядутівсько-Кинашівську першочергову й Іллінцівську й Мартинівську другочергові ділянки пошуку нафтових родовищ у НК.

Ядутівсько-Кинашівська першочергова ділянка (рис. 1). Будова її пов'язана з найскладнішим елементом розсуву – шовною зоною, яка межує з північним плечем. По поверхні КФ і базальних верствах осадового чохла ділянка фіксується двома високоамплітудними розломами (один з яких крайовий) субпаралельного простягання, між якими розміщена зона втрати відбиттів КМПХ. Відбувається це як у результаті руйнування шаруватих порід на схилах розломів, так і внаслідок крутих кутів осадкових напластувань. До зони втрати відбиттів з півдня примикають Ядутівський і Кинашівський пришовні ВКФ, що в структурі осадового чохла фіксуються як геміантикліналі. Раніше ми розглядали перспективним пошук покладів ВВ лише на схилі Кинашівського пришовного ВКФ [10, рис. 2], бо найвагоміші результати нафтоносності були виявлені на цій площі. Тут у сверд. Кинашівська-3 з інтервалу 2 205–2 038 м отримано приплив нафти 3 м^3/добу, а з інтервалу 2 065–2 060 м – понад 7 м^3/добу. Разом з тим ці два виступи належать до одного структурного елементу розсуву – різкого вигину цього шва вбік північного плеча. Отже, перспективи НК, найімовірніше, на цих площах мають бути подібні. На Ядутівсько-Кинашівській ділянці в шовній зоні вже пробурена свердловина Шаповалівська-301. У ній на фундаменті залягають воронезько-євланівські червонувато-сірі *крупнозернисті аркозові пісковики*, які мають чудові колекторські властивості. Останні підстеляються тріщинуватими біотитовими гнейсами, де під час випробування ВПТ з інтервалу 2 927–2 917 м отримано приплив пластової води з розчиненим (до 40 %) вуглеводневим газом. Отже, у цій зоні вже доведена продуктивність перекриваючих КФ відкладів та виявлені вуглеводні в розущільненому фундаменті. Перспективна площа для пошуку нетрадиційних пасток у НК становить 110 км^2. Запропоновані оцінювальні похило спрямовані свердловини розкриють на Ядутівсько-Кинашівській ділянці більш представницький розріз НК. Це підвищить можливість виявити поклади нафти у ВРР чи в гравітектонічних пастках. Очікується, що шукані поклади розміщуватимуться на глибинах порядку 4 500 м.

Іллінцівська та Мартинівська ділянки. У південній частині Ядутівсько-Мартинівської перспективної зони ці ділянки варто вважати найбільш привабливими. Іллінцівська ділянка [2, рис. 3] розміщена на північному схилі Брусилівсько-Кошелівського ВКФ, а Мартинівська (рис. 1) – на північному схилі Плисківсько-Лисогорівського ВКФ. За нафтогазоперспективним районуванням [13, рис. 1] вони належать до високоперспективних земель і приурочені до смуги ділатансії Лоївсько-Глинського розлому мантійного закладення. У геодинамічному відношенні [9, рис. 1] Іллінцівська та Мартинівська ділянки розміщені в зоні клинення північного пришовного та атетичного мезоблоків. Глибина занурення ділянок по поверхні КФ коливається в межах абсолютних відміток 4,0–5,5 км. Ще в 1971 році О. Ю. Лукін у науковому звіті звернув увагу на те, що підніжжя Брусилівсько-Кошелівського ВКФ сприятливе для формування пасток ерозійного генезису.

Вимоги до виконання ГРР на виділених ділянках

Перш ніж на виділених ділянках розпочати цілеспрямовані роботи по підготовці їх до глибокого буріння необхідно: а) – виконати на сучасному рівні переінтерпретацію вже відпрацьованих сейсмопрофілів; б) – провести детальні дослідження за потенційними геофізичними полями; в) – оцінити ділянки прямопошуковими методами дослідження. За результатами цих маловитратних робіт з'явиться *додатковий матеріал про будову об'єктів пошуку*. Очікується, що будуть виконані детальні грави-, магніто- та електророзвідувальні роботи масштабів 1:50 000 і 1:25 000 [3]. Тоді *гравірозвідкою* буде вивчено рельєф поверхні та внутрішню будову КФ. За даними *електророзвідки* можна виявити зони аномальної електропровідності, з якими зіставляють канали міграції глибинних флюїдів. Значно вищу інформативно-прогнозну вагу має *аналіз збігу аномалій декількох геофізичних полів*. Так, зони підвищеної електропровідності, що відповідають ділянкам тріщинуватості КФ, можна уточнити за картуванням локальних негативних гравітаційних аномалій, бо вони також указують на розущільнення докембрію. Аналогічні характеристики КФ прогнозуються і за *хвильовим полем МСГТ*, де порушеності порід КФ відповідають аномалії знижених значень псевдоінтервальних швидкостей та підвищення резонансних частот. Усі ці матеріали разом з *сейсмо-*

розвідкою 3D варто використати під час прийняття рішення про *місця буріння глибоких свердловин*.

Отже, щоб пошуки нафтових покладів у НК (насамперед у докембрії) були ефективними, розвідникам треба виконати дві обов'язкові умови. ***По-перше***, для виявлення продуктивних структур необхідно відпрацювати раціональний *комплекс сучасних геофізичних пошукових технологій* з урахуванням як сейсморозвідки 3D, так і матеріалів електро- і гравімагніторозвідки. Перспективні пастки до глибокого буріння необхідно готувати також з використанням *прямопошукових досліджень*. Як показала практика ГРР, найефективнішим є поєднання дистанційних геохімічних і геофізичних прямопошукових методів прогнозування аномалій типу поклад вуглеводнів. ***По-друге***, продуктивні пастки пропонується вивчати за допомогою *похило спрямованих свердловин* [8]. Вони при проходці по нормалі до простягання перспективної для пошуку частини схилу підсічуть усі генетичні типи можливих продуктивних пасток. А процедури *гідророзривів і піскоструминного клинення* сприятимуть як створенню нових і активізації старих тріщин, так і запобігатимуть їх сплющенню.

Результативне буріння на перспективних об'єктах пошуку буде лише за умови правильної проводки похило спрямованих свердловин. Якщо в зоні деструкції виявлені ознаки продуктивності, то стовбур свердловини необхідно спрямувати субпаралельно площині тріщинуватості, а при випробуванні прогнозних об'єктів застосувати способи інтенсифікації відкриття тріщин і мікротріщин для створення високопроникного колектора. Більш детально гірничу геометрію зон деструкції варто вивчати сучасними методами вертикального сейсмічного профілювання та нахилометрії навколосвердловинного простору [18]. Це дасть можливість якісно закартувати зони тектонічних порушень і пов'язані з ними ділянки розущільнення КФ. Такі дослідження можуть бути покладені як в основу вибору місця буріння наступної вже розвідувальної свердловини, так і для розрахунку необхідного азимута похило спрямованого стовбура.

За традицією, що склалася в регіоні (якої дотримується й автор), перспективні ділянки ГРР зазвичай показують на карті прогнозу нерозвіданих ресурсів (рис. 1). І те, що більшість з них на цьому фоні оцінюється не так привабливо, ми схильні вважати недоліком способу підрахунку прогнозних ресурсів методом питомих щільностей вуглеводнів на одиницю площі, в основу якого покладені уявлення лише про осадовий генезис ВВ, а за відправну ідею при підрахунку взято те, що нафтоконсервуючі властивості осадового чохла, як було показано, тут значно послаблені. Якщо це було б не так і прогнозна оцінка виявилася високою, то стало б зайвим доводити реальність *"другого дихання"* на прикладі перспектив нафтоносності НК північного заходу і насамперед пошуку продуктивних об'єктів у КФ. При одержанні на пілотних ділянках позитивних результатів фонд першочергових об'єктів, безумовно, значно збільшиться. Тому цей напрям ГРР може залишатися тривалий час *пріоритетним для суттєвого порівняно швидкого поповнення запасів нафти*, бо глибина шуканих покладів здебільшого не перевищуватиме 5 000 м.

Висновки

1. Виходячи з прийнятої геодинамічної моделі розсуву, формування ВКФ на північному заході розглядається як очікуваний результат протидії процесу занурення ДДР. Локальні пришовні, приосьові та осьові ВКФ виникли в результаті складної взаємодії гравітаційних напруг клинення субширотних лістричних мезоблоків і поперечних смуг, де відновилося "дихання" протерозойської складчастості. Отже, першопричиною формування ВКФ є геологічний механізм, що відповідає за ізостатичний баланс геодинамічного навантаження каркаса зони шарнірного замикання розсуву. За таких умов сформувалися численні різнотипні складно побудовані ВКФ, які нині виявилися замасковані структурами осадового чохла, на що вплинули не тільки процеси інверсії, але й дії соляного тектогенезу.

2. Минуло понад 20 років, як на північному заході зупинене пошукове буріння. Сьогодні, коли назріло питання щодо поновлення тут ГРР, нафтовики *не мають права на пошукову помилку*, бо вона в кращому разі відтермінує нові відкриття на невизначений час. А це при теперішніх політико-економічних обставинах, що склалися в країні, рівноцінно зраді національних інтересів. Для прискореного відкриття нафтових родовищ у принципово нових для регіону пастках необхідно особливу увагу звернути *на підготовку пріоритетних об'єктів до глибокого буріння*. Якісна їх підготовка можлива лише в результаті застосування новітніх геолого-геофізичних пошукових методик та сучасних комп'ютерних технологій обробки ГРР. Проведення таких робіт стане можливим лише в разі *залучення для цього державних фінансових ресурсів.*

3. Для результативного буріння та ефективного опошукування перспективних інтервалів розрізу необхідно використати сучасні технічні засоби буріння й випробування свердловин. Така вимога є обов'язковою, бо буритимуться похило спрямовані свердловини, досвід проходки яких у регіоні ще недостатній. Тому є сенс *заручитися послугами іноземних компаній*, які мають відповідне обладнання та володіють новітніми прийомами проводки таких свердловин.

4. Лише успіх перших пошукових свердловин зробить перспективні об'єкти на північному заході *інвестиційно привабливими*. І тоді, безумовно, державне фінансування для виявлення та підготовки нових нафтових родовищ до експлуатації заміниться на *кошти інвесторів*, бо майбутні ГРР *будуть високорентабельними й прибутковими*. Але справжній інвестор (а не підставна фірма перепродажу) прийде тоді, коли *нова влада реформаторів* подолає корупційну схему на аукціонах по продажу дозвільних документів на розвідку та видобуток корисних копалин. Виходячи з теперішнього стану вивченості й прогнозування, яке виконав автор, пілотними об'єктами для початку результативних ГРР варто вважати Талалаївську та Ядутівсько-Кинашівську ділянки. Очікується, що цей напрям геологорозвідувальних робіт забезпечить у субрегіоні *суттєве й довгострокове поповнення запасів нафти*, бо численні продуктивні пастки будуть розміщені на глибинах, які здебільшого не перевищуватимуть 5 000 м. Отже, є всі передумови для створення в Україні такої енергетичної стратегії, яка не буде залежати від примх Кремля.

5. Для виконання оперативного аналізу та вирішення поточних завдань необхідно забезпечити *науковий супровід* цього нового для ДДР напряму ГРР. Таке кураторство має супроводжувати всі етапи пошукових робіт, починаючи з підготовки об'єкта до буріння та закінчуючи аналізом одержаного матеріалу щодо продуктивності конкретних пасток.

ЛІТЕРАТУРА

1. Атлас карт "Геологічна будова літосфери та екологія України". – К., 2004. – 54 с.

2. *Гладун В. В., Зейкан О. Ю., Крупський Б. Л., Лебідь В. П.* та ін. Схили виступів фундаменту – перспективні об'єкти пошуку вуглеводнів на Чернігівщині//Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 1. – С. 4–9.

3. Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ//Галузевий стандарт. – К., 1999. – 20 с.

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

5. *Лебідь В. П.* Геодинамічна модель та умови нафтогазонакопичення в рифтовий етап розвитку Дніпровсько-Донецької западини/ В. П. Лебідь, В. П. Стрижак//Доповіді Національної академії наук України. – 2000. – № 6. – С. 134–137.

6. *Лебідь В. П.* До проблеми нафтогазоносності виступів фундаменту Дніпровсько-Донецького розсуву//Мінеральні ресурси України. – 2007. – № 4. – С. 34–38.

7. *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, М. Б. Поліщук, А. В. Пупов//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2007. – № 2. – С. 279–287.

8. *Лебідь В. П.* Перспективи та особливості освоєння нафтового потенціалу північного заходу Дніпровсько-Донецького розсуву//Геолог України. – 2010. – № 1–2. – С. 99–103.

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

10. *Лебідь В. П.* Перспективний комплекс глибинних вуглеводневих пасток на Чернігівщині/В. П. Лебідь, В. А. Іванишин// Зб. наук. праць. Міжнар. конференції "Новітні досягнення геодезії та геоінформатики". – Чернігів, 2012. – С. 213–219.

11. *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.

12. *Лебідь В. П.* Про альтернативу нетрадиційним ресурсам у Дніпровсько-Донцькому розсуві//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2014. – № 3–4. – С. 213–231.

13. *Лебідь В. П.* Резерв пошуку великих родовищ вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому розсуві/В. П. Лебідь, О. Л. Раковська//Мінеральні ресурси України. – 2014. – № 2. – С. 20–27.

14. *Лукин А. Е.* Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлокогенных бассейнах. – Киев: Наукова думка, 1997. – 220 с.

15. *Лукин А. Е.* О сквозьформационных флюидопроводящих системах в нефтегазоносных бассейнах//Геологічний журнал. – 2004. – № 3. – С. 34–45.

16. *Лукин А. Е.* Контуры учения о нефтегазоносных кристаллических массивах//Геолог Украины. – 2005. – № 4. – С. 33–52.

17. *Лукин А. Е.* Инъекции глубинного углеводородно-полиминерального вещества в глубокозалегающих породах нефтегазоносных бассейнов: природа, прикладное и гносеологическое значение// Геологический журнал. – 2004. – № 3. – С. 34–45.

18. *Мармалевський Н. Я.* Нові можливості вивчення складно побудованих колекторів за даними наземно-свердловинної трикомпонентної сейсморозвідки/Н. Я. Мармалевський, Г. В. Мегедь, Ю. В. Роганов, Г. Б. Дуброва//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2005. – № 2. – С. 126–133.

19. Нефтегазоносность. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. – Киев: Наукова думка, 1989. – 204 с.

20. *Чепіль П. М.* Друге життя родовищ нафти і газу України – міф чи реальність//Мінеральні ресурси України. – 2008. – № 2. – С. 35–38.

REFERENCES

1. Atlas maps "Geological structure of the lithosphere and ecology of Ukraine". – Kyiv, 2004. – 54 p. (In Ukrainian).

2. *Gladun V. V., Zeikan O. Yu., Krupskyi B. L., Lebid V. P.* ta in. The slopes of the primary structure appearances – carbohydrates objects advanced search in Chernihiv region//*Naftova i hazova promyslovist. – 2010. – № 1. – P. 4–9.* (In Ukrainian).

3. Stages and phases of geological prospecting work on oil and gas//*Haluzevyi standart Ukrainy. – K., 1999. – 20 p.* (In Ukrainian).

4. *Kabyshev B. P.* History and the accuracy of the forecast oil and gas potential of the Dnieper-Donets Basin (epistemological analysis). – *Kiev: UkrGGRI, 2001. – 380 p.* (In Russian).

5. *Lebid V. P., Stryzhak V. P.* Geodynamic models and conditions of oil accumulation in the rift stage of the Dnieper-Donets basin//*Dopovidi Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy. – 2000. – № 6. – P. 134–137.* (In Ukrainian).

6. *Lebid V. P.* The problem of oil and the achievements of the Foundation Dnieper-Donetsk-sliding//*Mineralni resursy Ukrainy. – 2007. – № 4. – P. 34–38.* (In Ukrainian).

7. *Lebid V. P., Lukin. O.Yu., Makogon V. V.* ta in. Structure of the secondary reservoirs and search features for oil and gas traps in the crystalline basement on Yulivske type structures//*Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2007. – № 2. – P. 279–287.* (In Ukrainian).

8. *Lebid' V. P.,* Prospects and characteristics of oil exploration potential north-west of the Dnieper-Donetsk sliding//*Geolog Ukrayiny. – 2010. – № 1–2. – P. 99–103.* (In Ukrainian).

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

10. *Lebid V. P., Ivanyshyn V. A.* A promising set of deep hydrocarbon traps in Chernihiv//*Zb. nauk. prats Mizhnar. konf. "Novitni dosiagnennia geodezii ta geoinformatyki". – Chernigiv, 2012. – P. 213–219.* (In Ukrainian).

11. *Lebid V. P., Rakovska O. L.* Analysis nafohazoproyaviv in the Precambrian basement Dnieper-Donets sliding the purpose of structure prediction productive traps//*Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2014. – № 2. – P. 61–75.* (In Ukrainian).

12. *Lebid V. P.* On alternative to traditional resources in the Dnieper-Donets sliding//*Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2014. – № 3, 4. – P. 213–231.* (In Ukrainian).

13. *Lebid V. P., Rakovska O. L.* Search reserve of large hydrocarbon deposits in Dniprovsko-Donetsk cavity//*Mineralni resursy Ukrainy – 2014. – № 2. – P. 20–27.* (In Ukrainian).

14. *Lukin A. E.* The lithological geodynamic factors of oil and gas accumulation in aulacogens's pools. – *Kyiv: Naukova dumka, 1997. – 220 p.* (In Russian).

15. *Lukin A. E.* O About the through formational fluid conducting systems in the oil and gas basins//*Geol. zhurn. – 2004. – № 3. – P. 34–45.* (In Russian).

16. *Lukin A. E.* Outlines of the doctrine of oil and gas bearing crystalline arrays//*Heoloh Ukrainy. – 2005. – № 4. – P. 33–52.* (In Russian).

17. *Lukin A. E.* Injections of deep hydrocarbon-poly minerals in the rocks of deep oil and gas basins: nature, crafts and epistemological value//*Geologicheskij zhurnal. – 2004. – № 3. – P. 34–45.* (In Russian).

18. *Marmalevskij N. Ja., Meged G. V., Roganov Ju. V., Dubrova G. B.* New features study hard collectors built according to land-borehole seismic three-component//*Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2005. – № 2. – P. 126–133.* (In Ukrainian).

19. Petroleum potential. Geology and petroleum potential of the Dnieper-Donets Basin. – *Kyiv: Naukova dumka, 1989. – 204 p.* (In Russian).

20. *Chepil P. M.* Second life of oil and gas in Ukraine – myth or reality//*Mineralni resursy Ukrainy. – 2008. – № 2. – P. 35–38.* (In Ukrainian).

Рукопис отримано 19.12.2014.