

УДК 553.981/982.04

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

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

## СТАТТЯ 3. ОСОБЛИВОСТІ ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ НА ПЛЕЧАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО РОЗСУВУ\*

*“Ще два десятиріччя тому один працюючий геолог сприяв  
утворенню 24 нових робочих місць в інших сферах виробництва”  
(С. В. Гошовський, головний редактор журналу  
“Мінеральні ресурси України”, 2014, № 2)*

Північне й південне плечі Дніпровсько-Донецького розсуву сформувались як дві порівняно самостійні ділянки його прогинання. Для структурно-тектонічного районування плечей характерне широтне й меридіональне їх розчленування. Порівняно з іншими частинами розсуву, на плечах не відбувалися контрастні тектонічні рухи. Амплітуда порушень тут зазвичай не перевищує 100 й дуже рідко сягає 250 м. Такий більш спокійний структурно-тектонічний режим і був характерним для формування на моноклінальних схилах покривельної частини нижнього нафтогазоносійного комплексу (НК). Систематизовано й узагальнено результати попередніх досліджень для достовірнішої оцінки нафтогазового потенціалу НК на плечах розсуву. У зв'язку з незначним заглибленням, на плечах розсуву значно краще вивчено бурінням розрізи кристалічного фундаменту (КФ), а на Сумському й Харківському сегментах мобільного схилу північного плеча в докембрії вже виявлено промислові (комерційні) припливи вуглеводнів. Розглянуто такі важливі елементи будови НК, як олістостром-кліноформні структури в покривній його частині, величини глибинного “вивітрювання” КФ, геодинамічні типи пасток (штоковеркові, жильні), що розвинуті у вторинно розущільнених породах КФ. Запропоновано першочергові об'єкти пошуку в НК продуктивних пасток.

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

*V. P. Lebed, candidate of geological-mineralogical sciences, senior researcher (UkrSGRI), Chernihiv*

SEARCH FEATURES FOR HYDROCARBONS IN LOWER OIL AND GAS COMPLEX FOR DIFFERENT SUBREGIONS OF DNIEPER-DONETS SLIDING. Article 3. Features of hydrocarbons finding on the shoulders of the Dnieper-Donetsk depression

North and south shoulders of the Dnieper-Donets basin formed as two relatively independent area of its deflection. For structural-tectonic zoning of shoulders is characteristic latitudinal and meridional dismemberment. Compared with other parts of the depression on the shoulders did not happen contrasting tectonic movements. The amplitude of the breaches are typically less than 100 and very rarely reaches 250 m. This more quiet structural-tectonic regime was typical for the formation of monoclonal on the slopes of the roof part of the lower oil and gas complex.

The author systematized and summarized the results of previous research for more reliable assessment of potential oil and gas on the shoulders of depression. Due to a slight depression on the shoulders of depression is much better studied by drilling sections of the crystalline basement and in the Sumy and Kharkiv segments of mobile slope in northern shoulder in the Precambrian is already identified industrial (commercial) inflows of hydrocarbons. The author describes the essential elements of the structure of oil and gas complex as olistostromes-wedge-like structure in the top part, the value of the deep “the weathering” of crystal foundation, geodynamic types of traps (stockworks, vein) that developed during the second decompressed crystal base rock. The author proposed priority search objects in the oil and gas complex with productive traps.

**Keywords:** shear shoulders, protrusions of the foundation, framing of slopes, types of traps, promising objects, abyssal hydrocarbons.

### Структурна позиція й вивченість плечей розсуву

На завершальному етапі розвитку Дніпровсько-Донецького розсуву (ДДР) сформувалися дві порівняно самостійні ділянки його прогинання – північне (тильне) й південне (фронтальне) плечі. Занурення їх розпочалося після значної перерви осадконакопичення, яке на південному сході ДДР тривало від докембрію до турне-ранньовізейського часу, а в центральній і північно-західній частинах плеч ця подія відбулася на початку пізньовізейського часу. Для структурно-тектонічного районування плечей характерне як широтне, так і меридіональне їх розчленування. Так, на північному плечі виділено по підйому монокліналі повздовжні мобільний і консолідований

схили, а із заходу на схід – Чернігівський, Севський, Сумський, Харківський і Куп'янський *поперечні сегменти* [11]. Елементи районування різняться між собою часом початку осадконакопичення, глибиною занурення осадкового чохла, літологічним складом порід, повнотою стратиграфічного розрізу чи активністю тектонічних і неотектонічних рухів.

Більші тектонічна активність і величина занурення були на тильному плечі. Це чітко простежується умовами формування двоцилінного правостороннього розсуву. Наприклад, по траверсу поперечного регіонального профілю Богатойка – Мерефа північне (тильне) плече в шовній зоні розсуву опущене більше ніж на 5 км, а градієнти його уклону й товщин надфундаментної товщі становлять 0,062 і 0,18 км, тоді як на фронтальному плечі відповідні параметри дорівнюють 2,2 км, 0,031 та 0,11 км. Різні й умови контакту плечей

\* Статті 1 і 2 надруковано в журналах № 2 і 3 за 2015 рік.

із шовними зонами – тильне плече часто межує з депресіями, а фронтальне, навпаки, з позитивними чи нейтральними (монокліналі) структурами примикання. Порівняно з іншими субрегіонами для плечей розсуву характерна невелика поширеність тектонічних порушень і менша контрастність їхніх рухів. Амплітуда розломів тут зазвичай не перевищує 100 й дуже рідко сягає 250 м. Причому така блокова будова характерна тільки пришовним мобільним зонам плечей. Далі, по підйому моноклінальних схилів вона переходить у *плікативно-блокову* й *плікативну* структури з типовою синеклізною моделлю розвитку. Під час районування Харківського сегмента виявилось доцільним плікативно-блокову будову плеча виділити в окремий таксон – *перехідну зону* між мобільним і консолідованим повздовжніми елементами [12].

Процеси вирівнювання палеорельєфу докембрію на пологих моноклінальних схилах плечей відбувалися досить спокійно. Причому розміри й будова плечей прямо залежали від структури й речовинного складу докембрійського КФ. Так плечі над міжблоковими шовними зонами зазвичай вужчі, а над літосферними мезоблоками – ширші. Причина в тому, що шовні зони складені метаморфізованими (часто залізисто-кременистими) породами, які не тільки стійкі до руйнування (вивітрювання) КФ, але й були певною мірою “жорсткими ребрами”, що стримували як диз’юнктивне розширення й опускання, так і плікативне прогинання плечей. Це чіткіше простежується на фронтальному менш зануреному плечі, де інколи навіть відсутні крайові порушення. У таких структурно-тектонічних умовах та часових рамках і формується *покрівля* нижнього нафтогазоносійного комплексу (НК), утворення якого розпочинаються з надфундаментної базальної гетерогенної товщі, а завершуються покривною розуцільненою частиною докембрію.

Якщо на мобільному схилі північного плеча вже виконано кондиційну площову зйомку методом загальної глибинної точки (МЗГТ), то на південному такі роботи мають епізодичний характер поширення для окремих ділянок на сході. Цю частину фронтального плеча ліпше вивчено й бурінням: тут (Самарсько-Вовчанський сегмент) розміщено численні вуглерозвідувальні свердловини. Інтенсивні геологорозвідувальні роботи середини 80-х – початку 90-х років на північному плечі, які проводили в основному в межах мобільного схилу Харківського й Сумського сегментів, завершилися відкриттям низки родовищ нафти й газу. Було виявлено *промислові (комерційні) поклади і в НК* [15, 19]. Аналіз одержаного матеріалу дав можливість детально вивчити та уточнити низку важливих параметрів НК. Наприклад, за результатами площової сейсморозвідки МЗГТ та буріння вивчено глибинний механізм формування мобільного схилу на Харківському сегменті. Основним елементом його занурення було синхронне опускання повздовжніх Наріжнлянського, Юліївського, Скворцівського та Люботинського лістричних блоків [13, рис. 1], які на глибині вигинаються в бік шва розсуву. Зворотні скиди та їхні зони тріщинуватості, що обмежують ці лістричні блоки, є (поряд з іншими ділянками ділатансії глибинних розломів) зонами живлення НК мантійними ВВ-флюїдами. Комплексне вивчення кернів стало підґрунтям для висновку [8], що кора вивітрювання (КВ) є не тільки поверхневим гіпергенним утворенням, а більшою мірою продуктом *глибинного “вивітрювання”*, коли перетворення порід субстрату відбувається як у твердому стані (псевдоморфози вторинних мінералів по первинних), так і за участю низькотемпературних гідротер-

мальних розчинів, унаслідок чого формуються метасоматичні колонки нових мінеральних утворень. У результаті метасоматозу тріщинуваті породи КФ стають ще більш розуцільненими, які й формують на плечах у НК вторинно розуцільнені резервуари (ВРР). Як ще один приклад вивченості тут НК наведемо виділені в розуцільнених розрізах КФ різні геодинамічні типи ВРР: *итокверковий, жильний та квазіпластовий* [9]. І все-таки основний висновок на цьому етапі вивченості стосується доказу, що *поклади в НК варто шукати неодноразово з осадовими* (як це практикується нині), бо відкриття їх відбуватимуться майже випадково. Якщо започаткувати нову спеціальну методику їхнього пошуку, то ефективність таких ГРР дуже зросте. Нижче розглянуто умови формування на плечах розсуву нижнього нафтогазоносійного комплексу й результати прогнозу перспективних ділянок розвитку пасток у НК, обґрунтовано першочергові пошукові об’єкти, запропоновано вдосконалення методики їхнього пошуку й випробування.

#### Умови формування нижнього нафтогазоносійного комплексу

Покривна частина НК на плечах ДДР почала формуватися на порівняно пенепленізованій поверхні, яка повільно прогиналась у бік швів розсуву. Схили окремих локальних ділянок підйому (а найімовірніше тих, де затримувалось опускання) нівелювалися продуктами руйнування КФ, які й утворювали в умовах суші поверхню вирівнювання докам’яновугільного палеорельєфу. Польовими дослідженнями визначено, що відстань транспортування елювію, де ще зберігається структура кристалічних порід докембрію (перевідкладена КВ), дорівнює 5–6 км, його товщини сягають 20–30 м, а в конусах виносу й більше. У разі тривалого транспортування продуктів руйнування вони поступово переходять у типові осадові породи. На переглянутих як ядерних матеріалах, так і природних відслоненнях (залізорудний кар’єр поблизу Кременчука) межа між продуктами перевідкладення та осадовими породами зазвичай нечітко виражена, бо ті й інші сформувалися внаслідок руйнування однакових порід КФ. Ще важче виконати таке розчленування за каротажними характеристиками розрізів свердловин. За таких обставин, щоб уникнути помилок у покрівлі НК, запропоновано виділяти *гетерогенну товщу (ГТ)*, складену породами різного генезису. Ці утворення і є базальними в покривній частині НК.

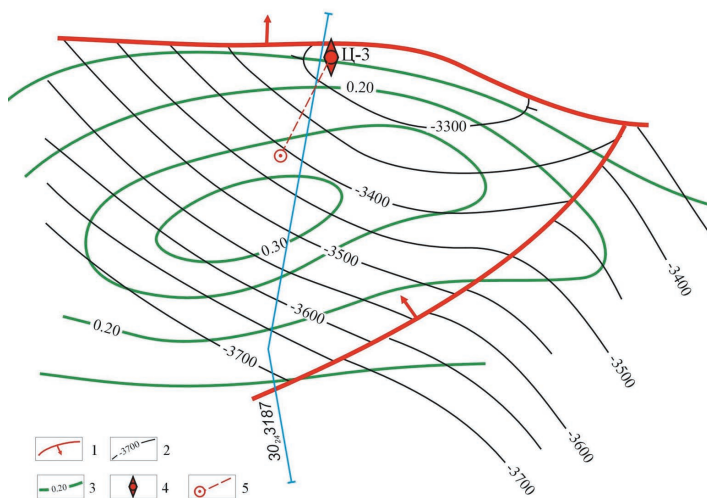
Ранньокам’яновугільна пульсівна трансгресія епіконтинентального моря рухалася від Донецької складчастої споруди на захід уздовж ДДР та розширювалась ухрест простягання плечей. Найбільш занурені мобільні (пришовні) схили виконували роль зовнішніх “резонансних” частин розсуву. Головні структуроформівні елементи тут – повздовжні скиди. Під час зміни суші мілким морем їхні схили опиняються в зоні прибережно-морського затоплення, де зсувне теригенне тіло формується внаслідок ерозійного змиву й перевідкладення як осадових порід, так і КВ. Якщо голова виниклого тут прошарку буде складена грубоуламковим матеріалом, то у разі дальшого переносу він уже заповниться різнозернистими пісками. Логічно припустити, що в умовах пульсівної трансгресії моря на таким чином сформоване тіло можуть послідовно налягати два-три йому подібних [3]. Це схилове олістостром-клиноформне утворення має дві основні складові:

- 1) на фундамент налягатиме грубоуламковий теригенний матеріал;
- 2) більша частина прошарку матиме хаотичну (щодо складу теригенного матеріалу) будову.

Для найкраще вивченого Харківського сегмента перспек-

тивним місцем пошуку в НК олістостром-клиноформного типу седиментації варто вважати прибережну зону ранньовізейського моря [14, рис. 1], особливо на порівняно крутих *південних схилах* частково еродованих Коротицького й Безлюдівського палеовиступів кристалічного фундаменту (ВКФ), де висота схилів не перевищувала 5–7 м. Розміщені виступи в перехідній зоні між мобільною й консолідованою частинами плеча [12]. Склепіння їхні дуже розмиті й знівельовані як у процесі континентального вирівнювання палеорельєфу, так і внаслідок дії пульсівних циклів ранньовізейської трансгресії. Так, наприклад, по сейсмічних профілях на Хорошівській ділянці для схилу Безлюдівського ВКФ прогнозується клиноформна будова в надфундаментній товщі. Формування клиноформи відбувалося внаслідок швидкого осадконакопичення погано відсортованого теригенового матеріалу. Механізм її заповнення відбувався за сейсмостратиграфічною схемою вигину й клинення покривних осей синфазності та підшовного налягання й прилягання некорельованих сейсмічних віддзеркалень на поверхню КФ. Просторове розміщення прогнозної схилової клиноформи показано на карті ізопахіт  $\Delta t$  (рис. 1).

Деякі інші структури розміщені в покрівлі НК на *північних схилах* горстових ВКФ юліївського типу [10], які виникли в умовах контрастніших тектонічних рухів зворотних скидів. Таке формування покрівлі НК яскраво проявилось на Наріжнисько-Скворцівській ділянці мобільного схилу. Вона складена трьома субширотними блоками, які на фоні регіонального занурення тильного плеча східчасто підіймаються вхрест простягання монокліналі. Найбільшу сучасну амплітуду (до 300 м) має Юліївський горстоутворюючий зворотний скид. На Наріжниському й Скворцівському блоках функціонально аналогічні порушення майже втричі менші [10, рис. 2]. Відповідно до розрахунку часового приросту амплітуд, на цих скидах логічно припустити, що перед початком осадконакопичення вони могли дорівнювати близько 15 м. Тому круті південні схили цих ВКФ не були стійкі до руйнування гірських порід і гравітаційні процеси могли розпочатися вже в континентальний етап їхнього формування. Вирішальну роль у транспортуванні крихкого матеріалу до підніжжя опущеного крила розлому відігравали обвали, континен-



**Рис. 1.** Хорошівський пошуковий об'єкт:

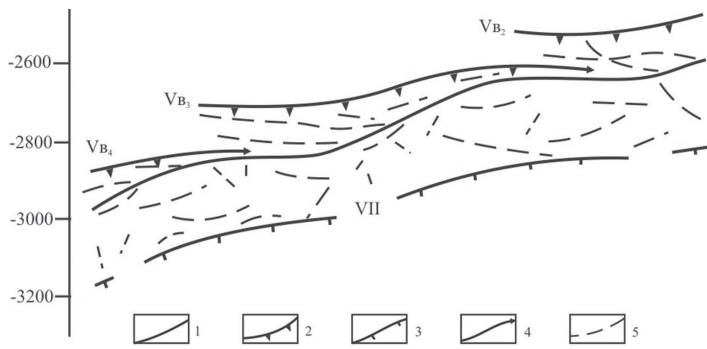
1 – розривні порушення; 2 – ізопахіси поверхні ранньовізейської трансгресії; 3 – ізопахіси “часових товщин” у секундах клиноформної сейсмофасії; 4 – місце розміщення рекомендованої свердловини; 5 – проекція стовбура й місцеположення вибою похило спрямованої свердловини

тальні та підводні зсуви. Розміри сучасних зсувів вимірюються десятками й навіть сотнями мільйонів кубічних метрів порід. Беручи до уваги результати модельного експерименту й принцип актуалізму, над тектонічними схилами ВКФ та в їхньому підніжжі гравітаційні пастки матимуть (у плані) видовжений сегментоподібний абрис із певною випуклістю в бік регіонального підйому монокліналі. Для схилових накопичень (деляпсій), якими складені пастки олістостром-клиноформного виду, характерні короткочасність і велика швидкість їхнього формування. Зіставлення результатів структурного аналізу й модельного експерименту показало, що найкраще зберігалися від наступного розформування й розмиву редуковані конуси виносу зсувів [10].

З вищенаведеного випливає, що в покрівлі НК на більш занурених частинах плеч (схили й підніжжя ВКФ) були сприятливі умови для формування пасток олістостром-клиноформного виду. Ідеальною умовою для їхнього виникнення були екзогенні процеси *руйнування довгоіснуючих скидів доранньокам'яновугільного закладення*. Покришкою пасткам слугував більш глинистий депресійний розріз. Якщо такі пастки навіть на *південному плечі*, розріз якого більш піщанистий, все ж можуть мати покришку, то для ЛСК-пасток на плечах досить проблематично чекати хороших флюїдоупорів, особливо для латеральних екранів. До того ж, на південному плечі, на захід від Криворізько-Коринецької міжблокової шовної гілки, уже весь осадовий чохол (зокрема й локальні депресії) характеризується незадовільними умовами збереження вуглеводнів [5]. Цим зокрема й відрізняється НК на плечах від внутрішньої частини ДДР, де нижня соленосна товща девону є ідеальною покришкою для нетрадиційних пасток.

Аналізуючи підшовну частину НК, зазначимо, що в приповерхневому розрізі докембрійського фундаменту вторинні колектори приурочено до прирозломних зон, де вони формуються внаслідок тектонічної тріщинуватості й супутніх з нею процесів гідротермально-метасоматичного розущільнення кристалічних порід. Під час вивчення природних резервуарів у розкритих свердловинами розрізах докембрію та аналізу одержаних на них припливів вуглеводневої сировини були попередньо виділені такі типи ВРР. *Жильний тип покладу* виявлено свердловиною 1-Хухринська, де поклад охоплює покрівлю КФ і базальну товщу осадових порід. Його приурочено до крізної субвертикальної системи (канали вторгнення, метасоматичні штоки, трубки дегазації) зі складною природою зміни режимів розтягу й стиснення. Розріз розущільненого КФ у свердловині 2-Юліївська зараховано до *штокверкового типу покладу*, де вторинні колектори, хоча й формуються в умовах метасоматичного штоку, але дія його згасає за майже 200 м до поверхні докембрію. Отже, на фінальному етапі поклад формувався за недостатньої напруги флюїду для повного прориву кристалічних порід. *Квазіпластовий тип покладу* може виникнути в умовах, коли міграційна напруга флюїду не здатна подолати вертикальний опір гірських порід і його розвантаження відбувається в субгоризонтальному напрямку (по площинах сланцюватості, системі кліважів течії тощо). Проблематично такий розріз розкрила свердловина 3-Чернечинська [9]. На відміну від склепінних пасток осадового чохла, продуктивні пастки у ВРР будуть завжди перенасичені вуглеводнями, а їхні поклади матимуть найбільші тиски й високі дебіти вуглеводневої сировини. І в невеликих за площею пастках проблемою стане не картування латерального контакту покладу, а виявлення глибини





**Рис. 2. Принципова сейсмостратиграфічна модель НК північного плеча ДДР:**

1 – покрівля КФ – лінія регіональної незгідності; 2 – візейські віддзеркалювальні горизонти; 3 – п'ятий віддзеркалювальний горизонт; 4 – ділянки припинення простеження відбиттів; 5 – сильні (а) й слабкі (б) віддзеркалювальні майданчики

поверху його продуктивності й шляхів вертикального підтоку ВВ-флюїдів.

Завершаючи розгляд умов формування НК на плечах, наведемо (рис. 2) її уніфіковану сейсмостратиграфічну модель (В. Лебідь, 1999 р.). Сейсмостратиграфічний таксон приконтатної зони осадовий чохол – покрівля КФ дещо більший, ніж реальні границі НК. Верхня його межа узгоджується з віддзеркалювальним горизонтом у базальних шарах осадового чохла, а нижня – проводиться умовно по п'ятому віддзеркалювальному горизонту. У цьому таксоні виділяють дві сейсмофації: фацію гетерогенної товщі (ГТ) і фацію покрівлі КФ. Часовий інтервал сейсмокомплексу коливається в межах 0,10–0,20 с, що узгоджується з товщинами 300–600 м. Трасування покривної границі гетерогенної товщі ускладнюються часовим ковзанням візейських віддзеркалювальних горизонтів. Підшошва товщі узгоджується із зоною припинення відбиттів за схемою підшошвного прилягання (коли поверхні ГТ і КФ конформні) і підшошвного налягання при їхньому кутовому неузгодженні. Середня потужність сейсмофації – близько 100 м, де не враховано, наприклад, значні товщини акумулятивних клиноформ на зразок конусів виносу. На границі між нижньою й верхньою сейсмофаціями немає віддзеркалювального сейсмічного горизонту. Пояснюється це відсутністю різких змін в акустичних властивостях розрізу – речовинний склад ГТ близький до порід КФ. Картина відбиттів сейсмофації покривної частини КФ у першому наближенні зіставляється з відбиттями в масивних нешаруватих карбонатних товщах. Тут, усередині однорідних утворень, інколи фіксуються сильні й слабкі віддзеркалення, що пов'язані як з тріщинуватістю, так і з мінеральними новоутвореннями в кавернах та інших порожнинах КФ. Підшошву сейсмофації (п'ятий віддзеркалювальний горизонт) можна зіставити не тільки з результатами дії процесів гіпергенезу, а й з дією динамічного метаморфізму. Її межа має переривчастий характер і найчастіше приурочена до пізньоархейських зеленокам'яних синформ або до їхніх крайових частин, а в молодих гранітоїдах її не простежують. Деякі дослідники ці відбиття зіставляють з “хвилеводами”, де швидкість поширення сейсмічних хвиль набагато менша, ніж у покривних та підстильних породах докембрію. Детальне картування цих сейсмофацій дасть змогу впевненіше виділити, зокрема по картах ізохор  $\Delta t$ , перспективні ділянки пошуку. З допомогою таких побудов були відкриті родовища ВВ не тільки в різних нафтогазоносних регіонах, але й у ДДР. Так автор став співвідкривачем Свистунківського родовища [18].

### Особливості прогнозування перспективних об'єктів пошуку

Беручи до уваги вищенаведені палеотектонічні й палеогеографічні особливості формування нетрадиційних пасток і враховуючи сучасний ступінь їхньої геолого-геофізичної вивченості, можна запропонувати таку оптимальну пошуково-розвідувальну схему освоєння на плечах ДДР продуктивних у НК пасток. Геолого-геофізична вивченість (особливо північного плеча) дає змогу зосередити увагу виробничників на вже виявлених перспективних зонах пошуку. Ними є схили палеовиступів КФ зі сприятливими умовами для формування нетрадиційних пасток у базальній товщі осадового чохла та деструктивних зонах приповерхневого розрізу докембрію. Для низки площ є достатньо матеріалу, щоб досить упевнено прогнозувати конкретні об'єкти пошуку, виконавши для цього палеоструктурні чи сейсмостратиграфічні побудови (рис. 1). За потреби не завадить відпрацювати й окремі сейсмопрофілі для уточнення того чи іншого елемента прогнозного резервуара. Для виділених таким чином прогнозних об'єктів оцінюють характер їхньої вираженості в потенційних полях (гравітаційному, магнітному, телуричному) та, якщо потрібно, роблять за цим матеріалом уточнення в його побудові (особливо в разі прогнозування пасток у ВРР). Наступний крок підготовки об'єкта до буріння – виконання комплексних геолого-геофізичних прямопошукових досліджень. Ці роботи були б ефективнішими, коли б ґрунтувалися на відомостях про можливу продуктивність площі за даними поверхневого гідрогазогеохімічного знімання водорозчинених вуглеводневих газів, яке ми пропонували виконати на північному плечі [2].

На жаль, за наведеною схемою жодної прогнозної в НК пастки не підготовлено до буріння. Та й навряд чи їх готуватимуть доти, доки не з'являться вагомні докази щодо продуктивності нових у регіоні нетрадиційних пасток. Водночас нині вже є прямі докази їхньої продуктивності й можна було б для цих об'єктів не виконувати такі детальні підготовчі до глибокого буріння роботи. Ідеться зокрема про Південнобезлюдівську площу, розміщену на одній з ділянок схилу Безлюдівського ВКФ. Її можна було б прийняти як еталонну під час вивчення характеристик нового типу покладів. Так, за нашими побудовами [6, рис. 2] свердловину 612-Безлюдівська (покрівля КФ на глибині 3 535 м, вибій – 3 580 м) пробурено в приконтатній зоні продуктивної клиноформи, яка сформувалася на схилі виступу. Свердловина, за даними термодобітометрії, розкрила три продуктивні інтервали: газовий (3 520–3 523 м), газонафтовий (3 524–3 529 м) та нафтовий (3 532–3 536 м). На контакті осадовий чохол – КФ жодна свердловина, що потім була пробурена на цій площі, не розкрила такого складного продуктивного розрізу, бо їх бурили в розмитій (відсутня КВ) склепінній частині ВКФ. У свердловині 612-Безлюдівська з інтервалу 3 520–3 552 м на восьмиміліметровому штуцері отримано нафту дебітом 43,6 м<sup>3</sup>/доб. та газу 42,4 м<sup>3</sup>/доб. Покрівля НК у свердловині представлена перевідкладеною КВ, а породи докембрію в єдиному інтервалі відбору керна 3 572–3 576 м – світло-сірими великозернястими гранітами й метасоматично зміненими хлорит-кварц-плагіоклазовими гнейсами. На Південнобезлюдівській площі було запропоновано пробуриати свердловину № 8, що не тільки розкриє в найліпших умовах клиноформу, а й буде в межах АТП, яку виявили геофізики [6]. За попередньою оцінкою запаси клиноформної пастки (без порід КФ) за категорією С<sub>3</sub> становлять 2150 тис. т нафтового еквівалента. Якоюсь мірою залежним від одержаних резуль-

татів на Південнобезлюдівській площі є буріння свердловини Ц-3 на Хорошівському перспективному об'єкті (рис. 1). Цільовим завданням її є опошукування вертикальним стволом (до глибини 4 050 м) в оптимальних умовах тектонічно екранованої склепінної верхньовізейської пастки. Крім того, передбачено, що субвертикальним стволом (завдовжки понад 1 500 м) свердловина розкриє олістостром-клиноформне тіло, петрофізичні властивості якого в різних його частинах можуть різко змінюватися. Зазначимо, що практичну рекомендацію автора, де він обґрунтовує буріння пошукових свердловин на Хорошівській, Південнобезлюдівській та Васищівській площах, було прийнято виробничниками до впровадження ще в ХХ ст. Проте лише 2002 року автор став співвідкривачем Васищівського родовища, а на перспективніших Південнобезлюдівській та Хорошівській площах буріння так і не розпочали. За рейтинговою оцінкою в перехідній зоні перспективні також Таверівський, Зарябинський, Недільний, Буланівський, Кортицький та інші пошукові об'єкти [14, рис. 4].

Перспективні ділянки пошуку на схилах ВКФ є і в інших сегментах північного плеча, де одночасно можна опробувати вертикальним стовбуром олістостром-клиноформну пастку, а субгоризонтальним – оцінити продуктивність ВРР. На Сумському сегменті такими пошуковими об'єктами можуть стати ділянки схилів на Правдинському й особливо на Черемхівському та Лебединському останцевих палеовиступах, де за сейсмостратиграфічними й палеотектонічними побудовами виявлено нетрадиційні пастки олістостром-клиноформного типу [7]. Подібні пастки прогноуються й на Буднівському ВКФ.

Низку прогнозних об'єктів у покрівлі НК виділено й на Севському сегменті північного плеча. Їхній нафтогазоносний потенціал за категорією  $D_1$  (локалізовані) становить 96,8 млн т умовних одиниць палива [4]. Високий рейтинг перспективності мають північні схили Онезького, Добринівського та особливо Хмелівського ВКФ (Касянівська ділянка). На його схилі в гетерогенній товщі у свердловині 1-Хрещатинська за результатами випробування на трубах (ВПТ) (інт. 2 740–2 858 м) отримано розчин з нафтою, а у свердловині 1-Галківська під час випробування в колоні (інт. 2 931–2 955 м) – пластову воду з розчиненим вуглеводневим газом.

На Люботинсько-Наріжнрянській ділянці мобільного схилу Харківського сегмента виявлено ще один прогнозний об'єкт, продуктивність якого (на переконання автора) вже доведено бурінням. Так, на Північноюліївській прогнозній олістостромі (опущене крило Юліївської горст-антикліналі) свердловиною № 11 у приконтатній зоні ВПТ виявлено (інт. 3 718–3 826 м, гетерогенна товща) слабкий приплив газу дебітом 1 926 м<sup>3</sup>/доб. [10, рис. 2]. Не менш важливим є і те, що ця прогнозна пастка розміщена на одному гіпсометричному рівні з розкритим свердловиною 2-Юліївська газоконденсатним покладом, який пов'язують з жильною тупиковою пасткою в метасоматичному штоці. Тому якщо раніше рекомендована свердловина Ц-1 [10, рис. 1] пройде вертикальним стволом 4 000 м, після чого бурять горизонтальну розсічку завдовжки понад 500 м, то тоді її вибій опиниться на 50–100 м нижче, ніж свердловини 2-Юліївська, яка так і не вийшла з продуктивних метасоматитів. Нагадаємо, що свердловина 2-Юліївська (глибина 3 800 м), пройдена із суцільним відбором керна, розкрила три зони тріщинуватості, які становлять 49 % розрізу. З останньої зони при перфорації інтервалу 3 636–3 735 м і випробуванні у відкритому стовбурі (інт. 3 735–3 800 м) на семиміліметровому штуцері дебіт газу становив 77 тис. м<sup>3</sup>/доб.,

конденсату – 13 м<sup>3</sup>/доб. Отже, свердловина Ц-1 зі зміненою конструкцією стовбура зможе розкрити два генетично різні поклади вуглеводнів: один в олістостром-клиноформній пастці, а другий – у тупиковому резервуарі ВРР. Від одержаних нею результатів залежить буріння в подібній ситуації свердловини Ц-2 [10, рис. 2] на Північносворцівській площі, де також виділено прогнозну олістостром-клиноформну пастку й передбачають розуцільнений КФ у тріщинуватій зоні на підвищеному крилі зворотного скиду. Причому в цій свердловині вертикальний стовбур буде на 200–250 м меншим. Рекомендовані свердловини Ц-1 та Ц-2, які пройдуть сотні метрів ухрест простягання передбачуваної зони вторгнення глибинних ВВ-флюїдів, зможуть розкрити в КФ поклади з високим дебітом вуглеводневої сировини. Крім вищенаведених площ на Люботинсько-Наріжнрянській ділянці мобільного схилу, високу рейтингову оцінку пошуку продуктивних пасток у схилових відкладах і ВРР мають [14, рис. 4] зокрема Північнобурівська й Північноошкківська площі, а найвищий рейтинговий бал одержало Шляхове підняття, яке прилягає до шва розсуву. Це підняття може стати пріоритетним об'єктом пошуку, бо його не тільки вже підготували по осадовому чохла до буріння, але й позитивно оцінюють прямопошуковими дослідженнями.

Деякі інші пошукові завдання запропонували ми [17] для Північнохарківського мегарезервуара сланцевого газу. У його межах *покривна частина НК* (сланцювате глинистокарбонатне тіло та врізні “тугі” пісковики нижнього візе) перебиває численні флюїдопровідні зони живлення глибинними ВВ-флюїдами [17, рис. 1, 4]. Тому існують сприятливі умови для дії природного капілярного “насоса”, що втягує в себе глибинний метан. Ефект утягування вуглеводнів відбувається завдяки рухливим діям капілярних тисків, які в гідрофобному середовищі сприяють переміщенню (“накачуванню”) струминних вуглеводнів з тріщинуватих зон мантійних розломів у мікропорові канали базальної товщі нижнього візе. Цей капілярний насос забезпечує *постійне поповнення* (особливо через слюдисті площини сланцюватості аргілітів і стиліолітові тріщини [17, рис. 3] щільних пісковиків) *базальної товщі глибинними вуглеводнями*. Такий термобаричний режим сприяв у *нижньовізейському Північнохарківському мегарезервуарі* виникненню базальної товщі із суперкапілярною пористістю й високим умістом (до 10 % і більше) абсорбованих газів, які й формують поклад сланцевого газу. Логічно, що *природними дегазаторами* для абсорбованих газів мають бути малопотужні піщані й карбонатні тіла різного морфогенезису (лінзи, барово-рифтові утворення тощо) з якісними гранулярними колекторами, що зусебіч перебиті глинистими породами. На моноклінальному схилі Харківського сегмента зону мілководдя, що завершується береговою лінією ранньовізейського моря, умовно можна зіставити зі смугою надфундаментних відкладів [14, рис. 2А, Б], підшоша якої обмежена лінією примикання до поверхні КФ підшовного нижньовізейського віддзеркалювального сейсмічного горизонту, а покривна її зона (умовна берегова зона) контролюється лінією подібного клинення віддзеркалювального горизонту вже в підшві верхньовізейських відкладів. Згідно з таким чином побудованою геолого-геофізичною моделлю регіонального виклинювання басейнових нижньовізейських відкладів визначено, що на Північнохарківському мегарезервуарі ширина прибережної смуги мілководдя сягає понад 5 км [14, рис. 1], а загальна потужність надфундаментних відкладів коливається в межах 20–50 м. Тому ізольовані глиною

піщані тіла навряд чи матимуть товщини більші ніж 5–15 м.

Підтверджено світовою практикою, що в пастках, які приурочено до валоподібних (приливно-відливні вали), рукавоподібних (підводні течії, авандельтові протоки) та горбоподібних (підводні мілини, бари) піщаних тіл, може бути виявлено поклади з аномально високими як пластовими тисками, так і дебітами вуглеводнів. Але пошук таких малого розміру пасток, які можуть вмішувати великі запаси вуглеводнів, є досить неефективним, бо відсутні надійні геофізичні методи їхнього виявлення. Пошукова ситуація принципово зміниться, коли ці пастки вивчатимуть одночасно з бурінням горизонтальних стовбурів і розсічок для видобутку з базальної товщі нетрадиційних вуглеводнів. Зазвичай схему кластера (куща) видобувних свердловин сланцевого газу складено з шести горизонтальних стовбурів, які розміщено таким чином, що зони їхнього фрекінгу (гідророзриву) на площі 3×2 кілометрів квадратних формують єдине тріщинувате середовище. Такими “граблями” буде майже неможливо пропустити навіть малопотужні піщані чи карбонатні тіла. До того ж, у праці [14] ми вже виділили перспективні площі їхнього пошуку: між Безлюдівським і Васищівським підняттями, де прогноують у НК конус виносу, Кузьмичинсько-Скворцівську, Крупичинсько-Люботинську та Західнохарківську перспективні площі, що розміщені в зонах можливого трасування палеорічок. Тут малорозмірні тіла, які шукатимуть, будуть пов’язані з резервуарами дельтового й авандельтового генезисів, а на мілководному узбережжі – з піщаними лінзами й барами. Отже, є сенс говорити про передбачувану рентабельність ГРП у разі поєднання видобувних і пошукових робіт [17]. Під час буріння на цих площах горизонтальних стовбурів варто передбачити всі потрібні заходи, щоб унеможливити аномально високі пластові тиски (показник виявлення шуканого тіла) й не спровокувати на свердловинах аварійну ситуацію.

У праці [16] уже йшлося про уточнення до правила Кудрявцева (під покладами в осадовому чохлаї мають існувати поклади ВВ у КФ) та умови, коли воно не діє. Яскравим прикладом винятку з пошукового правила мають стати шукані в докембрії поклади на південному плечі, бо слабкою ланкою продуктивності осадового чохла є його погана гідрогеологічна закритість. Перший приклад цього – Кохівська площа, де полтавські сейсморозвідники підготували до буріння нижньокам’яновугільну пастку юліївського типу. Вона виявилася “порожньою”; а тупиковий резервуар в КФ на 2 500 м і глибше міг бути продуктивним [5]. Але хухрянська ситуація [15] на південному плечі не повторилася (пошукову свердловину не заглибили) і, найвірогідніше, нафтовий поклад залишився не виявленим. Детально з ілюстрацією доказової графіки це питання розглянуто в науковому звіті (відповідальний виконавець В. Лебідь, 2007 р.).

Логічно передбачити, що з покладами в тупикових пастках жильного типу в осадовому чохлаї на південному плечі узгоджуватимуться, в ліпшому разі, поверхневі гідрогазогеохімічні аномалії водорозчинених вуглеводнів і лише в окремих випадках – родовища в нижньокам’яновугільних відкладах. Найчастіше це стосуватиметься східної пришовної частини плеча. Якраз тут у шовній зоні 2002 року свердловиною 5-Улянівська (поверхня КФ на гл. 2 982 м) в інтервалі 2 985–3 055 м через фільтр отримано дебіт нафти 11,3 м<sup>3</sup>/доб.; води – 3,6 м<sup>3</sup>/доб. За термобарометричними дослідженнями продуктивним щодо нафтовіддач є інтервал 2 982–3 036 м. Певну аналогію в структурній позиції та будові простежу-

ємо між Самаро-Вовчанським і Харківським сегментами (В. Лебідь, 1997 р.). Тут також у пришовній зоні прогноують повздовжні лістричні блоки, але вужчі й менш рельєфні. Таку будову матимуть насамперед Остерсько-Успенівська й Сергіївсько-Брусилівська ділянки.

Наступними специфічними об’єктами пошуку (особливо в докембрії НК) варто вважати схили Кобеляцького, Царичанського та Орельського ерозійно-тектонічних палеовиступів (останців), що прилягають до шва розсуву. Ці останцеві палеовиступи, прогнозні контури яких зіставляють з аномаліями магнітного поля, складені в основному гнейсами, амфіболітами та залістими кварцитами, що стійкіші до процесів денудації. Прямі ознаки нафтоносності докембрійського фундаменту було отримано (1969 рік) на Кобеляцькому ВКФ під час пошуків картувальними свердловинами залізних руд. Свердловина 2-ГК на породі КФ (амфіболіти) натрапила на глибині 500 м. В інтервалах 506–516 та 529–539 м свіжорозкриті порожні тріщини заповнені рідкою нафтою. У свердловині 8-ГК (поверхня КФ на гл. 993 м, вибій – 1 046 м) КФ представлений вивітрілими хлорит-амфіболітовими бітумінозними сланцями, а з глибини 1 037 м свіжорозкриті тріщини у кварц-хлорит-серицитових сланцях також заповнені рідкою нафтою. Керни з рідкою нафтою в тріщинках було піднято й у свердловинах 1-Кобеляцька, 2-Кобеляцька, які пробурих трест “Полтаванaftогазрозвідка”. Північні схили Кобеляцького, Царичанського та Орельського ерозійно-тектонічних палеовиступів матимуть досить складну диз’юнктивну складову, бо в їхній будові брала участь система крайових порушень більш ранньої генерації (В. Лебідь, 1997 р.). Нині над північним схилом Кобеляцького ВКФ сейсморозвідкою закартовано малоамплітудні підняття Червоне й Червоноквітне, а над схилом Орельського ВКФ – Сергіївське, В’язівське та Брусилівське підняття.

### Висновки й пропозиції

У майбутньому під час підготовки перспективних площ до пошукового буріння, а такими здебільшого будуть об’єкти в НК, потрібно сейсморозвідувальні роботи виконувати в комплексі з новітніми пошуковими технологіями потенційних полів. Це дозволить у докембрії прогнозувати на плечах продуктивні пастки жильного типу [15]. Корисними будуть і прямопошукові дослідження, які в умовах невеликих глибин і піщаного розрізу плеч будуть ефективнішими, ніж на значно занурених ділянках розсуву. Особливу увагу варто звернути на комплекс, який складено з методів дистанційного зондування (автор А. І. Архипов та ін.) і точкового електромагнітного зондування (автор В. В. Фінчук та ін.), бо за результатами моніторингу 16-ти прямопошукових методів він виявився на північному плечі найефективнішим [12]. Під час обробки матеріалу комплексування різних пошукових методик треба перейти від візуального зіставлення (як нині роблять) до методології реального доповнення інтегральної прогнозної моделі пошуку. Детальніше вимоги для такого комплексування було викладено в попередніх публікаціях цього циклу.

У Законі України № 3268-6 та пропозиціях украї потрібних змін до нього [1] однією зі стратегічних вимог щодо розвитку нафтогазорозвідувальної галузі є фінансування наукового супроводу ГРП. До цього часу співпрацю науковців і виробників завершували офіційним прийняттям практичних рекомендацій до впровадження. Після проведення робіт (про умови супроводу їх не йшлося) автора рекомендації навіть не залучали до аналізу від’ємних результатів. А позитивне впро-



вадження увінчувалося (на вимогу автора) довідкою про спів-авторство у відкритті родовища. Лише потім з власної ініціативи (виробничники не були зацікавлені у співпраці) автор міг запропонувати свій варіант подальшого напрямку робіт на продуктивній структурі. Отже, науковий супровід ГРР майже не здійснювався, і це зокрема негативно вплинуло на прийняття рішення щодо подальших робіт на Рокитнянському й Васищівському газоконденсатних родовищах на північному плечі, співвідкривачем яких став автор. Характерна ситуація “супроводу” сталася й під час проходження на південному плечі свердловини 1-Кохівська (її бурили коштом інвестора СП 2 “Юкон-геологія”). Коли свердловина розкрила перші десятки метрів докембрію (покрівля КФ на глибині 1865 м, забій – 2200 м) виконавці робіт звернулися до автора рекомендації з проханням повторно обґрунтувати буріння свердловини до глибини 2500 м, хоча бурити її потрібно із суцільним відбором керна в КФ до 3950 м [5]. Свердловина, як виявилось, ще не розкрила навіть покрівлю зони значного розчленування (розущільнення) монологічної архей-протерозойської товщі (часовий інтервал 1,3–2,0 с, що узгоджується з глибинами 2200–3950 м) з кутами нахилу майданчиків сейсмодіттів, типових для осадового чохла розсуву. На жаль, виконавці не надали керна для аналізу докембрійських порід й обґрунтування, яке надіслав автор, довелося робити за зіставленням часових розрізів. Через незрозумілі причини свердловину ліквідували не спустивши експлуатаційної колони. До того ж, уже розкритий розріз КФ свердловина пройшла без суцільного відбору керна, що є порушенням Закону України про “Порядок надання спеціальних дозволів на користування надрами”. Якби свердловину 1-Кохівська пробурили хоча б до глибини 2500 м із суцільним відбором керна, то нині ми вже мали б оцінку перспектив нафтогазоносності КФ на Самарсько-Вовчанському сегменті, розшифрувавши незвичайну картину сейсмічного поля в докембрії.

На плечах ДДР поклади вуглеводнів у НК залягатимуть на малих глибинах, які рідко перевищуватимуть 4000 м. Тому, відповідно до економічного стану країни, першочергові об’єкти пошуку може бути оцінено з меншими затратами. Для того щоб виявити поклади вуглеводнів з найменшим пошуковим ризиком, треба виконати такі попередні малозатратні дослідження. По-перше, потрібно провести сейсмостратиграфічний аналіз НК. Це дозволить, особливо на північному плечі, де виконано кондиційні роботи МСГТ, уточнити прогнозні зони нафтогазонакопичення. На другому етапі цих робіт виконують детальніші дослідження на вже визначених перспективних ділянках з використанням спеціальних методів хвильового поля (псевдоакустичний каротаж, резонансні частоти, миттєві фази та інші) і пошукових методик потенційних полів (електро-, граві- та магніторозвідка), де аналізують по змозі старі матеріали. На завершальному етапі підготовки першочергових об’єктів до буріння перевіряють їх нафтогазоносність прямопошуковими дослідженнями. Усі ці заходи дадуть можливість зробити пошук родовищ у НК високорентабельним та комерційно привабливим. І найголовніше – негайно розпочати ці роботи з буріння пошуково-оцінювальної свердловини на Північноюліївській площі. Існує висока вірогідність, що вона стане успішним початком у цілеспрямованому вивченні нового нафтогазоносного комплексу. Варто, нарешті, використовувати свої енергоресурси, а згодом зі споживача перетворитись у постачальника вуглеводнів. Але для цього вже нині потрібно повернути продуктивні свердловини в цілковиту власність держави та

створити дієвий громадський контроль за видобутком і реалізацією вуглеводневої сировини.

На закінчення публікації циклу статей *про першочергові об’єкти пошуку родовищ нафти й газу в новому нафтогазоносному комплексі ДДР* укажемо, що для нашої країни, поряд з унікальним аграрним потенціалом, характерний високий ресурсний потенціал не тільки вуглеводневої сировини, але й інших мінеральних копалин. Тому для такої багатой країни **національною ідеєю є швидке зростання матеріального добробуту її громадян та надійне забезпечення територіальної цілісності держави.** Для досягнення цієї реальної амбітної доктрини **лідер нації повинен об’єднати все населення**, коли (перезфразувавши відомий вислів) пересічний громадянин не тільки питає *“що країна зробила для нього”*, а й переймається тим, що *він зробив для держави*, тобто стане відповідальним за своє майбутнє. Тоді українці матимуть той уряд, на який заслуговують (а не злодійкувату олігархічну владу), і Україна, безумовно, стане у своїх здобутках другим Сінгапуром.

#### ЛІТЕРАТУРА

1. *Гошовський С. В.* Мінерально-сировинна база України. Стаття 1. Щодо необхідності змін до Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року/ С. В. Гошовський, М. Д. Красножон, Г. Н. Люта, А. П. Василенко, М. М. Костенко//Мінеральні ресурси України. – 2014. – № 2. – С. 4–7.
2. *Лебідь В. П.* Сучасна стратегія освоєння нових нафтогазоперспективних земель у Дніпровсько-Донецькій западині/В. П. Лебідь, І. В. Ахромкіна//Нафт. і газова пром-сть. – 1999. – № 5. – С. 3–6.
3. *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. – Том 2. – С. 173–178.
4. *Лебідь В. П.* Прогнозна оцінка нафтогазоносності кір вивітрювання фундаменту в західній частині північного борту ДДЗ/В. П. Лебідь, Т. С. Нечаєва, К. К. Філюшкін//Мінеральні ресурси України. – 2001. – № 4. – С. 15–17.
5. *Лебідь В. П.* Перспективи освоєння нафтогазового потенціалу Південного борту Дніпровсько-Донецької западини//Нафт. і газова пром-сть. – 2002. – № 3. – С. 8–10.
6. *Лебідь В. П.* Освоєння нафтогазового потенціалу північного борту ДДЗ (проблеми та шляхи їх рішення)/В. П. Лебідь, П. М. Чепіль//Мінеральні ресурси України. – 2002. – № 1. – С. 32–35.
7. *Лебідь В. П.* Прогноз й оцінювання нафтогазоносності нетрадиційних пасток на Черемхівсько-Лебединській площі/В. П. Лебідь, С. Г. Вакарчук, О. В. Зубакова, Л. М. Кириленко//Мінеральні ресурси України. – 2002. – № 4. – С. 30–34.
8. *Лебідь В. П.* Щодо проблеми виділення кір вивітрювання фундаменту в розтині свердловин північного борту Дніпровсько-Донецького авлакогену/В. П. Лебідь, А. М. Вертюх, Л. Б. Ніколайчук, Г. Н. Орлова//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2006. – № 2. – С. 84–91.
9. *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//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2007. – № 2. – С. 279–287.
10. *Лебідь В. П.* Обґрунтування пошуку нового типу вуглеводневих пасток//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2007. – № 4. – С. 187–191.
11. *Лебідь В. П.* Структурно-тектонічне районування північного борту ДДР та визначення просторово-часових показників формування ЛСК-пасток/В. П. Лебідь, В. Г. Стеченко//Проблеми нафтогазової промисловості. Збірник наукових праць. Вип. 7. – Київ. – 2009. – С. 33–43.
12. *Лебідь В. П.* Зональне районування Харківського сегмента/В. П. Лебідь, Г. Г. Гончаров//Збірник наукових праць Укр ДГРІ. – 2010. – № 1–2. – С. 201–208.
13. *Лебідь В. П.* Що заважає вагомим відкриттям у Східному нафтогазоносному басейні України//Геолог України. – 2011. – № 1. – С. 60–66.
14. *Лебідь В. П.* Прогноз та рейтингова оцінка нафтогазопер-

спективності пошукових об'єктів у базальній товщі Харківсько-го сегмента/В. П. Лебідь, Г. Г. Гончаров//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2011. – № 1. – С. 137–148.

15. *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.

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

17. *Лебідь В. П.* Про передбачувану рентабельність вуглеводневої сировини на Південно-Харківському мегарезервуарі/В. П. Лебідь, О. Л. Раковська//Геолог України. – 2013. – № 3. – С. 79–87.

18. *Савченко В. И.* О перспективах поисков литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек в верхневизейских отложениях Ждановской депрессии/В. И. Савченко, В. П. Лебедь, Н. В. Харченко//Методы поисков и прогнозирование нетрадиционных ловушек нефти и газа на территории Украины. Сборник научных трудов УкрГГРИ. – 1991. – С. 55–62.

19. *Чебаненко И. И.* Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоперспективность фундамента осадочных бассейнов//И. И. Чебаненко, В. А. Краюшкин, В. П. Клочко и др. – К.: Наукова думка, 2002. – 295 с.

#### REFERENCES

1. *Goshovskiy S. V.* Mineral resources of Ukraine. Article 1 on the need for changes in the program of development of mineral raw materials in Ukraine to 2030/S. V. Goshovskiy, M. D. Krasnozhan, H. N. Liuta, A. P. Vasylenko, M. M. Kostenko//Mineralni resursy Ukrainy. – 2014. – № 2. – P. 4–7. (In Ukrainian).

2. *Lebid V. P.* The current strategy of the development of new oil-gas lands in the Dnieper-Donets Basin/V. P. Lebid, I. V. Akhromkina//Naftova i hazova promyslovist. – 1999. – № 5. – P. 3–6. (In Ukrainian).

3. *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. – V. 2. – P. 173–178. (In Ukrainian).

4. *Lebid V. P.* Predictive estimate of oil and gas measles weathered basement in the western part of the northern edge of PPD/V. P. Lebid, T. S. Nechaieva, K. K. Filiushkin//Mineralni resursy Ukrainy. – 2001. – № 4. – P. 15–17. (In Ukrainian).

5. *Lebid V. P.* Prospects for the development of oil and gas potential of the Southern board Dnieper-Donets basin//Naftova i hazova promyslovist. – 2002. – № 3. – P. 8–10. (In Ukrainian).

6. *Lebid V. P.* The development of the oil and gas potential of the northern edge of PPD (problems and solutions)/V. P. Lebid, P. M. Chepil//Mineralni resursy Ukrainy. – 2002. – № 1. – P. 32–35. (In Ukrainian).

7. *Lebid V. P.* Weather and evaluation of unconventional hydrocarbon traps in Chermhivsko-Lebedinsky areas/V. P. Lebid, S. H. Vakarchuk, O. V. Zubakova, L. M. Kyrylenko//Mineralni resursy Ukrainy. – 2002. – № 4. – P. 30–34. (In Ukrainian).

8. *Lebid V. P.* Regarding the problem of allocation of measles weathered basement in opening holes northern edge of the Dnieper-Donetsk avlakogene/V. P. Lebid, A. M. Vertiukh, L. B. Nikolaichuk, H. N. Orlova//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2006. – № 2. – P. 84–91. (In Ukrainian).

9. *Lebid V. P.* Secondary structure features of reservoirs and finding oil and gas traps in the crystalline basement structures on yuliyivskoho type/V. P. Lebid, O. Yu. Lukin, V. V. Makohon ta in//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. 2007. – № 2. – P. 279–287. (In Ukrainian).

10. *Lebid V. P.* Justification search for a new type of hydrocarbon traps//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2007. – № 4. – P. 187–191. (In Ukrainian).

11. *Lebid V. P.* The structural-tectonic zoning northern edge of DDR and identification of space-time parameters forming LSK Traps/V. P. Lebid, V. H. Stechenko//Problemy naftohazovoi promyslovosti. Zbirnyk naukovykh prats. – Iss. 7. – Kyiv. – № 2009. – P. 33–43. (In Ukrainian).

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

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

14. *Lebid V. P.* Weather and oil grade is promising search objects in the thick basal segment Kharkiv/V. P. Lebid, H. H. Honcharov//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2011. – № 1. – P. 137–148. (In Ukrainian).

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

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

17. *Lebid V. P.* About the anticipated profitability of hydrocarbons in the south-Kharkov mega reservoir/V. P. Lebid, O. L. Rakovska//Heoloh Ukrainy. – 2013. – № 3. – P. 79–87. (In Ukrainian).

18. *Savchenko V. Y.* On the prospects of lithologic and stratigraphic and combination traps in verhniveizeyskikh deposits Zhdanovskaya depression/V. I. Savchenko, V. P. Lebed, N. V. Harchenko//Metody poiskov i prognozirovanie netradicionnykh lovushek nefiti i gaza na territorii Ukrainy. Sbornik nauchnykh trudov UkrGGRI. – 1991. – P. 55–62. (In Russian).

19. *Chebanenko I. I.* Oil and gas facilities in Ukraine. Naftogaz Perspectives foundation of sedimentary basins//I. I. Chebanenko, V. A. Krayushkin, V. P. Klochko i dr. – Kiev.: Naukova dumka, 2002. – 295 p. (In Russian).

Рукопис отримано 6.06.2015.



#### ШАНОВНІ ПЕРЕДПЛАТНИКИ!

За інформацією Державного підприємства з розповсюдження періодичних видань “Преса” **7 квітня** поточного року розпочато передплату на періодичні видання на II півріччя 2016 року.

Оформити передплату можна за “Каталогом видань України” та “Каталогом видань зарубіжних країн”:

- у відділеннях поштового зв'язку
- в операційних залах поштамтів
- у пунктах приймання передплати
- на сайті ДП “Преса” [www.presa.ua](http://www.presa.ua), скориставшись послугою “Передплата ONLINE”