

УДК 553.981/982.04

В. П. ЛЕБІДЬ, канд. геол.-мінерал. наук (Український державний геологорозвідувальний інститут), м. Чернігів, vplebid@ukr.net

ПРО ОСОБЛИВОСТІ ОСВОЄННЯ НОВОГО НАПРЯМУ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ У СХІДНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ

Стаття 2. Контури глибинної моделі нафтогазоносійності базогенного комплексу

Розглянуто головні регіональні ознаки абіогенного нафтогазонакопичення в умовах Дніпровсько-Донецького розсуву. Обґрунтовано потребу не тільки оцінити нафтогазоносійний потенціал базогенного комплексу, а й уточнити нерозвідані ресурси осадового чохла з позицій дуалістичної гіпотези генезису вуглеводнів.

Ключові слова: абіогенне нафтогазонакопичення, базогенний комплекс, лістричні мезоблоки, схили виступів докембрійського фундаменту, канали живлення, ресурсна оцінка.

V. P. Lebid, candidate of geol.-mineral. sciences (Ukrainian State Geological Research Institute), Chernihiv, vplebid@ukr.net

FEATURES OF DEVELOPMENT OF NEW DIRECTION EXPLORATION WORK IN THE EASTERN REGION UKRAINE.
Article 2. The contours of deep oil and gas basal complex models

The basic features of the regional abiogenically accumulation of oil and gas in terms of the Dnieper-Donets sliding. The necessity assess oil and gas potential of the base complex and refinement undiscovered resources sedimentary cover of positions dualistic hypothesis of the genesis of hydrocarbons. Resulted characteristic elements of the structure of supply channels, direct and side indicators "deep breath" and structural features of productive traps in the unconventional base complex. Outlined the contours of a new model of accumulation of oil and gas, which is based on deep areas of possible supply hydrocarbons associated with fault zones deep violations. Organically combined geological-structural and genetic principles of zoning promising areas of oil and gas accumulation. It is shown that the most prepared for such zoning is mobile Kharkiv slope segment. It is assumed that in future there will be ways excitation supply channels for the purpose of artificial recharge of reservoirs including Precambrian hydrocarbons.

Keywords: oil and gas abiogenic, base complex poker blocks, the slopes of the protrusions of the Precambrian basement.

Вступ – головні контури сучасної пошукової парадигми вуглеводнів

Сьогодні доміняючою в теорії нафтогазоносійності надр є закономірне зближення ще недавно різко протилежних гіпотез органічного й неорганічного синтезу вуглеводнів. Передумовою цього стала низка нових розробок про вплив глибинної енергетики на процеси нафтидогенезу. На результатах цих досліджень і ґрунтовано сучасну дуалістичну гіпотезу генезису вуглеводнів, де різні моделі нафтидогенезу не протиставляють, а порівнюють між собою. Таке порівняння сприяє появі додаткових аргументів як для обґрунтування нової моделі нафтогазонакопичення, так і для прийняття в Дніпровсько-Донецькому розсуві (ДДР) правильних пошукових рішень. Таким чином, у цій моделі головну увагу звернуто не на розгляд процесів піролізу (деструкції) при контактному метаморфізмі вуглеводневих газів, нафт і конденсатів (мальти, асфальти, асфальтити, озокерити), а на умови динамометаморфізму, коли глибинна енергетика підвищує нафтогенерувальний потенціал органічних сполук. Тому об'єднуючою ідеєю сучасної концепції подвійного генезису нафти й газу (за всього їхнього розмаїття) є те, що потоки високотемпературних і високодинамічних глибинних флюїдів не тільки активізують в осадових породах процес нафтогазоутворення, але й збільшують його масштаби.

Поряд зі схожістю (порівняльністю) є й певна відмітність насамперед у розміщенні ділянок нафтогазонакопичення в осадовому чохлі, з одного боку, і в приповерхневому розрізі

докембрійського фундаменту (ДФ) й утвореннях, що його перебивають, – з іншого. В осадовому чохлі нафтогазоносійні товщі формуються внаслідок дії складної східчато-горизонтальної міграції екзогенних та ендегенних вуглеводнів, а в ДФ насиченість вторинно розущільнених природних резервуарів залежить від глибинної вертикальної міграції ВВ-флюїдів. Тому виділення в цокольному розрізі ДДР окремого базогенного нафтогазоносійного комплексу (БК), про що йшлося в першій статті циклу, є не тільки теоретично доцільним, але й потрібним для успішного виконання ГРР.

Нині, на жаль, ще не виявлено, які частки сингенетичної й транспортованої (глибинної) складових формують загальну (єдину) модель нафтогазонакопичення. На думку автора, аргументованішим є пріоритет у ній глибинних ВВ-флюїдів. Водночас сучасний рівень вивченості ще не дає змоги розрахувати ці співвідношення, бо залишаються майже недослідженими термодинамічні й фізико-хімічні процеси, що зумовлюють дуалістичний генезис вуглеводнів. Обґрунтування розподільчого рейтингу для цих вуглеводнів ускладнюється ще й тим, що інколи має місце велика подібність (це й природно) вуглеводневого складу й фізичних властивостей суміжних нафт осадового чохла та ДФ (родовища Ла-Пас, Мара (Венесуела), Білий Тигр, Дракон (В'єтнам) і деякі інші). Таку достовірну розподільчу оцінку й кількісне співвідношення різних за генезисом вуглеводнів, мабуть, можна отримати під час цілеспрямованих сучасних, зокрема ізотопно-геохімічних, та інших досліджень цього типу, що стане підґрунтям для теоретичних узагальнень.

Тепер попередню (на регіональному рівні) схематичну абіогенну модель нафтогазонакопичення в БК можна по-

будувати, скориставшись давно відомим емпіричним положенням: більшість родовищ ВВ у кристалічному фундаменті й осадових шарах, що його перекривають, розміщені в зоні на відстані до 20 км від глибинних розламі. Безумовно, таке районування є надто схематичним. Геодинамічна модель природних резервуарів у БК досить складна, бо заповнення порожнин флюїдами в процесі розвитку зон дилатансії ДФ відбувається за майже не вивченими схемами фізичних ефектів *фільтра-пресингу й гідророзриву*. Тому субвертикальні зони нафтогазонакопичення мають складну просторову впорядкованість ділянок, зумовлену багатofакторними причинно-наслідковими явищами, де важливу роль відіграє не тільки глибинна енергетика ВВ-флюїдів, а й хімічний склад та агрегатний стан порід приповерхневого розриву ДФ. У регіоні цей механізм нафтогазонакопичення лише розпочинають вивчати. І хоча ще немає загальноприйнятої моделі зон нафтогазонакопичення глибинними вуглеводнями, все ж деякі уточнення в їхньому розміщенні на регіональному й зональному рівнях вже можна зробити. Підставою для таких уточнень є: 1) взаємозв'язок механізмів занурення й умов ендегенної нафтогазонаосійності, що дає змогу прогнозувати в ДДР зони живлення ВВ-флюїдами; 2) аналіз низки показників, які ототожнюються з ділянками можливого підтікання глибинних флюїдів. Ці питання розглянуто в статті не стільки з теоретичним, скільки з *практичним спрямуванням*.

Головні риси вуглеводневого живлення базогенного комплексу в ДДР

Конвективне перенесення вуглеводневих флюїдів з мантії у верхню частину літосферної кори відбувається в моменти імпульсивних збуджень середовища під час сейсмічних потрясінь (землетрусів). Тоді природні зони ДФ стають "прозорими" для проникнення глибинних вуглеводнів [19]. У ДДР землетруси не така вже й рідкість. Останні їх збудження тут відбувалися в 1977 й 1990 рр., коли з епіцентру поза межами України п'ятибальна сейсмічна хвиля досягла навіть Києва. Особливу увагу акцентуємо на землетрусі з епіцентром у районі Гадяча, який зафіксував Європейський середземноморський сейсмологічний центр уранці 3 лютого 2015 року. Цей землетрус із магнітудою 4,6 одиниць діяв на глибині понад 10 км протягом шести хвилин. Тож є сенс вважати, що в ДДР постійно (у геологічному вимірі часу) відбувається *уривчасто-безперервне підтікання глибинних вуглеводнів*, насамперед у нетрадиційні пастки БК. Причому на відміну від осадових склепінних пасток з фіксованим об'ємом порожнинного простору, пастки в покривельній частині ДФ такого обмеження не мають, а зі збільшенням кількості вуглеводневої сировини їх водонафтовий контакт лише зміститься на глибший гіпсометричний рівень. Нагадаємо, що бурінням цей контакт ще ніде достовірно не розкрито.

Прогнозування ймовірних ділянок живлення глибинними вуглеводнями. Для ДДР у першому наближенні їх можна виділити на підставі моделі, яку запропонував автор, коли умови заглиблення й нафтогазонаосійності збігаються між собою в просторі й часі [10]. Відповідно до положень плитної тектоніки, рушійним елементом заглиблення й синхронного розширення ДДР були рухи корових регіональних скидів лістричної кінематики, коріння яких занурювалося в *субгоризонтальну смугу розширення континентальної кори*, де поширені майданчики відбиття K_2 глибинного сейсмічного зондування [23]. Чітко збалансована клавішна система занурення північних і південних пришовних та приосових і центральних осових лістричних мезоблоків [10, рис. 1] починала діяти від периферії

до осі розсуву. У середньому девоні (а, можливо, ще в рифейі) одночасне тектоно-гравітаційне зниження й розсування (ковзання) цих широтних мезоблоків і окреслило в тілі Сарматського палеоциста розсув північно-західного простягання.

Субгоризонтальні розущільнені смуги континентальної кори були як головними елементами розширення ДДР, так і місцем накопичення глибинного метану. Уважають [22], що подібні розущільнені смуги розтягання континентальної кори були не тільки зонами газонакопичення, а й своєрідним "хімічним реактором", де за наявності водних розчинів і глинистих мінералів (які є каталізаторами) газу частково перетворюються у флюїди нафтового ряду. Причому доведено, що на глибині 15–25 км, тобто на рівні залягання (за даними глибинного сейсмічного зондування) смуги розтягання континентальної кори, вже є водяна фаза флюїдів [3].

У ДДР сформувалася складна *нерівномірно-сітчаста* модель можливого живлення БК глибинними вуглеводнями. Поздовжніми елементами цієї мережі є корові лістричні скиди широтних мезоблоків, а поперечними – давні (додевонські) ортогональні корово-мантіїні глибинні розлами Сарматського палеоциста. Останні в ранньому девоні дещо активізувалися, що вплинуло навіть на певний регіональний перерозподіл потужності осадового чохла й підвищену нафтогазонаосійність окремих районів (наприклад, Лесяківсько-Гнідинцівського [14]). Особливо суттєві зміни відбувалися в місцях перетину додевонських ортогональних лінементів (ширина яких сягає 10 й більше кілометрів) з молодими субширотними розламами, де було потужніше підтікання ВВ-флюїдів і чіткіше окреслення деяких ВКФ. Так, зокрема, на оконтурення Чемериського й Жеведського ВКФ вплинув Тікицько-Гомельський лінемент, а Артюхівського, Миколаївського, Плужниківського й Хмелівського ВКФ – Ігулецько-Брянський глибинний розлам. І все ж головним елементом "сітки живлення" будуть поширеніші розсувоформування лістричні скиди. На жаль, тепер закартувати цю мережу досить складно, бо з часом більшість розламі, які її обмежували, були дуже знівельовані внаслідок процесів інверсії або замасковані солянокупольними структурами. Можна лише стверджувати, що густішою сітка розламі (а, отже, і сприятливішими умови нафтогазонакопичення) буде в межах пришовних частин розсуву. До того ж ця територія менш занурена (рис. 1), де автор і рекомендує розпочати пошук у БК нових родовищ [15].

Характерні елементи будови каналів живлення ВВ-флюїдами. Вертикальні природні зони тріщинуватості (ПЗТ) порушень лістричної кінематики, які виникли внаслідок розтягувальних напруг, можна по характеру їх залягання й Р-Т особливостям умовно поділити на три принципові складові: нижню (катазону), середню (мезозону) і верхню (епізону). Таке розчленування певною мірою узгоджується і з однойменними розламними тектонофаціями (Є. І. Паталаха, 1970–1991 рр.), коли зі зменшенням глибин і Р-Т вивчають зміни фізичного стану КФ, геологічних властивостей і ступеня дислокаційних перетворень у ПЗТ. Ці зони й характеризують геодинамічні стадії становлення каналів живлення БК глибинними ВВ-флюїдами, які, зокрема, стосуються таких головних етапів розвитку геологічного середовища.

Для лістричних розламі *катазони*, що мають субгоризонтальне падіння скидача, вектор зміщення порід набуває максимального горизонтального компонента, а його скаляр – пропорційний пластичному розтягання смуги розширення, з якою ця зона з'єднується. У рамках сучасного тектоно-геодинамічного вчення (Ю. М. Пушаровський, 1998) теоретично й експериментально доведено, що розламуотворення розпо-

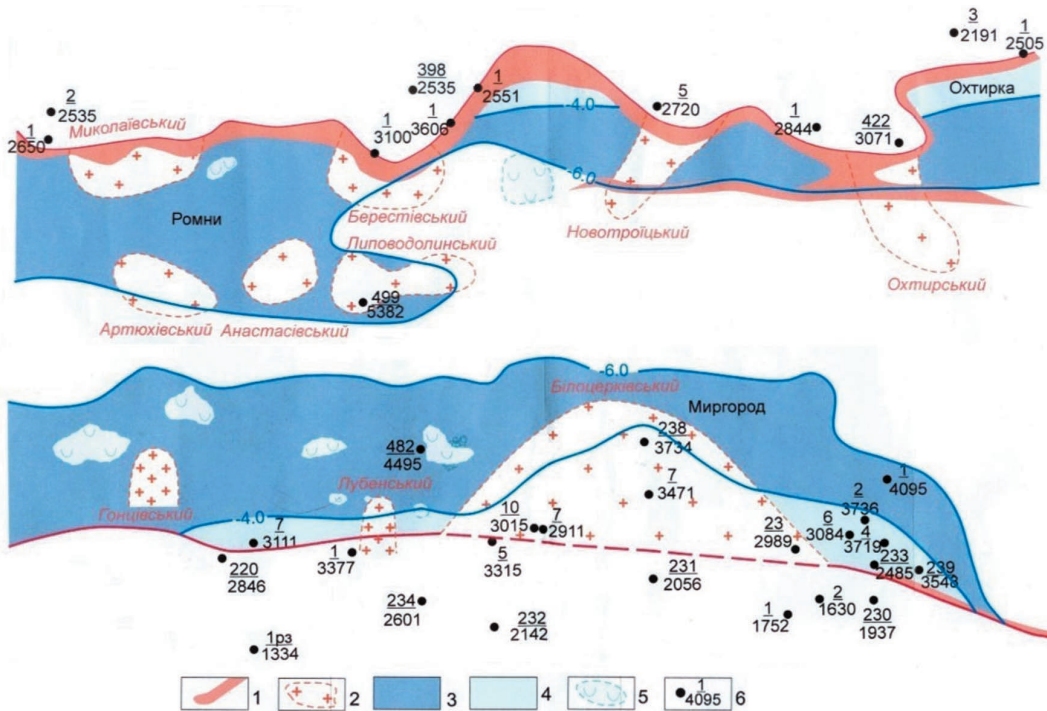


Рис. 1. Центральна частина Дніпровсько-Донецького розсуву. Виступи кристалічного фундаменту, що залягають на глибині до шести кілометрів
 1 – ділянки втрати відбиттів КМЗХ; 2 – виступи ДФ; глибини занурення поверхні ДФ: 3 – в інтервалі 4–6 кілометрів; 4 – менше 4-х кілометрів; 5 – соляні діапіри; 6 – свердловини, що розкрили ДФ

чинається в умовах тектонічної течії (в'язкі розлами), якій характерна речовинна, структурна й фізична неоднорідність. Морфологічно в'язкі розлами узгоджуються з лінійними зонами кліважу течії, сланцюватості, гнейсуватості або іншими формами фрейдності гірських порід. Формування внутрішньої структури ПЗТ у катазоні супроводжується високотемпературним метасоматозом. В'язкі розлами під час руху мезоблоків відіграють роль "мастила," бо їх в'язкість набагато менша від навколишніх порід. Ця обставина досить важлива для флюїдного режиму й міграції ВВ. У таких умовах і розпочинається субгоризонтальне енергетичне розвантаження глибинних вуглеводнів зі смуги розуцільнення.

Серединна частина каналу живлення ВВ-флюїдами лістричного типу – це ділянка сполуки катазони й епізони. Уздовж 10 й більше кілометрів її нахил до горизонту поступово збільшується, що в кінцевому підсумку часто робить корові лістричні розлами накладеними на давні шви мантійних зон дилатансії [10, рис. 1]. Для мезозони все ще характерна динамометаморфічна течія розламів, де провідними явищами є в'язкі кліважі й середньотемпературний метасоматоз. Лише в покрівельній частині зони з'являються низькотемпературні метасоматити, а розлами стають в'язко-крихкими. Під час сейсмічних потрясінь на короткий час відкриваються сполучені тріщини й розлами, що призводить до перерозподілу порових тисків і відбуваються інтенсивні підйомні перетікання (часто разом з гелієм і радоном) ВВ-флюїдів. Сумарний вектор їх руху тут прямує до рівновеликих значень горизонтального й вертикального компонентів ПЗТ. За складом ВВ-флюїдів (за аналогією з розрізом на глибині понад 10 км у Кольській надглибокій свердловині) це може бути рухомий водяний пар з високими концентраціями метану, а в нашому випадку – і рідких вуглеводнів.

В епізоні, коли породи ДФ вийшли на палеоповерхню, провідними дислокаціями в ПЗТ уже стали крихкі деформації (сколювання, відривання, катаклаз). Перехід дислокації крихко-пластичної течії в катакластичну форму пов'язаний зі структурно-речовою перебудовою ДФ і процесами, які сприяють формуванню колекторів для нафти й газу. Лістричний скид, що нахилений до горизонту під кутом близько 60 градусів,

супроводжується численними субпаралельними тріщинами відколювання й відривання, а також вторинними (супутніми) скидами, які утворюють широку зону ПЗТ. На відміну від нижньої частини лістричного скиду, верхня характеризується максимальною амплітудою знижування. Тут у полі розсувних деформацій з остаточним вичерпанням запасів пружкої енергії тіла відбувалось активне заміщення первинного субстрату ДФ низькотемпературними гідротермальними метасоматичними мінеральними парагенезами хлориту, каолініту, гідрослюди і карбонатів (порові колектори) і катаклазитами (тріщинні колектори), а з кінцевим затвердінням порід виникали контракційні порожнини. У подібних умовах дислокаційної тектоніки ДФ і метасоматозу й формуються ВВ-поклади в БК.

Прямі й побічні показники "глибинного дихання". Прямими показниками району сучасного руху глибинних флюїдів вважаємо родовища (Шебелинське, Лесяківське, Гнідинцівське, Пролетарське, Рудівсько-Чорвонозаводське, Чорнухинське, Білоусівське й інші), на яких уже зафіксовано припливи вуглеводнів з глибини, бо за 25–50 років експлуатації вони цілком чи частково відновили свої запаси. Їхній сумарний видобуток навіть теоретично не може вміститися в реальні об'єми склепінних ВВ-пасток [24]. З'явилась унікальна нагода наповнити новим змістом твердження про високий темп формування ВВ-покладів [19], бо ми стали свідками безпрецедентного геологічного експерименту – епіцентр Гадяцького землетрусу (про що йшлося вище) був під зоною зіткнення північних пришовного й приосьового мезоблоків. Тому є слушна нагода порівняти тут енергетику покладів до і після землетрусу. Переважно це територія Липоводолінського району нафтогазонакопичення, де виявлено низку родовищ в осадовому чохла та який автор розглядає як пілотний полігон для пошуку в БК покладів, зокрема і великих за запасами вуглеводнів [12]. Таким чином, виявивши як змінилися на родовищах в осадовій товщі термофлюїдодинамічні характеристики (модулі палеотемператур і пластових тисків, коефіцієнт нафтогазонасичення), можна визначити кількісну оцінку потужності глибинного вуглеводневого "дихання".

Сучасна вертикальна міграція глибинних вуглеводнів зумовлена до певної міри ступенем неотектонічної активності,

оскільки остання є першопричиною формування зон підвищеної тріщинуватості, які відіграють роль каналів руху ВВ-флюїдів. У ДДР сумарна амплітуда неотектонічних рухів сягає 200 і більше метрів [1]. Про істотну сучасну тектонічну активність території свідчить і матеріал повторного нівелювання й футштокових спостережень (Ю. О. Мещеряков, 1984), оскільки виявлено аномально високі швидкості (понад 5 мм/рік) позитивних рухів. Нині трасування неотектонічно активних розламів у регіоні впевнено виділяють і за дешифруванням космічних знімків. Наведені вище аргументи дають підставу дійти однозначного висновку – у ДДР є численні ділянки з підвищеною активністю сучасних позитивних рухів, окремі з яких можуть бути шляхами живлення глибинними вуглеводнями.

Для уточнення й деталізації зональних ділянок живлення глибинними вуглеводнями цінну інформацію містять поля палеотемператур і палеотисків, де аномально високі показники також пов'язані з “глибинним диханням” ДДР. Причому для порівняння потрібно брати не фізичні величини, а їх модулі, які не залежать від глибини замірювання цих параметрів. Аналіз засвідчив [12, рис. 4], що в нижньому карбоні над диз'юнктивними схилами ВКФ розміщені родовища з максимально високими модулями геотемператур і пластових тисків. Не менш корисний матеріал для побудови нерівномірно-сітчастої моделі можливого живлення БК глибинними вуглеводнями можна отримати за даними: а) заміни мінералізованих вод на опріснені, які виникли під час конденсації глибинної пари; б) підвищеного вмісту у водах йоду, що є доказом глибинного конвективного масопереносу.

Усі розглянуті вище показники, як і деякі інші, свідчать здебільшого про “сценарій розвитку” ВВ-дегазації, а не про накопичення (точніше лише частково про акумуляцію) у породах ДФ вуглеводневої сировини. Щоб уявити масштаби цього процесу, укажемо, що частка нафтогазонакопичення надр у понад тисячі разів менша від гігантської кількості ВВ, яка потрапляє в гідросферу й атмосферу Землі [2]. Тому розламіні зони якраз і є не стільки шляхами живлення пасток вуглеводнями, скільки дегазації головної газової течії.

Особливості нафтогазоносійної моделі БК у Східному регіоні України

Особливості будови нетрадиційних природних резервуарів нафтогазонакопичення в БК. Зрозуміло, що ключовим моментом успішного освоєння БК є достовірне прогнозування й результативний пошук родовищ нафти й газу в межах виявлених зон дегазації вуглеводневих флюїдів. Теоретичні основи формування нафтогазоносійних резервуарів у кристалічному фундаменті обґрунтовано в роботах О. Ю. Лукіна і, зокрема, у праці [21], де зауважено, що деструктивні субвертикальні тіла потрібно розглядати як флюїдопровідні шляхи вуглеводнів, і з ними пов'язана не тільки дегація, але й формування покладів нафти й газу. Нафтидогенез (абіогенний синтез ВВ) розглянуто [19] як потужний глибинний енергетичний процес, що супроводжується лавиноподібною генерацією вуглеводнів і високим темпом формування покладів. Якщо дотримуватися цієї гіпотези, то логічно припустити, що родовища ВВ мають бути досить молодими й характеризуватися високоенергетичними параметрами покладів. Подібні ВВ-поклади вже виявлено в низці нафтогазоносійних провінцій. Так припливи флюїдів з дебітом у 1 000–2 000 т/добу отримано в нафтогазоносійних басейнах: Сирт (Лівія), Маракібський (Венесуела), Зондський (В'єтнам).

Беручи за основу аналіз уже виявлених на північному плечі покладів у БК [13], можна попередньо виділити три головні типи природних резервуарів [8], які в практичній площині ма-

тимуть дещо різні параметри їхнього пошуку. Але об'єднує ці пастки те, що фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) колекторів нафти й газу сформувалися внаслідок складного процесу вторинного розущільнення монолітного ДФ. Колекторами часто є гранітоїдні породи, оскільки вони крихкіші, що сприяє активному розвитку зон мікро- й макротріщинуватості, де за певних гідротермальних обставин і відбувається вторинна метасоматична мінералізація, а отже виникає ще більше розущільнення корінних порід. Завдяки метасоматичним перетворенням породи набувають серицитизації, хлоритизації, кальцитизації, епідотизації, сульфідитизації. Вони завжди менш щільні, ніж субстрат, бо внаслідок перекристалізації й метасоматичного вилуговування поряд з тектонічною тріщинуватістю виникають міжмінеральна (матрична) поруватість і кавернозність. І, навпаки, амфіболіти, кварцити, гнейси й скварцьовані породи досить в'язкі, а тому піддаються меншій тріщинуватості, тобто є стійкішими до дії динамометаморфізму. Тому вони в ПЗТ частіше відіграють роль покришок. Ще однією особливістю цих порід є те, що вони (маючи смугасту текстуру, яка підкреслює різні фізичні властивості породи) часто розбиті стилітовими швами (тріщинами природного гідророзриву). Як уважає О. Ю. Лукін [20], свідками глибинної нафтогазоносійності є плівки й прокладки темноколірної пелітоморфної полімінеральної речовини, якою прорізани ці шви. У першому наближенні розподіл ДФ на породи-колектори й щільні перемички можна зробити вже за механічною швидкістю буріння – для розущільнених зон характерне набагато вище проходження.

Перший (жильний) тип вторинно розущільнених резервуарів (ВРР) пов'язаний з кризьформаційною флюїдопровідною системою, для якої характерна складна природа зміни режимів розтягання й короткочасного стиснення. Хоча ця природна система і є переважно каналом дегазації, але у фінальній стадії пульсвільної міграції за сприятливих умов (відносно застійний флюїдодинамічний режим, зубчасто-тупикова будова стінок метасоматичних штоків) можуть виникнути продуктивні ВРР. Порожнинним простором у них будуть розущільнені ДФ і зони дезінтеграції їхніх кір вивітрювання (КВ), а покрівельним флюїдотривом – елювій КВ та осадові глини. Тому можливі нафтогазоносійні інтервали ДФ геофізики часто прогнозували разом з КВ й оцінювали бурінням за результатами спільного випробування (продуктивні свердловини Хухрянська-1, Юліївська-50, Скворцівська-6, Коробочанська-1, 4 та інші) [13]. Для прикладу, наведемо результати випробування свердловини Хухрянська-1 (поверхня ДФ – на глибині 3210 м), де в перфорованій колоні з інтервалу 3200–3280 м (дезінтегрована КВ плагіогранітів і метасоматично змінених плагіогнейси) отримано фонтануючий приплив нафти з газом. Що стосується термодобітометрії, то результативними були інтервали 3204–3206 м (КВ) і 3257–3272 м (ДФ).

Зауважимо, що з таким термобаричним режимом вуглеводневого стовпа під флюїдотривом виникає певне розпилення міграційного потоку глибинних флюїдів. За цих обставин природні гази можуть абсорбуватися низькопроникними колекторами глинистих порід у закритих порах, а інколи й у закритих кавернах і мікротріщинах. Ефект утягування вуглеводнів у гідрофобному середовищі відбувається завдяки рухливим діям капілярних тисків. Такий капілярний насос і “качає” ВВ у “тугі” колектори глинистих відкладів. Таким чином, на шляху дегазації виникають природні фільтри пресингу, яким притаманні аномально високі пластові тиски.

Практичний інтерес для видобутку нетрадиційних ВВ з “тугих” колекторів на північному плечі являє собою Північно-

харківська ділянка [11]. Тут сланцювате глинисто-карбонатне тіло нижнього візе (флюїдотрив) перекриває поверхню ДФ, яка розбита складною мережею каналів глибинного живлення ВВ-флюїдами: горстоформульними коровими лістричними Люботинським і Скворцівським скидами [11, рис. 1]; Люботинським, Скворцівським, Баштанівсько-Бєлгородським, Хорольсько-Росошанським і Горіхівсько-Павлоградським протерозойськими розламами мантіїно-корового закладення [11, рис. 4]. Передбачаємо [18], що ці роботи будуть рентабельними, бо під час буріння мережі кластерів добувних свердловин сланцевого газу майже неможливо пропустити всередині сланцюватої глинисто-карбонатної товщі малопотужні піщані тіла, які відіграватимуть роль природних дегазаторів. На Північнохарківській ділянці запропоновано перспективніші площі, де можна натрапити на поклади в невеликих піщаних тілах з відмітними ФЄВ та аномально високими пластовими тисками й припливами вуглеводнів [11, 18]. Вищенаведений приклад ілюструє специфічний механізм заповнення глибинними вуглеводнями типової пастки осадового чохла. У БК₂ ж на схилах ВКФ розвинуті переважно пастки олістостром-клиноформного типу. Вони територіально відносно тісно пов'язані з ВРР у БК₁ [4].

Другий (штокверковий) тип ВРР формується, коли енергії вторгнення глибинних вуглеводнів уже недосить для вертикального прориву опору ДФ. Унаслідок цього в покрівельній частині БК₁: 1) різко розвантажується напружений стан гірських порід, що приводить до зімкнення розламі, тріщин і макротріщин тектонічного походження або до заповнення їх новоутвореннями, матеріалом для яких були осади перенасичених мінеральних розчинів; 2) зменшується інтенсивність низькотемпературних гідротермально-метасоматичних процесів до повного їх припинення. Тому ВВ-поклади розміщатимуться на певній глибині від поверхні ДФ. Як засвідчила практика ГРР, потужність покрівельної покрішки БК₁ може становити сотні метрів (родовище Білий Тигр) і навіть кілометру товщі (деякі родовища Татарстану). У ДДР підштовху цієї покрішки виявляють зазвичай на глибині 200–300 м від поверхні ДФ [13].

Пастки другого типу ВРР визначаються як внутрішніми тушковими зонами нерівномірного розуцільнення ДФ, так і нерівною підшовою поверхні покрівельної покрішки, а боковим екраном для них є “невивітрілі” стінки тектонічних порушень. Їхні високі ФЄВ, як і для першого типу пасток, пов'язані з тріщинними й порово-каверново-тріщинними колекторами. Пастки матимуть чималу висоту покладу й відносно невелику нафтогазонасійну площу. Тому для суттєвої *вертикальної дорозвідки* тушкового ВВ-покладу, який розкрила свердловина Юліївська-2, запропоновано пробурити похило спрямовану свердловину Ц-1 [18, рис. 1]. Субгоризонтальний стовбур цієї свердловини перетне передбачуваний штокверковий канал вуглеводневого насичення на 75–150 м нижче від вибою свердловини Юліївська-2, яка так і не вийшла із розуцільнених метасоматитів. Подібне розвідувальне завдання має й похило спрямована свердловина Ц-2, яку запропоновано пробурити на Північноскворцівській площі [16]. Беручи до уваги особливості розміщення природних резервуарів на схилах ВКФ [4], горизонтальними стовбурами цих свердловин можна одночасно опощувати в оптимальних умовах і олістостром-клиноформні пастки БК₂.

Третій (квасіпластовий) тип ВРР виникає тоді, коли розвантаження міграційних напруг відбувається в субгоризонтальному напрямку на фінальному етапі вторгнення.

У цьому випадку розрядження тисків здійснюється через гідророзриви ін'єкційного типу, де шляхами горизонтального проникнення високонапірних флюїдів є площини насувних зривів, сланцюватість і смугастість порід [20]. Гідророзриви спричинюють утворення тріщин, розкриття пор і формування тектонічних мікститів, а відтак і виникнення порожнинного простору для лінзоподібних і квазіпластових резервуарів третього типу пасток. На нашу думку, вони будуть менш поширені, ніж два перші типи. Як доказ наведемо той факт, що наявність квазіпластових пасток не підтвердили результати буріння на Юліївській, Скворцівській та інших розвідувальних площах північного плеча ДДР.

Головні контури моделі нафтогазонакопичення й методологія ресурсної оцінки БК. Активне розбурювання ДФ у Східному регіоні України припало на 1980-ті роки. Тоді головною пошуковою парадигмою ГРР на північному плечі ДДР була *одночасна оцінка нафтогазонасійності осадового чохла й кристалічного фундаменту*. Уважали, що це неабияк підвищить ефективність робіт. Як результат – на Юліївському пошуково-розвідувальному полігоні коефіцієнт промислових відкриттів у БК (про що вже зазначено в першій статті циклу) був майже 0,15, тоді як в осадовому чохла він дещо перевищував 0,50. Ще менш результативними ГРР були в Охтирському нафтогазопромисловому районі, де лише 5 % свердловин, пробурених у БК, отримали припливи нафти, газу чи води з нафтою та води з газом [16]. Водночас ці роботи в радянські часи оцінено досить високо, бо через брак даних щодо пасток у БК усе ж було виявлено промислові припливи ВВ. Однак, на думку автора, така пошукова парадигма була *помилковою*, а одержані результати лише підтвердили те, що в Східному регіоні України ВВ-поклади в докембрії матимуть широкий розвиток. Цей напрямок пошуку лише завадив відкриттю на північному плечі ДДР великих запасами покладів, бо їхні пастки: 1) розміщуватимуться здебільшого не під, а поза нафтогазонасійними контурами склепінних пасток і, щоб їх виявити, потрібно уточнити пошукове правило Кудрявцева [12]; 2) залягатимуть вони на глибинах близько 200–300 м і більше від поверхні ДФ [13]. Тож у виявленні припливів вуглеводнів з ДФ мав місце певний *елемент випадковості*, бо розрізи розкривали з недосить або зовсім *необґрунтованими пошуковими завданнями*, хоча й бурили для оцінки їх нафтогазонасійності. Запобігти в майбутньому елементу випадковості відкриттів можна, відпрацювавши комплексну геофізичну методіку якісної підготовки ВРР до буріння. Тоді кардинально зміняться пошуково-розвідувальні акценти, бо головним цільовим завданням стане випробування перспективних об'єктів у ДФ, а в осадовому чохла їх вивчатимуть попутно.

Запропоновано в основу нової моделі нафтогазонакопичення й методології ресурсної оцінки ДДР покласти *не нафтогазогенерувальні прогини* (як цього потребує органічна гіпотеза генезису вуглеводнів), а *зони можливого живлення глибинними ВВ-флюїдами*. Тоді, наприклад, границя між нині прийнятими Глинсько-Солохівським і Талалаївсько-Рибальським районами нафтогазонакопичення не буде проходити вздовж довгої осі Липоводолинського ВКФ другого порядку, бо це буде єдиний продуктивний район, а межу можливих нафтогазонасійних земель на плечах ДДР не фіксуватимуть по тій чи іншій ізогіпсі занурення ДФ [6]. Сучасне нафтогазонасійне районування ДДР [1] можна суттєво уточнити вже в плановому зіставленні розміщення родовищ у осадовому чохла з контурами ВКФ і їхніх схилів, бо якраз над схилами й ділянками, дещо зсунутими в бік

їх підняття, зосереджена переважна більшість виявлених родовищ (Лебідь, 2008). Таким чином, Талалаївська зона нафтогазо-накопичення (схили Талалаївського й Плужниківського ВКФ) приурочена не тільки до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносійного, а й до Монастирищансько-Софіївського нафтового району, оскільки на ньому Лисогорівська продуктивна зона (східні схили Плисківсько-Лисогорівського ВКФ) охоплює й західну частину Глинсько-Солохівського нафтогазоносійного району. Так само й Леляківська нафтогазоносійна зона (схили Леляківського й Макіївсько-Гнідинцівського ВКФ), землі якої розміщені переважно в Глинсько-Солохівському нафтогазоносійному районі, суттєво впливає на межі Монастирищансько-Софіївського й Антонівсько-Білоцерківського продуктивних районів. Тож, якщо дотримуватися дуалістичної гіпотези генезису вуглеводнів, де пріоритетними є глибинні ВВ-флюїди, то з'явиться підґрунтя для істотного уточнення контурів нафтогазоносійних районів, а також для перерахунку (уточнення) нерозвіданих ресурсів у осадовому чохлі.

Найпідготовленішою тепер ділянкою для побудови нової моделі нафтогазо-накопичення є мобільний схил Харківського сегмента. Режим занурення цієї ділянки контролюється вісьмома субпаралельними широтними смугами лістричних блоків [9, рис. 4], які впоперек простягання ускладнені (як згадувано вище) п'ятьма розламами мантийно-корового закладення. Лістричні блоки, вирівнюючись на глибині, з'єднуються із пластичною смугою розтягання, яка може тут залягати на глибині 10–15 км від поверхні ДФ [9, рис. 3]. У тильних частинах Скворцівського, Юліївського, Наріжнянського й Хорошівського лістричних блоків уже виявлено в ДФ припливи вуглеводнів. Тобто є пряма ознака того, що головним елементом нафтогазо-накопичення в ДФ будуть ПЗТ структуроформувальних скидів лістричної кінематики, ширина яких тут становитиме від сотень метрів до 5–7 км і більше.

Такий підхід у розмежуванні нафтогазоносійних земель задля побудови не тільки моделі нафтогазо-накопичення, а й карти для підрахунку ресурсного потенціалу як осадового чохла (нерозвідані залишки), так і базогенного комплексу певним чином поєднає геолого-структурний і генетичний принципи районування. Це дасть змогу за принципово іншою моделлю уточнити нерозвідані ресурси осадового чохла й оцінити нафтогазовий потенціал БК. Основою підрахунку ресурсної бази БК має стати алгоритм: *чим більші розвідані запаси вуглеводнів у осадовому чохлі, тим потужнішими були (за інших рівних умов) міграційні потоки глибинних флюїдів*. Логічно стверджувати, що якісні пастки в БК завжди будуть продуктивними, бо вони є першими на шляху вертикальної міграції вуглеводнів. Тому підставою для сигнального (попереднього) підрахунку прогнозних ресурсів БК стало припущення автора, що схили ВКФ є головними шляхами руху ВВ-флюїдів, а отже питому щільність нерозвіданих тут ресурсів потрібно порівнювати з максимальними категоріями питомої щільності, які вже відомі в осадовому чохлі над відповідними ПЗТ [4]. Така ресурсна оцінка для північно-західного субрегіону ДДР становить приблизно 7000 млн т умов. палива, що майже у 2,5 раза більше, ніж залишковий ресурсний потенціал північного плеча в осадовому чохлі [5]. Ще більше різнитиметься така оцінка для Роменсько-Охтирської ділянки, яка характеризується найвищими в регіоні категоріями питомої щільності (тис. т/км²) в осадовому чохлі. І все ж цю оцінку вважаємо досить песимістичною, бо залишкові ресурси в осадовому чохлі ДДР будуть розміщені в родовищах малого розміру, тоді як у БК очікуємо на відкриття покладів з великими запасами

вуглеводневої сировини, що зможе істотно збільшити вищенаведені оціночні параметри.

Характерні відмінності пошуку вуглеводнів у базогенному комплексі. Ураховуючи вищенаведене, продуктивні резервуари в БК імовірніше всього виникнуть *поблизу зон їх живлення*, де зазвичай немає умов для формування склепінних пасток. Гадаємо, це будуть *тупикові ВРР або гравітектонічні й ЛСК-пастки на схилах ВКФ*. Тому антиклінальна теорія нафтогазоносійних пасток для БК – *не прийнятна*. Але коли під час опішукування склепінних пасток на Юліївському пошуково-розвідувальному полігоні майже неочікувано (тобто з певним елементом випадковості) у БК₁ виявлено також поклади ВВ, то це свідчить лише про їх суттєве поширення й високий нафтогазовий потенціал цього комплексу. Водночас коефіцієнт відкриттів у БК, як уже зазначено, був набагато нижчим, ніж в осадовому чохлі. Тому в пошукове правило Кудрявцева (в якому йдеться про те, що під покладами в осадовому чохлі мають бути поклади в ДФ) потрібно внести уточнення, бо продуктивні пастки базогенного й осадового комплексів між собою майже не зіставляються. Перші розміщені субвертикально, а другі – у горизонтальній площині осадових напластувань. Потреба уточнити це правило впливає з механізму формування покладів. У БК вони формуються під час вертикальної міграції вуглеводнів і залишаються фактично *in situ*, а в осадовому чохлі – завдяки латеральній міграції і тому різною мірою зсунуті (задля пошуку антиклінальної пастки) від головної зони їх живлення. Щоб підвищити коефіцієнт відкриття нетрадиційних пасток у БК₁, запропоновано шукати їх [8] *субгоризонтальним стовбуром свердловин, тобто по нормалі до простягання деструктивної зони можливого живлення ВВ-флюїдами на схилах ВКФ*.

Аналіз нафтогазопроявів у докембрії ДДР засвідчив [13], що поклади вуглеводнів розміщуватимуться тут у складнобудованих розуцільнених субвертикальних природоламних зонах. Наприклад, у продуктивному розрізі штокеркових пасток юліївського типу можуть бути як щільні породи ДФ, що відіграють роль лізоподібних перемичок, так і бокові розуцільнені апофізи. Це дуже ускладнює будову потужної головної вертикальної пастки завдяки спорідненим з нею локальним тупиковим і боковим апофізним пасткам, які змінюють певним чином геодинамічні характеристики масивного вуглеводневого покладу. Між іншим, на Юліївському родовищі вже застосовували розвідувальне похило спрямоване буріння: свердловина 25-Юліївська, яка виявилася непродуктивною, субгоризонтальним стовбуром мала дорозвідати поклади нафти в горизонті В-19 і газу в горизонті В-20-21. Що ж до буріння похило спрямованих свердловин у БК, то його запропоновано не задля дорозвідки покладів на підставі антиклінальної теорії нафтогазоносійних пасток, а для *пошуку нетрадиційних продуктивних пасток на схилах ВКФ як у верхньому, так і нижньому його підкомплексах*. Під час пошуку тут нафтогазоносійних пасток важливо й те, що, згідно зі статистичним законом Парето, на перших етапах цілеспрямованого їх вивчення може бути *виявлено унікальні й великі за запасами родовища ВВ*. Тому нульова результативність у виявленні цих покладів відповідно до антиклінальної теорії нафтогазоносійних пасток, наприклад на крайньому північному заході ДДР, пояснюється *пошуковою помилкою й браком науково обґрунтованого пошуку в БК продуктивних пасток*, а не їх безперспективністю. Наприклад, щоб підтвердити прогнозні ресурси категорії Д₂-локалізовані для Північнокинашівського перспективного об'єкта (рис. 2), які становлять 16,2 млн т нафтового еквівалента [17], потрібно

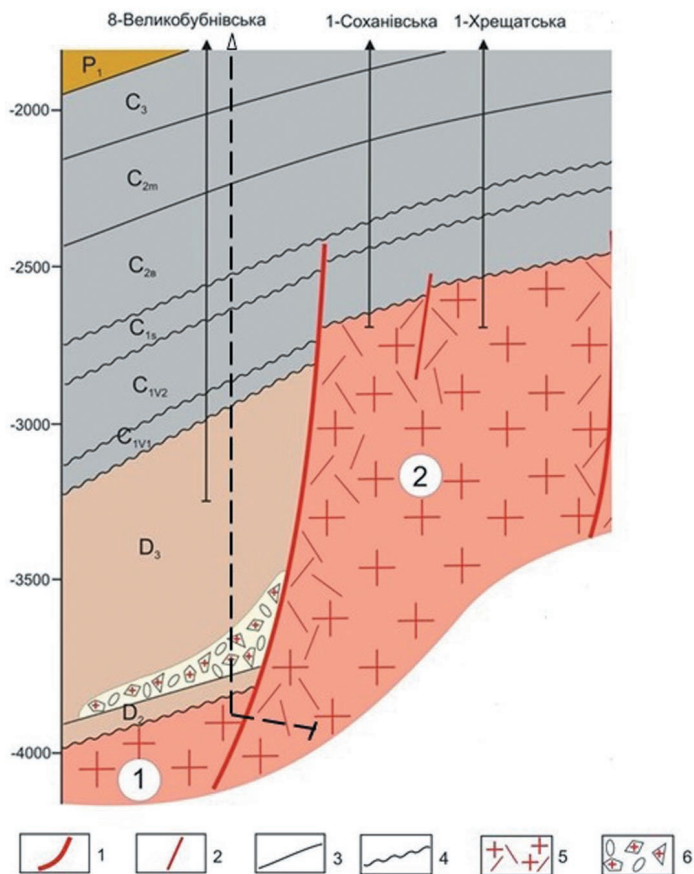


Рис. 2. Геологічний розріз по лінії свердловин 8-Великобубнівська, 1-Соханівська, 1-Хрещатська

Розривні порушення: 1 – структуроформувальні, 2 – локальні; границі в осадовому чохлаї: 3 – узгоджені, 4 – неузгоджені; 5 – природні зони можливого розщільнення КФ; 6 – передбачувана олістострома

розпочати буріння першої похило спрямованої свердловини з вертикальним стовбуром завглибшки близько 4000 м і горизонтальною розсічкою до 500 м. Але, на думку автора, пріоритетними на північному заході ДДР для пошуку родовищ у БК є унікальні не тільки за своїми розмірами, але й геодинамічним розвитком [13] схили Кошелівсько-Брусилівського ВКФ. Між іншим, ще Б. П. Кабишев стверджував [6], що на всіх етапах вивчення схили цього виступу вчені прогнозують (навіть на підставі осадово-міграційної гіпотези походження ВВ – *В. Лебідь*) як перспективні, і що з підсольовими девонськими відкладами (і не тільки – *В. Лебідь*) тут варто пов'язувати головні відкриття.

Висновки

1. Переважна частина провідних дослідників Східного нафтогазоносного регіону України – прихильники теорії якщо не абиогенного, то дуалістичного генезису вуглеводнів. Але, як не парадоксально, досі під час ГРР у регіоні використовують модель нафтогазонакопичення на підставі лише осадово-міграційної гіпотези походження ВВ. З погляду автора, це й *стримує в останні роки вагомі відкриття*. Щоб у ДДР досягти хоча б колишнього рівня видобутку вуглеводнів (нині він дуже скоротився й підтримується переважно завдяки експлуатації й дорозвідці старих родовищ в осадовому чохлаї), необхідно лише констатувати частку збільшення запасів унаслідок припливу продукції з глибини для того чи іншого родовища за 25–50 років його експлуатації. Треба розпочинати видобуток цих ВВ-флюїдів у нетрадиційних пастках БК.

2. Отже, є нагальна потреба в детальній вивченні дії глибинних каналів живлення для *освоєння нових родовищ у базогенному нафтогазоносному комплексі*. Це досить складне завдання, бо його розв'язання потребує не тільки результативних *різнопланових науково-методичних досліджень*, але й чималих *фінансових вкладень*. Тому для влади конче потрібна розробка й термінове прийняття до впровадження коштом держбюджету науково обґрунтованого проекту цих робіт.

3. Цільове завдання на початковій стадії впровадження проекту стосуватиметься не стільки результативного *рішення щодо прогнозування можливих ділянок припливу глибинних ВВ-флюїдів*, скільки *достовірного прогнозування в БК природних резервуарів*. Це і є ключовим моментом під час прогнозування й пошуку покладів нафти й газу. Практична цінність таких досліджень полягає:

– на *близьку перспективу* – у побудові нової моделі нафтогазонакопичення, яка стане парадигмою оцінки потенціалу ще не розвіданого в ДДР базогенного комплексу;

– на *відносно далеку перспективу* – не тільки в розробці нових пошукових методик на основі сучасних 3Д-технологій, а й у відпрацюванні ефективних прийомів *штучного збудження каналу живлення ВВ-флюїдами* для поповнення конкретних природних резервуарів вуглеводнями, тобто у створенні в майбутньому *регульованого нафтогазонакопичення*, де 3Д-принтер надрукує особливі деталі формування ФЄВ та об'єм заповнення пастки запасами вуглеводнів, які тоді використовуватимуть, на думку автора, не як паливо, а як цінну хімічну сировину.

4. Утілити цей важливий проект, який дасть змогу неабияк посилити національну економіку, можна буде тоді, коли до влади прийде відповідальна еліта, яка почне зміни в суспільстві з себе. Відтак з'являться кошти для виконання цих робіт і швидкого досягнення піка Хаберта. Причому на першому етапі цього напрямку ГРР, згідно зі статистичною закономірністю відкриттів (закон Парето), може бути виявлено *родовища з великими запасами вуглеводнів*.

ЛІТЕРАТУРА

1. Арсирій Ю. А., Витенко В. А., Палий А. М. Атлас геологического строения и нефтегазоносной Днепровско-Донецкой впадины. – К.: УкрНИГРИ, 1984. – 191 с.
2. Валяев Б. М. Угледородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений//Геология нефти и газа. – 1997. – № 9. – С. 30–37.
3. Всеволожский В. А. Флюидодинамика (гидродинамика) нефтегазоносных бассейнов/В. А. Всеволожский, В. И. Дюнин, А. В. Корзун//Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 118–120.
4. Гладун В. В. Схили виступів фундаменту – перспективні об'єкти пошуку вуглеводнів на Чернігівщині/В. В. Гладун, О. Ю. Зейкан, Б. Л. Крупський, В. П. Лебідь та ін.//Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 1. – С. 81–86.
5. Гошовський С. В., Лукін О. Ю., Пригаріна Т. М., Дем'яненко І. І., Поліщук М. Б. Нафтогазоносний потенціал Дніпровсько-Донецької западини та стратегія розвитку геологорозвідувальних робіт у регіоні//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2007. – № 2. – С. 16–21.
6. Кабишев Б. П. История и достоверность прогнозов нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины (гносеологический анализ). – К.: УкрГГРИ, 2001. – 380 с.
7. Лебідь В. П. Про визначення межі промислової нафтогазоносності на північному борту ДДЗ/В. П. Лебідь, О. В. Зубакова//Вісник інженерної академії України. – 2001. – № 1. – С. 68–71.
8. Лебідь В. П. Будова вторинних резервуарів та особливості пошуку нафтогазоносних пасток у кристалічному фундаменті на структурах юліївського типу/В. П. Лебідь, О. Ю. Лукін, В. В. Макогон та інші//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2007. – № 2. – С. 279–287.

9. Лебідь В. П. Зональне районування Харківського сегмента/В. П. Лебідь, Г. Г. Гончаров//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2010. – № 1–2. – С. 201–208.

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

11. 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.

12. Лебідь В. П. Про альтернативу нетрадиційним ресурсам у Східному нафтогазоносному регіоні України//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2014. – № 3–4. – С. 213–231.

13. Лебідь В. П. Аналіз нафтогазопрооявів 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.

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

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

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

17. 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.

18. Лебідь В. П. Аналогове моделювання – основний принцип прогнозу продуктивності нижнього нафтогазоносного комплексу Дніпровсько-Донецького розсуву//Нафтогазова галузь України. – 2015. – № 6. – С. 3–6.

19. Лукин А. Е. Литогеодинамические факторы нефтегазоносности в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наукова думка, 1997. – 220 с.

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

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

22. Муслимов Р. Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании и развитии месторождений углеводородного сырья//Матер. междунауч. конф. “Углеводородный потенциал молодых и древних платформ”. – Казань, 2006. – С. 4–9.

23. Чекунов А. В. О раздвижении и вращении блоков земной коры при формировании Днепровско-Донецкого авлакогена//Геол. журнал. – 1976. – Т. 36. – Вып. 1. – С. 123–127.

24. Чепиль П. М. Друге життя родовищ нафти і газу України – міф чи реальність//Мінеральні ресурси України. – 2008. – № 2. – С. 37–38.

REFERENCES

1. Arsirov Ju. A., Vitenko V. A., Palij A. M. Atlas of the geological structure of the oil and gas and the Dnieper-Donets basin. – Kiev: UkrNIGRI. – 1984. – 191 p. (In Russian).

2. Valjaev B. M. The hydrocarbon degassing of the Earth and the genesis of oil and gas fields//Geologija нефти i gaza. – 1997. – № 9. – P. 30–37. (In Russian).

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

4. Hladun V. V., Zejkan O. Yu., Krupskij B. L., Lebid V. P. et al. The slopes of the performances of the Foundation – perspective objects in search of hydrocarbons in Chernihiv district//Naftova i hazova promyslovist. – 2010. – № 1. – P. 81–86. (In Ukrainian).

5. Goshovskij S. V., Lukin O. Yu., Pryharina T. M., Demianenko I. I., Polishchuk M. B. Oil and gas potential of the Dnieper-Donets basin and

strategy of exploration work in the region//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2007. – № 2. – P. 16–21. (In Ukrainian).

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

7. Lebid V. P. On the definition of the boundaries of oil and gas industry on northern edge of PPD/V. P. Lebid, O. V. Zubakova//Visnyk inzhenernoi akademii Ukrainy. – 2001. – № 1. – P. 68–71. (In Ukrainian).

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

9. 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).

10. 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).

11. Lebid V. P. About the anticipated profitability of hydrocarbons in the south Kharkiv megareservoir/V. P. Lebid, O. L. Rakovska//Heoloh Ukrainy. – 2013. – № 3. – P. 79–87. (In Ukrainian).

12. Lebid V. P. On alternative unconventional resources in Eastern oil and gas region of Ukraine//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2014. – № 3–4. – P. 213–231. (In Ukrainian).

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

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

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

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

17. Lebid V. P. Provision search major fields in the Dnieper-Donets sliding/V. P. Lebid, O. L. Rakovska//Mineralni resursy Ukrainy. – 2014. – № 2. – P. 20–27. (In Ukrainian).

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

19. Lukin A. E. Sial and geodynamics factors of HC saturation in aulacogen basins about. – Kiev: Naukova dumka, 1997. – 220 p. (In Russian).

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

21. Lukin A. E. Overformational pass fluid systems in oil and gas bearing basins about//Geol. zhurn. – 2004. – № 3. – P. 34–45. (In Russian).

22. Muslimov R. H. The determining role of the foundation of sedimentary basins in the formation and development of hydrocarbon fields//Mater. mezhd. nauch. konf. “Uglevodorodnyj potencial molodyh i drevnih platform”. – Kazan, 2006. – P. 4–9. (In Russian).

23. Chekunov A. V. About moving apart and rotated crustal blocks in the formation of the Dnieper-Donets aulacogene//Geol. zhurnal. – 1976. – Vol. 36. – Iss. 1. – P. 123–127. (In Russian).

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

Рукопис отримано 5.02.2016.