

УДК 553.981/982.04

В. П. ЛЕБІДЬ, канд. геол.-мінерал. наук (Український державний геологорозвідувальний інститут), Чернігів

ПРО ОСОБЛИВОСТІ ОСВОЄННЯ НОВОГО НАПРЯМУ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ У СХІДНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ

Стаття 1. Об'єктивні складнощі картування базогенного комплексу

Базогенний нафтогазоносійний комплекс, з яким пов'язано новий напрям ГРП у Східному регіоні України, складається з нижнього (приповерхневий розріз докембрійського фундаменту) та верхнього (кора вивітрювання докембрію, покривельні шари осадового чохла) підкомплексів. Складне дискретне поширення комплексу неабияк ускладнює геологічне картування головних його параметрів. Тому на сьогодні він характеризується низькою вивченістю.

Ключові слова: базогенний комплекс, жорсткості, аркозові пісковики, клиноформи, олістостроми, вторинно розуцільнені резервуари докембрію, флюїдопровідні зони тріщинуватості, метасоматоз.

V. P. Lebed, candidate of geological-mineralogical sciences (Ukrainian State Geological Research Institute), Chernihiv

FEATURES OF DEVELOPMENT OF NEW DIRECTION EXPLORATION WORK IN THE EASTERN REGION UKRAINE.

Article 1. The objective difficulties mapping complex base

Base oil and gas complex, of which the new area exploration in the Eastern region of Ukraine consists of lower (subsurface section Precambrian basement) and upper (Precambrian weathering crust, roofing layers of sedimentary rock) sub. It is not only complex discrete distribution channels for fluids confined to fault zones fractured Precambrian basement, but a number of objective difficulties in his study that complicate the determination and geological mapping of the main parameters of the complex. These complications are defining the boundary between the crust and the weathering of sedimentary rock sole, the contact between the upper and lower sub. A sole lower sub is difficult to predict even in theoretical terms. So today the thickness of the base oil and gas complex characterized not only volatility but unfortunately and its uncertainty. Implementation of advanced search technologies in seismic survey (3D techniques, around the hole vertical profiling) and potential fields (methods of electrical and magnetic exploration gravel) and can be a sure foundation for productive mapping sections of the base oil and gas industry. This will be the basis for a new search strategy that is capable of for a long time provide the country with hydrocarbons.

Keywords: base complex, gravel, sandstone, wedge shape olistostrom, second leaky tanks Precambrian, zone fracturing fluid channels, metasomatism.

Вступ

Нафтогазоносійний комплекс, який автор виділив у Східному регіоні України в межах базальних шарів осадового чохла (разом з корою вивітрювання (КВ) докембрійського фундаменту (ДФ)) та його покривельної частини, спочатку називався не зовсім вдало як *нижній*, бо таким уже був девонський комплекс в осадовому чохлі. Тому замість нього запропоновано новий чіткий понятійний термін – *базогенний нафтогазоносійний комплекс (БК)* з розчленуванням останнього на нижній (БК₁) і верхній (БК₂) підкомплекси. У попередніх публікаціях розглянуто перспективи нафтогазоносійності, механізм формування й будову пов'язаних із цим комплексом нетрадиційних пасток. Неабияку увагу приділено аналізу одержаної нафтогазоносійності ДФ для прогнозування в Дніпровсько-Донецькому розсвіті (ДДР) продуктивних пасток [9] та розгляду питань методології пошуку великих і унікальних за запасами родовищ вуглеводнів [8]. На тлі розв'язання вказаних завдань дещо схематично розглянуто проблему виділення й картування БК, що не менш важливо для результативних пошуків нових родовищ. Відповідно до дуалістичної теорії генезису вуглеводнів, у БК зони нафтогазонакопичення будуть пов'язані з деструктивними ділянками глибинних розломів, зокрема із зонами тріщинуватості структуроформувальних лістричних скидів і покладами в схилових відкладах. Тому доки в регіоні не почнуть *достовірно картувати* залягання складнопобудованого базогенного комплексу, доти всі відкриття в ньому матимуть

елемент випадковості. Особливостям розв'язання цих питань і присвячено першу публікацію циклу.

Особливості залягання й складнощі картування порід верхнього базогенного підкомплексу

До верхнього нафтогазоносійного підкомплексу зараховано лише ті ділянки ДДР, які розміщені над флюїдопровідними прирозломними зонами тріщинуватості (ПЗТ). У підшві БК₂ зазвичай залягає КВ, яка з генетичного погляду являє собою складний механізм метасоматичного заміщення корінних порід як у твердому стані (псевдоморфози вторинних мінералів по первинних), так і у водних розчинах (формування нових мінеральних утворень). Перебіг процесів фізичного й хімічного вивітрювання залежить не тільки від мінерального складу порід, тиску й температури розчинів, що фільтрують, а й від геоморфології суші. Найсприятливішим для формування КВ був *“зрілий” палеорельєф* – височини (якими були виступи кристалічного фундаменту (ВКФ)), розчленовані порівняно глибокими долинами. У ДДР ці умови тотожності процесів ерозії та вивітрювання часто змінювалися внаслідок активного росту ВКФ. Тоді процеси ерозії могли відбуватися набагато швидше, ніж вивітрювання, і на денній поверхні склепінь ВКФ опинялися *“свіжі”* породи ДФ, а в пониженнях місць (схили ВКФ, долини) відкладалися делювіально-алювіальні й озерні відклади, живлення яких піщано-алевритово-кlastичним матеріалом здійснювалося внаслідок змиву й перевідкладення КВ. З певними схилами ВКФ, як було показано в праці [9], і пов'язані флюїдопровідні ПЗТ.

Перевідкладені КВ виникли на широких видовжених моноклінальних схилах ВКФ. Польовими спостереженнями визначено [16], що таке переміщення, коли ще зберігається структура ДФ, може сягати 5–6 км. Генетично ці відклади розглядають як *проміжні утворення*, що відповідно до особливостей їхнього перетворення тяжіють то до КВ, то до базальних шарів осадового чохла. Причому навіть на природних відслоненнях (які автор вивчав на стінках кременчуцького кар'єру) відсутня чітка візуальна границя між КВ чи продуктами її перевідкладення й осадовими породами. Складнощі з виділенням такої межі зумовлені тим, що в нормальному заляганні на цьому геологічному рубежі не існує різких ані структурних, ані текстурних, ані мінеральних відмінностей. Вторинне перетворення елювію (реолітів) і діагенез базальних верств теригенних відкладів відбувались у *перехідних умовах* (між континентальними й басейновими) кластичного осадконакопичення. Таким чином, осадові породи й покрівля КВ на схилах ВКФ часто пронизані одними й тими самими лінзами та конкреціями кременю, серициту, доломіту, піриту. Тому базальні верстви осадового чохла часто об'єднують з КВ в єдину елювіально-осадову формацію [1], яка узгоджується загальними ознаками з відкладами верхнього базогенного підкомплексу нафтогазоносійності.

Не стільки формування, скільки *збереження проміжних відкладів* на контакт з осадовими породами й особливо повного профілю (елювій, продукти ближнього, середнього й далекого перевідкладення КВ) залежатиме як від односпрямованих плавних у просторі та часі *процесів утворення цієї товщі*, так і від "м'якої" динаміки *ерозійного зрізу (розмиття)*, що діяв на схилах ВКФ під час трансгресії моря. Таке розмиття виконувало функції перемивання й сприяло формуванню перевідкладених КВ. В умовах пульсивної трансгресії мілкого моря сумарний ефект формування базально-теригенної надфундаментної товщі моделюється як складно-побудоване багатоелементне седиментаційне тіло [3, рис. 1], що досить важко картується сейсмозвідкою. Чітка межа з осадовим чохлом виникала лише тоді, коли ерозійний зріз був глибоким та руйнівним, а відклади БК опинялися частково чи навіть повністю розмитими.

Потужності БК₂ можуть змінюватися від 4 до 50 м і більше (схилі відклади). На контакт з ДФ зафіксовано як *дрібнозернясті глинисті пісковики* (свердловини 1-Хмельівська, 1-Кудрявська, 501-Гостроверхівська), так і *середньо- та великозернясті пісковики* (свердловини 1-Кривоярівська; 1, 4-Прокопенківські, 5-Хухрянська; 12-Коробоччанська). Автор вивчав цей контакт (Лебідь, 1992 р.) не тільки за даними кернавого матеріалу, якого було обмаль, а й за відомою [14] методикою розпізнавання фаціальної природи осадових порід згідно з характером запису каротажних кривих спонтанної поляризації (ПС) та гамма-випромінювання (ГК). На цьому геологічному рубежі (контакт з ДФ) з якоюсь часткою умовності можна виділити фацію *трансгресивних барових пісковиків* (свердловини 1-Чернечинська, 4-Радянська, 5-Воскресенівська, 1-Гетьманівська, 7-Коробоччанська); *утворення приморських боліт та забарових лагун* (свердловини 10, 14-Юліївські; 398-Хорольська; 3-Радянська; 641-Мурафська; 3, 13-Коробоччанські); *фацію пісковиків гирлових барів* (свердловини 1-Молодецька; 11-Прокопенківська); *пісковики прибережних валів* (свердловини 13-Наріжнська; 1-Радянська, 4-Прокопенківська, 1-Кудрявська, 442-Журавницька, 1-Кривоярівська). Наведені фації приконтактних осадових порід потрібно було б для впевненості уточнити за літолого-

фаціальним вивченням керна. Але його відібрано лише в деяких свердловинах (6, 8, 9-Хухрянські; 1, 3, 5-Чернечинські; 1, 2-Буднянські; 2, 3-Тростянецькі; 2, 22, 23-Юліївські; 1-Безлюдівська; 7-Коробоччанська).

Інкולי між вищезгаданими трансгресивними пісковиками й ДФ залягають глинисті утворення КВ, які не піддавалися процесам денудації (свердловини 1-Каштанівська; 1-Галківська; 1, 2-Володимирські; 51-Козіївська; 11, 12-Прокопенківські; 1, 2, 3-Чернечинські; 2, 4-Коробоччанські; 3-Воскресенівська та інші). Є свердловини, у розрізі яких пісковики взагалі відсутні, а перехідні відклади представлені глинистими породами (свердловини 398-Хорольська; 12-Козіївська; 3, 4-Хижняківські; 5-Прокопенківська). Із вищенаведеного випливає, що морфологія контакту осадовий чохол – докембрійський фундамент і його речовинна вираженість у БК₂ – досить різноманітні, бо *цей рубіж чітко реагує навіть на невеликі тектонічні чи палеогеографічні зміни*.

У формуванні схилі відкладів, які частіше всього й перекивають флюїдопровідні ПЗТ, беруть участь не тільки КВ, але й надфундаментні шари осадового чохла, утворюючи на схилах ВКФ *піщані та карбонатні аркози*, високу нафтогазопродуктивність яких давно вже доведено практикою ГРР. Зокрема, на унікальному за запасами нафтогазовому родовищі Пехендл (Північноамериканська платформа) продуктивна товща представлена піщаними та доломітовими аркозами, матеріалом для яких стали продукти руйнування й перевідкладення тріщинуватих гранітів і пенсільванських

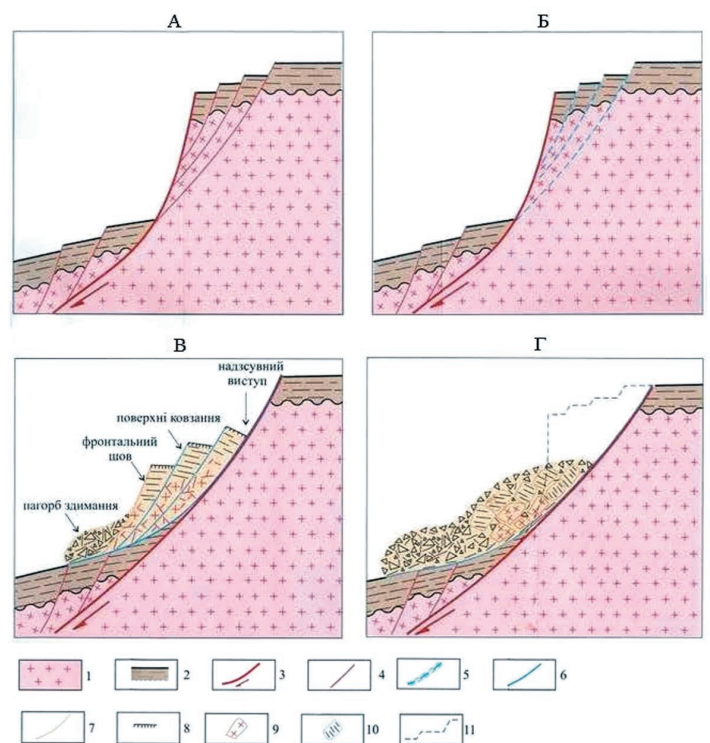


Рис. 1. Принципова схема механізму формування олістостромних пасток в БК₂: А – диз'юнктивна будова схилу, Б – формування площин ковзання, В – елементи континентального зсуву, Г – дія підводного зсуву та формування олістостромних пасток
 1 – породи ДФ; 2 – базальні породи осадового чохла; 3 – структуроформувальний скид; 4 – супутні східчасті скиди; 5 – лінійна кора вивітрянності; 6 – поверхня ковзання; 7 – фронтальний шов; 8 – надзсувний виступ; 9 – зсувні відклади, що складені зруйнованим ДФ; 10 – зсувні відклади, що складені надфундаментними перевідкладеними відкладами; 11 – початкове положення схилу

карбонатів [13]. На плечах ДДР матеріалом для жорсткості та грубоуламкових аркозових пісковиків є нижньокам'яновугільні теригени. Наприклад, бурінням доведено, що північний схил Юліївської горст-антикліналі складений [6, рис. 1] розмитими в склепінні базальними шарами верхньовізейських відкладів. У внутрішній частині ДДР піщані й навіть карбонатні аркози БК₂ зазвичай формуються з девонських підсольових теригенно-карбонатних відкладів. Інколи ерозійний зріз на активно збільшуваних склепіннях ВКФ сягає навіть нижньокам'яновугільного рівня (склепіння Брусилівсько-Кошелівського та Липоводолинського ВКФ) і тоді гама аркозоутворювальних порід на схилах виступів істотно розширюється.

Часто на мілководному узбережжі в умовах, коли процеси седиментогенезу контролюються тектонічним чинником (мінливістю реверсивних та інверсивних рухів), на схилах ВКФ формуються *сигмоїдальні акумулятивні тіла-клиноформи*. І якщо площинно-паралельна шаруватість типова для стійкого поступового прогинання басейну седиментації, коли швидкість акумуляції сумірна зі швидкістю занурення, то формування в БК₂ клиноформ відбувалося геологічно майже миттєво й пов'язане переважно з регресивними етапами міграції моря. Завершує їхнє формування шарувата седиментація глинистого матеріалу, що є покрішкою для клиноформ. Унаслідок модельного експерименту [2] прогнозують, що схилі клиноформи БК₂ в умовах ДДР матимуть видовжений сегментоподібний абрис з відмітними колекторами тріщинно-кавернозного та порового типів. Тому поряд з традиційною концепцією площинно-паралельної шаруватості нині в седиментології уважно вивчають і схиловий *клиноформний тип циклічності відкладів*. Це відкриває

широкі перспективи пошуку нових клиноформних пасток. У записі сейсмічного хвильового поля розпізнавальною особливістю клиноформ у БК₂ є зближення з двох сторін одних і тих самих осей синфазності (специфічна картина клиноформного збігання відбиттів в ундаформній і фундаформній її частинах) з розширенням їх у серединній частині аномального запису.

Зазначимо, що на крутих схилах ВКФ продукти перевідкладення інколи можуть бути ускладнені *зсувними та обвальними структурами*. Наприклад, на фрагменті часового розрізу Ведильці-Монастирище [7, рис. 2] чітко видно як екзогенні дислокації, що складені породами руйнування підсольового девону й покрівлі ДФ, маскують на схилах Лосинівського ВКФ структуроформувальні розломи. Зсувні та обвальні процеси, що відбувались як в умовах суші, так і моря, характеризуються хаотичним нагромадженням скупчень перевідкладених невідсортованих уламків гірських порід, утворюючи площинний покрив біля підніжжя схилу ВКФ. Такі тіла італійський геолог Е. Бенео запропонував (1956 р.) називати *олістостромами*. Беручи до уваги механізм дії сучасних обвалів і зсувів, можна виділити [6] етапи: 1) коли схилі накопичення лінійно структуруються (рухливі алеврито-глинисті породи займають підніжжя схилу, а в його центрі щебінь і жорстка заповнюють порожнини між уламками корінних порід), а в покрівлі цього тіла зазвичай залягає шар аркозових пісковиків та 2) коли ці утворення перекриваються осадовою глинистою покрішкою, тобто коли в БК₂ формується природний резервуар.

На рис. 1 наведено принципову схему формування олістостром під час активних рухів конседиментаційних виступоформувальних скидів, які є типовими для північно-західного

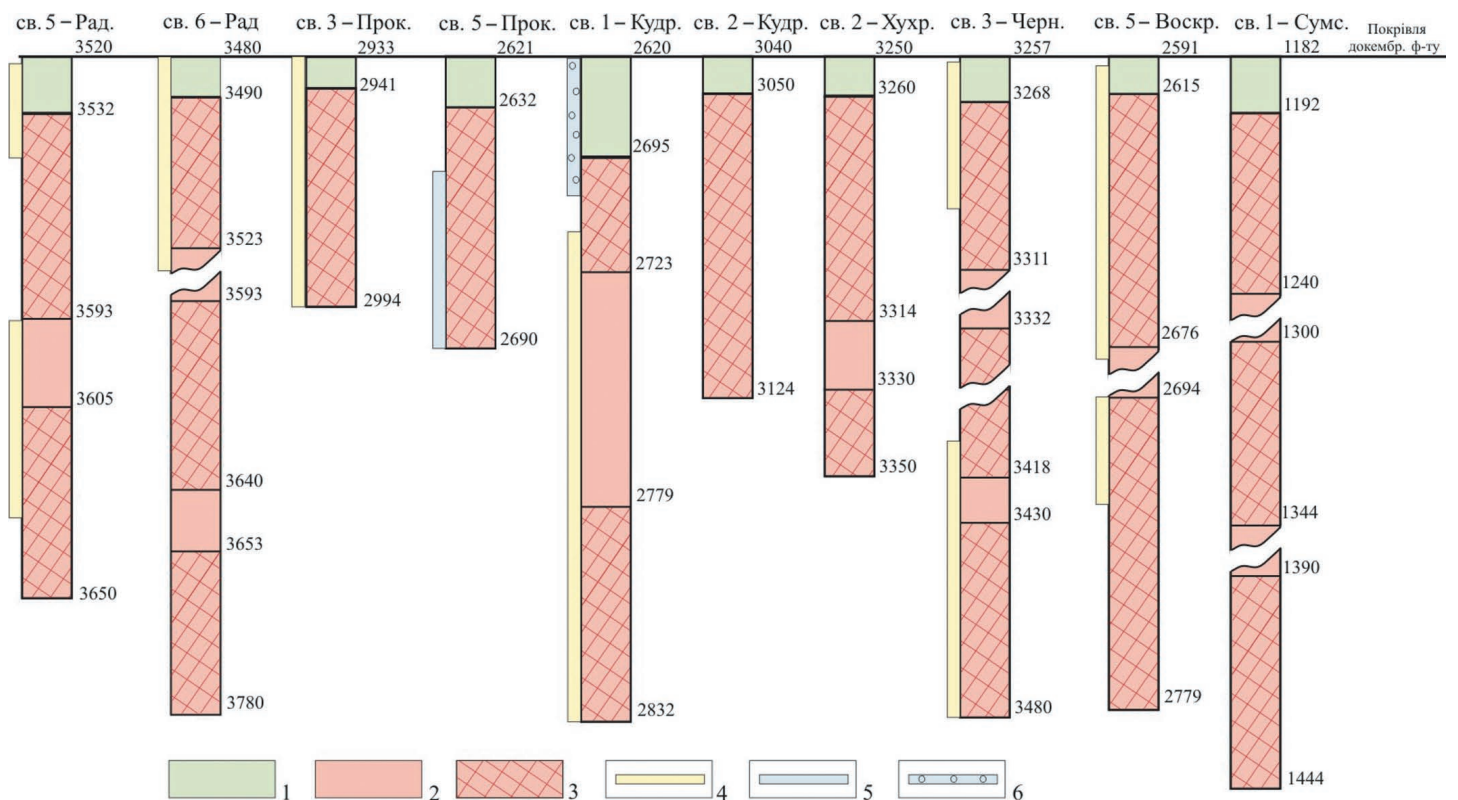


Рис. 2 Охтирський нафтогазопромисловий район. Тріщинуватість докембрійського фундаменту за результатами інтерпретації каротажних кривих (за В. П. Клочком, М. І. Пономаренком зі змінами)

1 – покрівельна покрішка ДФ, 2 – інтервали тріщинуватості, 3 – щільні перемички; результати випробування: 4 – припливів не отримано, 5 – вода, 6 – вода з газом

субрегіону й північних схилів горст-антиклінальних ВКФ юліївського типу на плечах ДДР. Ці схили не були стійкими до руйнування гірських порід і на них зазвичай виникали системи східчастих вторинних (супутніх) скидів (рис. 1 А, Б). Наприклад, подібну будову має північний схил Юліївського ВКФ, а на північному заході ДДР – схили Лосинівського ВКФ. Унаслідок екстремальних обставин (землетруси, зливи, шторми) зсувні процеси можуть відбуватися миттєво. Тоді вторинні (супутні) східчасті скиди трансформуються в поверхні ковзання (рис. 1, В), якими й зміщувалася головна частина гірських порід на нижчі гіпсометричні рівні. У ДДР вони розміщуватимуться, на думку автора, здебільшого біля підніжжя лістричних скидів (рис. 1, Г). Безумовно, що не на всіх схилах і не за одним і тим самим “сценарієм” відбувалися екзогенні дислокації. На похилих схилах гравітаційні процеси або не діяли, або проходили набагато повільніше, ніж на крутих. Тому й поховані залишки екзогенних палеодислокацій матимуть різний обрис навіть на окремих ділянках одного й того самого схилу ВКФ. У розрізі це будуть лінзоподібні тіла, що відрізнятимуться як за площею поширення, так і за формою їхнього оконтурення. Під час повільних зсувів гравітаційні відклади стають більш структурованими й набувають більш овальних контурів, а коли зсуви відбуваються миттєво, то відклади мають дещо зубчастий контур. Унаслідок сейсмостратиграфічного аналізу на різних западинах, що суміжні зі схилами Черемхівського та Лебединського останцевих ВКФ, відбувалось як низькоенергетичне заповнення перевідкладених продуктів руйнування ДФ за схемою підшовного прилягання [4, рис. 1 а], так і високоенергетичне бокове заповнення [4, рис. 1 б]. Коли припинилося надходження уламкового матеріалу, то ці палеодолини разом зі схилами ВКФ стали місцями розвитку озерно-болотних відкладів, тобто покривлю нетрадиційних пасток перекриють глинисті відклади.

Отже, до схилових утворень у БК₂ зараховують різні породи як за генезисом, так і за будовою та складом. З огляду на це в англомовній літературі їх часто називають “сміттєвими” відкладами. Діагностика делювісів, навіть коли свердловина пройде їх із суцільним відбором керна, буде дуже складною. Не менш складно виявити їх і сейсморозвідкою. Якщо за часовими розрізами для пасток лосинівського типу, де на схилах ВКФ збереглися блоки ковзання, з ними узгоджуються ступінчасті майданчики, то олістостроми біля підніжжя ВКФ узагалі не матимуть корельованих сейсмічних відбиттів. Тому ймовірніше олістострому можна виявити лише з допомогою високоточної гравіметрії, яка закартує характерний малюнок гравітаційного поля, де за розміщенням негативні аномалії тісно поєднані з позитивними.

На закінчення розділу акцентуємо увагу, що є підстава говорити не тільки про дискретне поширення, але й про складну двочленну будову верхнього нафтогазоносного підкомплексу: у підшві він складений продуктами початкових етапів формування КВ (переважно це зона дезінтеграції), а в покрівлі – перевідкладеною КВ разом з перемитими (делювіальними) породами осадового чохла. Тому для БК₂ характерні такі особливості залягання. По-перше, його потужності змінюються від нуля та перших метрів на склепіннях ВКФ до сотень метрів і мільйонів кубічних метрів породи на їхніх схилах. Таким чином, ділянки з підвищеними потужностями матимуть уривчастий характер поширення. Однак на фронтальних палеозсувах (беручи до уваги сучасні адекватні процеси) порівняно вузькі ділянки максималь-

них товщин можуть простягатися на десятки кілометрів, як і ПЗТ, що їх підстеляють. По-друге, на відміну від осадових комплексів тут породи не матимуть регіональних стратиграфічних реперів чи опорних сейсмічних горизонтів, які б чітко корелювалися за площею. Крім того, у товщі підкомплексу не завжди ідентичні як покришки, так і їхнє підложжя. Усі ці відмінності пов’язані з тим, що на схилах ВКФ, що маскують флюїдопровідні ПЗТ, відбувається не площинно-паралельна седиментація, а в ліпшому разі діє клиноформна модель осадконакопичення. По-третє, ці породи характеризуються неабиякою мінливістю речовинного складу як у розрізі, так і за площею. Це можуть бути не тільки погано відсортовані теригени, але й різні за генезисом утворення та навіть окремі брили корінних порід. Тому нині, коли в регіоні ще не відпрацьовано достовірні сучасні геофізичні технології виявлення товщ, поширених на границі між “свіжими” породами фундаменту й типовими морськими відкладами, існують об’єктивні труднощі в їхньому картуванні. Для успішного розв’язання цього завдання поряд з використанням новітніх геофізичних прийомів інтерпретації (головним чином потенційних полів) потрібно виконати певний обсяг параметричного буріння в комплексі з науково-методичними дослідженнями.

Визначені й передбачувані ознаки залягання нижнього базогенного підкомплексу

За докембрійською структурою в ДДР виділяють три головні його елементи: Кіровоградський, Придніпровський та Приазовський архейські літосферні блоки, які чітко відокремлені між собою Білоцерківсько-Одеською, Криворізько-Коринецькою та Горіхово-Павлоградською шовними зонами (зонами з’єднання літосферних блоків). У речовинному складі літосферних блоків переважають гранітоїдні формації. Інколи вони складені амфіболітами та слюдистими, хлоритовими чи серицитовими сланцями. У зонах з’єднання архейська океанічна кора заміщається переважно плагіогранітною, джеспіліт-кременисто-сланцевою та кремністо-карбонатно-метапелітичною протерозойськими формаціями. Отже, докембрій складений набагато більшим різновидом порід, ніж осадовий чохол.

На тлі щільних порід ДФ прониклими в приповерхневому їхньому розрізі виринають природно-зональні тріщинуватості (ПЗТ). Глибинне вивчення цих дискретних порожнистих утворень у нафтогазовій геології ще тільки розпочинається. Тому велику частку елементів еволюції та будови розвинутих тут вторинно розущільнених резервуарів (ВРР) нині можна лише передбачати. Пов’язано це не тільки з недостатнім вивченням БК₁ бурінням, але й з істотно складнішою (порівняно з осадовими комплексами) будовою, бо головним його елементом постають не стабільні параметри, а глибинне “дихання Землі” з постійною перервно-безпервною зміною температур, міграційних тисків і, як наслідок, зі зміною фізико-хімічного складу флюїдів, що в кінцевому підсумку й формує та наповнює ВВ-флюїдами ВРР. Тому навряд чи поклади в ДФ матимуть стабільні (постійні) рівні водного контакту. До того ж нині навіть у теоретичному плані ще не з’ясовано, коли умови сепарації флюїду (паровуглеводневої суміші) завершаться смугою розподілу між вуглеводнями й водою.

Складнощі в картуванні БК₁ починаються вже під час прогнозування геофізичними методами покрівлі ДФ. Досі якість геофізичного визначення поверхні ДФ залишається дещо низькою. Як показали дані буріння, заломлена хвиля Рок (комплексний метод заломлених хвиль – КМЗХ),

що має бути пов'язана з поверхнею ДФ, варіює в той чи інший бік у межах від 75 до 500 і більше метрів (наприклад, у свердловинах 9-Максаківська та 2-Макиївська). Ще більші похибки відомі під час картування *віддзеркалювальних горизонтів* у покрівлі фундаменту (метод спільної глибинної точки – МСГТ). Наприклад, для свердловини 499-Сотниківська покрівлю ДФ було спрогнозовано майже на 2 км нижче. Причина всіх цих похибок є об'єктивною, бо пов'язана з *відсутністю чіткої акустичної межі* (перпаду акустичної жорсткості) між осадовим чохлам і ДФ. Більше того, на північному плечі ця помилка вже набула системного характеру. Похибка тут вимірюється приблизно в 75–250 м зниження, бо в покрівельному розрізі ДФ часто існують задовільно корельовані осі синфазності, які помилково й приймаються за відбиття в осадовому чохлі. Згідно із сейсмоструктурними побудовами, покрівлю ДФ у щойно пробуреній свердловині 1-Королицька планували розкрити на глибині 3430 м, тоді як натрапили на неї на 228 м вище.

Ще нижче цих осей синфазності на північному плечі ДДР, зазвичай в архейських зеленокам'яних породах, виділяється чіткий *опорний сейсмічний віддзеркалювальний VII горизонт*. В області розвитку молодих протерозойських гранітоїдів якість простеження цього горизонту суттєво погіршується аж до повного його зникнення. Така закономірність зумовлена й сланцюватістю зеленокам'яних порід, і дією динамічного метаморфізму (тангенціальна тріщинуватість, катаклаз, мілонітизація). На жаль, на сучасній стадії вивченості природа VII горизонту залишається не до кінця з'ясованою. Маємо знайти відповіді на питання: чому дуже часто він фіксується в полі розвитку біотипових плагіогранітів та плагіомігматитів і досить рідко в лейкократових плагіоклазі-мікроклінових гранітах; чому ці відбиття пов'язані зазвичай з інтервалом 300–400 м від реальної поверхні ДФ?

Зазначимо, що ПЗТ виникають тоді, коли у вертикальному розрізі ДФ пройдено поріг пластичних деформацій і *в'язкі розломи переходять у кластичну форму крихких дислокацій*. Детальніше ці питання розглянемо в наступній статті циклу, коли характеризуватимемо елементи будови каналів живлення ВВ-флюїдами. Наразі лише відзначимо, що внаслідок дії двох взаємопов'язаних тектонічних напруг розтягу та прогину, фундамент виявився розбитим на численні блоки. Вони контролюються складною системою розломів переважно *широтного та меридіонального простягання*, які до того ж задовільно зіставляються з регіональними напрямками поділу земної кори (І. І. Чебаненко, 1977 р.). Наприклад, у докембрії з Юліївською площею по VII опорному горизонту узгоджуються Мерчиківський, Юліївський, Добропільський, Золочівський та Караванівський блоки. Причому чимала частина розломів, яка обмежує блоки, згадає вже в покрівлі ДФ або в цокольному розрізі осадового чохла. Тільки більш глибинні розломи, що досягали горизонтальної смуги розтягу [7], набували не лише морфологічної характеристики *лістричних порушень*, але й можливих ознак їхньої нафтогазоносності. Тому далеко не всі ПЗТ містять вуглеводневі флюїди. Наприклад, в Охтирському нафтогазопромисловому районі такими виявилися лише 5 % пробурених у ДФ свердловин. Деякі з них наведено на рис. 2, де показано зони тріщинуватості ДФ, які прогнозують за даними свердловинної геофізики. Таким чином, перш ніж говорити про нафтогазоносність ПЗТ, потрібно оцінити наскільки глибоке її “коріння”. З очевидних причин матері-

алом для такого оцінювання мають бути не дані глибинного сейсмічного зондування, а результати інтерпретації інших, більш технологічних, але ще не апробованих геофізичних чи геохімічних методів, що дасть змогу одержати для ПЗТ потрібні розподільчі ознаки. На жаль, науково-методичні дослідження такого спрямування в Східному регіоні України не виконують. Водночас у ДДР уже є добре вивчені еталонні площі (Юліївська, Скворцівська, Хухрянська та інші), що стали б основою для таких робіт.

Відомо, що в надглибоких Кольській, Криворізькій, Мінібаєвській та інших свердловинах верхня частина земної кори, яку розкрито бурінням, представлена у вигляді “шаруватого пирога”, складеного з проникних і щільних ділянок розрізу. Вважається, що вертикальна неоднорідність структурно-петрографічних комплексів пов'язана з *тангенціальними тектонічними зрушеннями*, унаслідок яких з'являються лінзи, піддашся, кишені та інші форми ізольованих камер розуцільнення, що під час глибинного сейсмічного зондування характеризуються зниженими швидкостями пружних коливань. Схожий характер неоднорідності типовий і для приповерхневого розрізу ДФ. Тут *флюїдопровідні резервуари* та щільні породи, які виділяють за даними ГДС (іноді із суттєвими уточненнями за результатами петрографічного аналізу – свердловини 674-Аннівська, 10-Скворцівська, 1,6-Хухрянські, 2-Юліївська та інші), мають не тільки істотно меншу (порівняно з глибинними розуцільненнями) розмірність, але й принципову відмінність в їхньому заляганні – тепер “шаруватий пиріг” характеризує *приповерхневу будову субвертикального розрізу ДФ*.

Першим елементом неоднорідності в приповерхневному розрізі БК₁ є *покрівельна покривка* ДФ, яка сформувалася за умов різкого падіння міграційних напруг і температур [9]. Потужність приповерхневої перемички змінюється від 0, коли вона виявилася розмитою (свердловини 1-Добринівська; 13-Наріжнська; 1-Новолиманська; 1, 6-Хухрянські; 2, 3-Чернечинські та інші), до 100–150 м і більше (1-Безлюдівська; 2-Буднянська; 1-Галківська; 1-Гутська; 3, 14-Скворцівські та інші). І хоча під час формування покрівельної покривки переважають екзогенні чинники (охолодження надр, вирівнювання палеорельєфу), прогнозування її площинного поширення – досить проблематичне. Будову та умови залягання внутрішніх вторинно розуцільнених розрізів розглянемо на прикладі розрізу свердловин 2-Юліївська та 1-Хухрянська, які не тільки пройдено із суцільним відбором керна в ДФ, але й ретельно випробувано.

Свердловина 2-Юліївська, яку пробурено в ПЗТ лістричного скиду, після 57-метрової покрівельної покривки ДФ, розкрила першу зону вторинного розуцільнення (3525–3550 м). У покрівлі вона представлена сильно катаклазованими плагіогранітами, які вниз по розрізу переходять в епідот-хлоритові метасоматити (до 38–45 % площі шліфа). Друга зона активізації вторинного розуцільнення (3587–3640 м) у покрівлі розділена порівняно тонкою перемичкою щільніших (за даними ГДС) порід. Зона представлена епідот-хлоритовими метасоматитами по плагіомігматитах. В асоціації з епідотом і хлоритом виявлено великі зерна (до 0,5 мм) апатиту та сфену. Третя зона неоднорідності (3665–3710 м) у покрівлі розділена (міжтріщинний розтин) безпольовошпатовими амфіболітами (горнблендітами) зі слідами просочування (як вважає Г. Л. Кравченко) глибинних розчинів, тобто її в жодному разі не можна вважати якісною покривкою. У третій зоні продовжує нарощуватися метасоматична колонка – відбувається активна

хлоритизація та епідотизація темноколірних мінералів (амфіболіту, біотиту), а горнблендіти вже характеризуються найбільшою проникністю. Нижче, аж до забою, активну участь у метасоматозі починають брати низькотемпературні процеси карбонатизації, апатитизації (хлорит-апатит-кальцитові метасоматити) та метасоматичного окварцювання. Отже, беручи до уваги результати петрографічного аналізу, свердловина розкрила *штокверковий флюїдопровідний резервуар*, де породи ДФ формувалися в умовах активного низькотемпературного метасоматичного метаморфізму (без явних ознак смугастості), матеріалом для яких були останцеві зеленокам'яні породи (плагіоклазові амфіболіти), що збереглися після протерозойської гранітизації. Стінки штокверку мали ізометричний контур з хвилястими та зубчастими границями, де й виявлено тупикову заповнену газоконденсатом пастку. З інтервалу 3468–3486 м отримано дебіт газу 172 тис. м³/д та конденсату 7,6 м³/д, а з інтервалу 3735–3800 м відповідно 77 тис. м³/д і 13,5 м³/д.

Свердловину 1-Хухрянська пробурено на перехресті північного шва ДДР з Ворсклянським глибинним розломом. У розрізі цієї ПЗТ відсутня покрівельна покривка ДФ, бо вона була розмита під час формування горстової структури. Розкриті свердловиною докембрійські породи представлені монотонними смугастими плагіомігматитами та мігматитами. Виділені за даними ГДС дві зони неоднорідностей (тріщинуватості, розуцільнення) було суттєво уточнено мінералого-петрографічним аналізом (Г. Л. Кравченко, 1988 р.). Вони виявилися менш потужними й розкриті в дещо інших інтервалах [5, див. рис. 2]. У першій зоні тріщинуватості (3199–3215 м) розкрито сильно хлоритизовані біотитові мігматити та плагіомігматити. Друга зона неоднорідності (3291–3295 м) складена серицитизованими та мусковітизованими плагіомігматитами. Наступна зона (3330–3334 м) представлена катаклазитами по дуже серицитизованих біотитових плагіоклазитах. В останній зоні (3384–3385 м) розкрито інтервал дрібнення та мілонітизації смугастих мігматитів. Усі ці лінійні зони тріщинуватості (жили) простягаються в середньому під кутом 50° до осі керна та в сумі становлять менш як 20 % від розкритого свердловиною розрізу. Причому у свердловині 6-Хухрянська, яку пробурено поруч, розкрито, хоч і на дещо різних рівнях, подібні зони неоднорідностей. За даними дебітометрії з інтервалу 3204–3206 м отримано припливи нафти 69 м³/д та газу 99 тис. м³/д. Таким чином, вище описано два типи неоднорідностей у розрізі ПЗТ – штокверковий та жильний, які побудовано принципово по-різному. Тому ще 25 років поспіль, обґрунтовуючи буріння пошукових та параметричних свердловин, ми намагалися прогнозувати юліївський чи хухрянський типи розрізу ДФ [15].

Як показало буріння (переважно на Юліївській площі), виявлені *зони неоднорідностей дискретні й за площею не корелюються між собою*, бо розкривають певною мірою ізольовані у вертикальній площині розрізи (лінзи, кишені, камери та інші складні геометричні тіла). Тому сусідні свердловини на одних і тих самих або близьких гіпсометричних рівнях зазвичай розкривали інші крутосхилі розуцільнені тіла. На жаль, для цих неоднорідностей робили навіть “попластову” кореляцію, щоб підрахувати запаси на Юліївському газоконденсатному родовищі [5]. Позбутися такої помилки можна враховуючи досвід геологів-рудників під час вивчення схожих геологічних тіл. За особливостями залягання розглянуті зони неоднорідностей подібні до рудних тіл гідротермально-

метасоматичних родовищ жильного та штокверкового типів (вольфрамкові, молібденові, ртутні, свинцево-цинкові та деякі руди інших металів). Розмір й умови залягання жильних тіл визначаються азимутом простягання та їхньою довжиною за простяганням, кутом падіння й довжиною за падінням, товщиною жил. За формою жили поділяють на прості, лінзоподібні, ступінчасті, гіллясті, сітчасті та камерні. Ізометричні циліндричні тіла, витягнуті в субвертикальному напрямку, формують штокверкові (трубоподібні) неоднорідності ДФ. По вертикалі їхній перетин коливається від десятків метрів до кілометра. Елементи залягання штокверкових і жильних неоднорідностей розрізу ПЗТ можна встановити за результатами сейсмозв'язки ЗД та навколосвердловинного вертикального сейсмічного профілювання. Якщо умови залягання цих тіл якісно закартувати, то вдасться достовірно встановити як зони їхнього виходу під покрівельну покривку, так і ділянки припинення простеження останніх. А ці дані дають змогу виробникам ухвалювати правильні рішення та зменшувати пошукові ризики.

Висновки

1. Базогенний нафтогазоносний комплекс, пов'язаний з флюїдопровідними природними зонами тріщинуватості ДФ, характеризується складним *дискретним поширенням* і має низку об'єктивних труднощів, які *ускладнюють геологічне картування його головних параметрів*. Такими є: межа між корою вивітрювання й підшовою осадового чохла, контакт між верхнім і нижнім підкомплексами та підшова нижнього підкомплексу, яку нині не визначено навіть теоретично. Отже, товщини БК характеризуються не тільки мінливістю, але й невизначеністю. Розірвати цей гордіїв вузол та подолати складнощі картування БК допоможе буріння в комплексі з новітніми суперсучасними геофізичними пошуковими технологіями (методи сейсмозв'язки ЗД, вертикального навколосвердловинного профілювання та електро- й гравімагнітозв'язки).

2. В одній з тез публікації автор стверджує, що в рудній геології існують поклади деяких металевих руд зі схожою будовою з нафтогазоносними природними резервуарами в ДФ. Тому в методиці пошуково-розвідувальних робіт на нафту й газ для БК₁ треба використати (в обґрунтованих межах) набутий пошуковий *досвід у рудній геології*. Водночас, на відміну від твердих корисних копалин, вуглеводневі поклади можуть з часом змінювати свої параметри як у покрівлі (ріст чи згасання проникних зон), так і в підшовній частині (нестабільний рівень водного контакту) продуктивного тіла, бо в періоди сейсмічних потрясінь у БК₁ відбувається *перервно-безпервне переформування* продуктивних природних резервуарів, які на завершальному етапі дегазації надр якщо наново не заповнюються, то підживлюються свіжою порцією рухомих флюїдів. Це певною мірою стосується й природних резервуарів у БК₂ (особливо щодо заповнення їх вуглеводневою речовиною), бо автор вважає, що від руйнування та дегазації *збереглися переважно молоді за віком поклади*.

3. Найлегше проблема успішного пошуку розв'язується для верхнього підкомплексу. Тому на порядку денному вже стоїть питання науково обґрунтованого пошуку, тоді як освоєння ВРР набагато довше буде пов'язане з певними *пошуковими ризиками*. Але ці ризики дещо виправдані, бо існує вірогідність відкриття в ДФ покладів з великими добувними запасами. Якщо в найближчий час корумпована влада нарешті перейде від палких промов до реальних справ, про які,

зокрема, йшлося в працях [10, 11, 12], то з'явиться підґрунтя для стабільного темпу зростання ВВП на 4 % в рік і більше, тобто на рівні витрат влади на оборону та безпеку країни. Так було в країнах Перської затоки та інших нафтогазоносних регіонах, коли там відкривали нові чималі поклади нафти й газу.

Та, на жаль, щодо цієї та інших подібних пропозицій подолання економічної кризи сьогоднішня влада "мовчить собі, витріщивши очі" (з поеми Т. Шевченка "Сон").

ЛІТЕРАТУРА

1. Гинзбург И. И., Наждакова Г. Е., Никитина А. П. Современное и древнее латеральное выветривание базальтов Бразилии и Русской плиты/Кора выветривания. – М.: Наука, 1963. – Вып. 6. – С. 71–102.
2. Лебідь В. П. Прогнозування малоамплітудних піднять і склепін палеопіднять методами імітаційного моделювання в умовах ДДР/В. П. Лебідь, В. А. Іванишин//Мінеральні ресурси України. – 2000. – № 2. – С. 34–38.
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". – 2000. – Т. 2. – С. 173–178.
4. Лебідь В. П. Прогнозування й оцінка нафтогазоносності нетрадиційних пасток на Черемхівсько-Лебединській площі/В. П. Лебідь, С. Г. Вакарчук та інші//Мінеральні ресурси України. – 2002. – № 4. – С. 31–36.
5. 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.
6. Лебідь В. П. Обґрунтування пошуку нового типу вуглеводневих пасток//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2007. – № 4. – С. 187–191.
7. Лебідь В. П. До проблеми нафтогазоносності виступів фундаменту Дніпровсько-Донецького розсуву//Мінеральні ресурси України. – 2007. – № 4. – С. 34–38.
8. Лебідь В. П. Резерв пошуку великих родовищ у Дніпровсько-Донецькому розсуві/В. П. Лебідь, О. Л. Раковська//Мінеральні ресурси України. – 2014. – № 2. – С. 20–27.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. Лукін А. Е. Контуры учения о нефтегазоносных кристаллических массивах//Геолог Украины. – 2005. – № 4. – С. 33–52.
14. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
15. Чебаненко И. И. Геологическое обоснование новых параметрических скважин по проблеме нефтегазоносности фундамента северного борта Днепровско-Донецкой впадины/И. И. Чебаненко, В. П. Ключко, И. В. Высочанский, В. П. Лебедь, М. И. Пономаренко и другие//Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины: Сб. науч. тр. – Киев: Наукова думка, 1991. – С. 25–36.
16. Черняховский А. Г. Эльвий и продукты его переотложения. – М.: Наука, 1966. – 189 с.

REFERENCES

1. Ginzburg I. I., Nazhdakova G. E., Nikitina A. P. Modern and ancient lateral weathering basalts Brazil and the Russian Plate/Kora vyvetrivanija. – Moskva: Nauka, 1963. – Iss. 6. – P. 71–102. (In Russian).
2. Lebid V. P. Prediction small-amplitude rises and vaults of paleoelevation by modeling simulation methods in terms of DDR/V. P. Lebid, V. A. Ivanyshyn//Mineralni resursy Ukrainy. – 2000. – № 2. – P. 34–38. (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 geologii". – 2000. – V. 2. – P. 173–178. (In Ukrainian).
4. Lebid V. P. Prediction and assessment of unconventional oil and gas traps in the area Cheremhivsko-Lebedynskiy/V. P. Lebid, S. H. Vakarchuk ta inshi//Mineralni resursy Ukrainy. – 2002. – № 4. – P. 31–36. (In Ukrainian).
5. Lebid V. P. Secondary structure features of reservoirs and finding oil and gas traps in the crystalline basement structures on iulivskoho type/V. P. Lebid, O. Yu. Lukin, V. V. Makohon ta in//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2007. – № 2. – P. 279–287. (In Ukrainian).
6. Lebid V. P. Justification search for a new type of hydrocarbon traps//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2007. – № 4. – P. 187–191. (In Ukrainian).
7. Lebid V. P. The problem of oil and the achievements of the Foundation Dnieper-Donetsk sliding//Mineralni resursy Ukrainy. – 2007. – № 4. – P. 34–38. (In Ukrainian).
8. Lebid V. P. Provision searching of large fields in the Dnieper-Donetsk sliding/V. P. Lebid, O. L. Rakovska//Mineralni resursy Ukrainy. – 2014. – № 2. – P. 20–27. (In Ukrainian).
9. Lebid V. P. Analysis of ingress of oil and gas in Precambrian crystalline basement of the Dnieper-Donetsk sliding to forecast the structure of productive traps/V. P. Lebid, O. L. Rakovska//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2014. – № 2. – P. 61–75. (In Ukrainian).
10. Lebid V. P. Features finding hydrocarbons in the lower oil and gas sector for the various sub-Dnieper-Donetsk sliding. Article 1. Features finding hydrocarbons in the north-western subregion//Mineralni resursy Ukrainy. – 2015. – № 2. – P. 22–29. (In Ukrainian).
11. Lebid V. P. Features finding hydrocarbons in the lower oil and gas sector for the various sub-Dnieper-Donetsk sliding. Article 2. Oil-gas fields in the search area Romensko-Okhtyrskiy subregion//Mineralni resursy Ukrainy. – 2015. – № 3. – P. 32–38. (In Ukrainian).
12. Lebid V. P. Features finding hydrocarbons in the lower oil and gas sector for the various sub-Dnieper-Donetsk sliding. Article 3. Features finding hydrocarbons on the shoulders of the Dnieper-Donetsk sliding//Mineralni resursy Ukrainy. – 2016. – № 2. – P. 34–41 (In Ukrainian).
13. Lukin A. E. Outlines of the doctrine of oil and gas bearing crystalline arrays//Geolog Ukrainy. – 2005. – № 4. – P. 33–52. (In Russian).
14. Muromcev V. S. Electrometrically geology sand bodies – lithologic traps of oil and gas. – Leningrad: Nedra, 1984. – 260 p. (In Russian).
15. Chebanenko I. I. The geological study of new appraisal wells on the issue of oil and gas potential of the northern side of the basement of the Dnieper-Donetsk Basin/I. I. Chebanenko, V. P. Klochko, I. V. Vysochanskij, V. P. Lebed, M. I. Ponomarenko i drugie//Problemy neftegazonosti kristallicheskih porod fundamenta Dneprovsko-Doneckoj vpadiny: Sb. nauch. tr. – Kiev: Naukova dumka, 1991. – P. 25–36. (In Russian).
16. Chernjahovskij A. G. Eluvium and products of its redeposition. – Moskva: Nauka, 1966. – 189 p. (In Russian).

Рукопис отримано 5.02.2016.