

УДК 552.52+(551.4:551.8):553.98.041(477)

П. М. Коржнев¹, О. Д. Науменко², В. П. Стрижак¹

**РОЛЬ СЕДИМЕНТАЦІЙНО-ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГІЧНИХ КРИТЕРІЇВ У ПРОГНОЗІ
НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ВЕРХНЬОТУЛЬСЬКОГО ТЕРИГЕННОГО КОМПЛЕКСУ ДНІПРОВСЬКО-
ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.**

P. M. Korzhnev, O. D. Naumenko, V. P. Stryzhak

**THE ROLE OF SEDIMENTARY-PALEOGEOMORPHOLOGIC CRITERIA IN FORECAST OF PETROLEUM
POTENTIAL UPPER –TULIAN TERRIGENOUS COMPLEX OF DNIEPER-DONETSK DEPRESSION.**

Дана робота присвячена оцінці перспектив нафтогазоносності верхньотульського теригенно-доманікоїдно-глинистого комплексу Дніпровсько-донецької западини (ДДЗ) та ролі седиментаційно-палеогеоморфологічних критеріїв у прогнозі їх нафтогазоносності. У якості об'єкта досліджень було обрано відклади продуктивного горизонту (ПУ) В-21 в межах найбільш перспективної, на наш погляд, центральної частини ДДЗ — території Срібненської депресії та її обрамлення. Відмінна геолого-геофізична вивченість цього теригенного комплексу на даній території (велика кількість пошукових та параметричних свердловин, що його розкрили) дозволила зробити висновки про закономірності утворення пасток за участю його відкладів.

За наявними зразками керна матеріалу було проаналізовано літологію алевропіщаних відкладів та глинистих порід, що їх вміщують. У літологічному складі ПГ В-21 представлений переважно темноколірними флішоїдними глинистими відкладами депресійного виду. Пісковики ПГ В-21 кварцові сірі, світло-сірі, різнозернисті, текстури масивні або з різноманітною шаруватістю (коса, косохвиляста, мульдovidна, градаційна переривчасто-горизонтально-шарувата, косошарувата). За розмірами уламкового матеріалу переважають дрібнозернисті пісковики. Цементом слугує дрібно- і крупнолускуватий моноклінний каолінит, присутні домішки деградованих гідрослюд, рідше карбонатів — кальциту, анкериту, сидериту. Зроблено висновки про їх генезис якій, вочевидь, пов'язаний з річковими виносами піщаного матеріалу в депресійний басейн застійного типу та його подальшим рознесенням і перевідкладенням підводно-дельтовими, турбідитними, контурними течіями.

Побудовані на основі каротажних даних літолого-фаціальні палеогеологічні профілі розкривають закономірності розподілу у вертикальному розрізі алевропіщаних тіл. Вони займають підпорядковане положення, утворюючи пласти, лінзи, барові форми потужністю від 5 до 20 м та перемежуються прошарками аргілітів і вапняків. За даними каротажу на основі картування інформативних седиментологічних параметрів визначені просторові закономірності розподілу алевропіщаних порід ПГ В-21. Піскуватість розрізів ПГ В-21 завдячуючи вищезазначеним генетичним та палеогеоморфологічним особливостям (закладення цих відкладів та послідовний їх частковий розмив в передалексинський час) характеризується дуже нерівномірним розподілом. Водночас, на прикладах відомих родовищ проаналізовано седиментаційно-палеогеоморфологічні передумови формування покладів нафти і газу в цих теригенних відкладах та виділено сприятливі для утворення пасток вуглеводнів ділянки.

Ключові слова: нафтогазоносність, піщані тіла, ДДЗ.

Данная работа посвящена оценке перспектив нефтегазоносности верхнетульского терригенно-доманикоидно-глинистого комплекса Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) и роли седиментационно-палеогеоморфологических критериев в прогнозе его нефтегазоносности. В качестве объекта исследований были выбраны отложения продуктивного горизонта (ПГ) В-21 в пределах наиболее перспективной, на наш взгляд, центральной части ДДВ — территории Сребненской депрессии и ее обрамления. Отличная геолого-геофизическая изученность этого терригенного комплекса на данной территории (большое количество вскрывших его поисковых и параметрических скважин) позволила сделать выводы о закономерности образования ловушек с участием его отложений.

По образцам керна материала была проанализирована литология алевропесчаных отложений и вмещающих их глинистых пород. В литологическом составе ПГ В-21 представлены преимущественно темноцветные флишоидные глинистые отложения депрессионного вида. Песчаники ПГ В-21 кварцевые серые, светло-серые, разнозернистые, текстуры массивные, или с различной слоистостью (косая, косоволнистая, мульдovidная, градационная прерывисто-горизонтально-слоистая, косослоистая).

По размерам обломочного материала преобладают мелкозернистые песчаники. Цементом служит мелко- и крупночешуйчатый моноклинный каолинит, присутствуют примеси деградированных гидрослюд, реже карбонатов — кальцита, анкерита, сидерита. Сделаны выводы об их генезисе, который, очевидно, связан с речными выносами песчаного материала в депрессионный бассейн застойного типа и его дальнейшим разнесением и переотложением подводно-дельтовыми, турбидными, контурными течениями.

Построенные на основе каротажных данных литолого-фациальные палеогеологические профили раскрывают закономерности распределения в вертикальном разрезе алевропесчаных тел. Они занимают подчиненное положение, образуя пласти, линзы, баровые формы мощностью от 5 до 20 м, которые переслаиваются с аргиллитами и известняками. По данным каротажа на основе картирования информативных седиментологических параметров

определены пространственные закономерности распределения алевропесчаных пород ПГ В-21. Песчаность разрезом ПГ В-21 благодаря вышеупомянутым генетическим и палеогеоморфологическим особенностям (заложение этих отложений и последующий их частичный размыв в предалексинское время) характеризуется очень неравномерным распределением. Наряду с этим на примерах известных месторождений, проанализированы седиментационно-палеогеоморфологические предпосылки формирования залежей нефти и газа в этих терригенных отложениях и выделены благоприятные для образования ловушек углеводородов участки.

Ключевые слова: нефтегазоносность, песчаные тела, ДДВ.

This investigation is devoted to assessing the hydrocarbon potential of Upper-Tulian terrigenous complex of Dnieper-Donetsk depression (DDD), and value of the role of sedimentary-paleogeomorphological criteria of petroleum exploration in these strata. As an object of research were selected sediments of productive horizon V-21, with the most perspective, in our opinion, the central part of the DDD, namely territory Sribnenska depression and its frame. The vast amount of geological and geophysical examinations of this terrigenous complex within the area (a large number of key and parametric wells that uncovered it) allow to draw conclusions about patterns of formation of traps with its deposits.

According to the core samples it was analyzed the lithology of silt-sandy sediments and argillaceous rocks that contain them. The lithological composition of productive horizon V-21 is represented by mainly of deep-water kind dark-colored flysch clayey sediments. Sandstones are composed of quartz, gray to light gray colouring, of different granularity, of massive textures, or different lamination (cross-bedding, cross-ripple, moldlike, gradational interruptedly-horizontal- bedding).

Fine-grained sandstones are dominated by size of debris material. The matrix is represented by finely and coarsely big-scaled monoclinic kaolinite, in some cases the presence of degraded hydromicas impurities or rarely - carbonate (calcite, ankerite, siderite) is marked. The origin of sandstones is apparently associated with carryover riverine sandy material into stagnant type depressive basin, and subsequent distribution and re-deposition by underwater delta, turbidity and contour currents.

Built on logging data the lithofacial-paleogeologic profiles demonstrate patterns of silt-sandy bodies distribution in the vertical section. They occupy a subordinate position, forming layers, lenses, bar shapes ranging from 5 to 20 m and alternating between layers of mudstone and limestone. According to the log-based mapping of informative sedimentological parameters the spatial distribution pattern of silt-sandy rocks of productive horizon V-21 was defined. Sedimentary-paleogeomorphological prerequisites for the formation of oil and gas traps in these deposits were analyzed by using the examples of known fields.

Keywords: oil and gas bearing, sand body, DDD.

ВСТУП

Проблемі нафтогазоносності продуктивних горизонтів нижньовізейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) присвячено велику кількість наукових праць. Матеріали пошукового та параметричного буріння території Срібненської депресії та її обрамлення слугували основою для проведення попередніх пошукових досліджень. Великий внесок у розвиток цього питання в різні роки зробили співробітники Чернігівського відділення УкрДГРІ: О.Ю. Лукін, Г.І. Вакарчук, С.Г. Вакарчук, Т.М. Пригаріна, Б.П. Кабишев, Ю.Б. Кабишев, І.І. Дем'яненко, В.В. Макогон, В.А. Пупов; ДГП «Укргеофізика» М.Г. Єгурнова, М.Я. Зайковський, З.Я. Войцицький, О.Г. Цьоха; Інституту геологічних наук НАН України В.К. Гавриш, В.В. Вдовенко, В.А. Бабадагли, Л.І. Рябчун, В.І. Полетаєв та багато ін. Нижньовізейські нафтогазоносні відклади ДДЗ досліджувались у різних аспектах, одним з яких є залучення седиментаційно-палеогеоморфологічних критеріїв у пошуках промислових скупчень вуглеводнів (ВВ). В роботах акад. НАН України О.Ю. Лукіна [1] показано, що доцільність застосування вищезгаданих критеріїв визначається геодинамічними закономірностями формування окремих осадових комплексів авлакогенних басейнів.

МЕТА ТА МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ

Метою проведених досліджень було відпрацювання седиментаційно-палеогеоморфологічних критеріїв прогнозу нафтогазоносності у верхньотульському теригенно-доманікоїдно-глинистому комплексі ДДЗ, зокрема ПГ В-21 на території Срібненської депресії та її обрамлення.

Визначення різних за природою, морфологією піщаних тіл (ПТ) за каротажними (з повним використанням літологічних досліджень керн) даними та їх достовірною кореляцією дозволили охарактеризувати розріз свердловин, що розкрили дані відклади, низкою основних седиментологічних параметрів. Це загальна потужність окремих ПГ комплексу, сумарна товщина пісковиків (уламкових порід), кількість піщаних пластів. У сукупності з встановленням загальних літолого-фаціальних і палеогеографічних особливостей формування це дозволило окреслити ключові седиментаційно-палеогеоморфологічні закономірності нафтогазоносності вказаних відкладів в цілому та окремих ПТ зокрема.

Відклади ПГ В-21 разом з ПГ В-23 та В-22 входять до складу Верхньотульського піщано-доманікоїтно-глинистого седиментаційного комплексу, який умовно зіставляється з верхньотульським горизонтом Східно-Європейської платформи або підзоною C_1v^n південної окраїни

Донбасу. Найбільших потужностей (150–350 м і більше) ПГ В-21 досягає в межах Срібненської западини (найбільш повні розрізи на Савинківській, Зорківській, Рудівській, Пісківській, Річній, Свистунківській, Луценківській, Свиридівській, Червонозаводській та інших площах), в найбільш зануреній центральній частині грабену (Комишнянська, Бакумівська, Лисівська, Перевозівська, Солохівська, Нільська та інші площі), на південному схилі грабену (Радченківська, Сорочинська, Мачуська, Руденківська, Перещепинська, Шандрівська, Орельська та інші площі), на сході південної прибортової зони (Зачепилівська, Новомиколаївська, Михайлівська, Кременівська та інші площі) [2].

Сейсмічний комплекс, який відповідає відкладам XIIa м.-ф.г., обмежений знизу передверхньовізейським (передверхньотульським), а зверху — передалексинським переривами в осадконакопиченні, цілком впевнено виділяється у хвильовій картині по покрівельному приляганню відбиттів знизу та узгодженому поведженню чи зрізанню зверху. В межах Луценківсько-Червонолуцької зони за даними сейсмолітостратиграфічного аналізу [3] сумарна потужність відкладів XIIa м.-ф. г (В-21, В-22 і В-23) становить 380–500 м. В об'ємі горизонту виділяються ПГ В-21 н і ПГ В-21 в.

У літологічному складі ПГ В-21 представлений переважно темноколірними флішоїдними глинистими відкладами депресійного виду. Серед палеонтологічних решток відмічені планктонні форамініфери (збіднені мікрофауністичні комплекси відповідають XIIa м.-ф. г.), спікули губок, остракоди, рослинні рештки (включаючи відбитки ранньокам'яновугільної флори задовільного або гарного збереження), пізньотульські спорово-пилкові комплекси, різноманітна ультрамікробіота (сульфатредукуючі бактерії, ціанобактерії). Склад глинистої речовини істотно гідрослюдистий з домішками змішаносаруватих мінералів (іноді підвищений вміст розбухаючих фаз) і каолініту, що свідчить на користь їх екрануючих властивостей у тому випадку коли вони слугують екранами для нафтонасичених алевропіщаних порід.

Необхідно підкреслити геохімічну специфіку пелітоморфних відкладів літолого-стратиграфічного комплексу. Їх збагаченість органічною речовиною поєднується з підвищеним вмістом низки елементів, включаючи радіоактивні (уран, торій). Останнє слугує діагностичною ознакою, оскільки робить дані відклади

помітними на діаграмах радіоактивного каротажа. Вміст C_{org} варіює від 1 до 3,5–4% і більше, що також є свідченням на користь нафтоматеринського потенціалу даних відкладів.

Піскуватість розрізів ПГ В-21 характеризується дуже нерівномірним розподілом. Цей ПГ представлений сукупністю різних за морфологією теригенних тіл потужністю від 3–5 до 40–60 м. Будову відкладів XIIa м.-ф. г. в Срібненській депресії та її обрамленні, де знаходиться район досліджень, та характер розподілу алевропіщаних шарів добре ілюструє низка побудованих нами профілів та карта параметрів піскуватості ПГ В-21 (рис. 2). Як було зазначено вище, ціла низка розрізів центральної і південно-східної частини ДДЗ (Солохівська, Руденківська, Шандрівська та інші площі) характеризуються дефіцитом піскуватості або її повною відсутністю (флішоїдні алевроглинисті і глинисті товщі).

Алевропіщані тіла в розрізі займають підпорядковане положення, утворюючи пласти, лінзи, барові форми потужністю від 5 до 20 м, перемежовані прошарками аргілітів і вапняків. Пісковики кварцові сірі, світло-сірі, різнозернисті, текстури масивні або з різноманітною шаруватістю (коса, косохвиляста, мультівидна, градаційна переривчастогоризонтальношарува, косошаруваті). За розмірами уламкового матеріалу переважають дрібнозернисті пісковики. Цементом слугує переважаючий дрібно- і крупнолускуватий моноклінний каолініт, присутня домішка деградованих гідрослюд, рідше карбонатів — кальциту, анкериту, сидериту.

Зважаючи на структурні і текстурні особливості, гранулометричні параметри і, головне, на парагенез із переважаючими у розрізі породами, генезис ПГ В-21 пов'язаний з річковими виносами піщаного матеріалу в депресійний басейн застійного типу, з його рознесенням і перевідкладенням підводно-дельтовими, турбідитними, контурними течіями, формуванням вузлових ПТ та ін., а також з формуванням різноманітних акумулятивних тіл [4] (рис. 1, 2). В цілому, відклади ПГ В-21 формувались в умовах мілководдя морського басейну в трансгресивний етап осадконакопичення. Накопичення осадків відбувалось при евстатичному коливанні рівня води в басейні седиментації (рівня палеоморя), що призводило до зміни більш малих циклів седиментації в період загальної трансгресії. Пісковики і алевроліти мають кли-

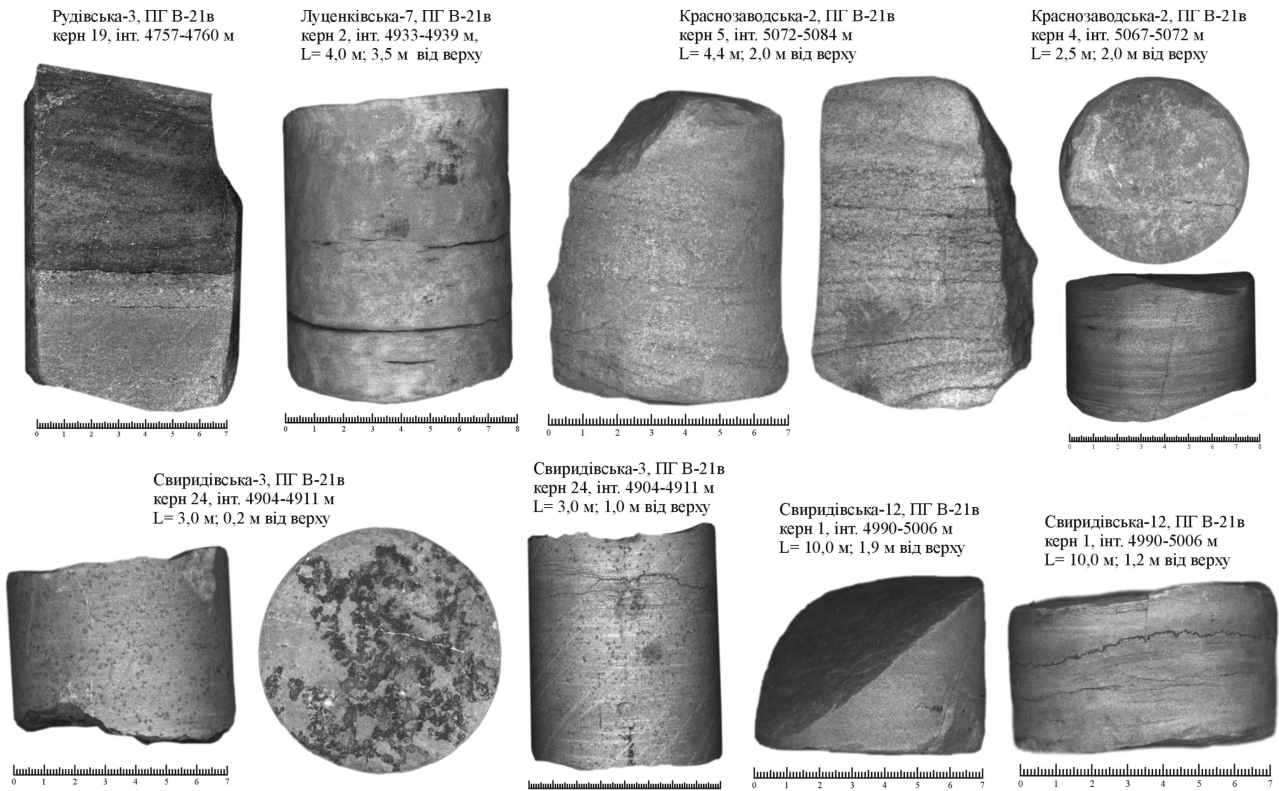


Рис. 1. Макрофасціальні характеристики пісковиків продуктивного горизонту В-21

ноформні (лускоподібні) форми літоми, утворюють вузлові піщані акумулятивні тіла (ВПАТ), що в поєднанні з екрануючими глинистими відкладами створює позитивні умови для акумуляції ВВ [5].

З відкладами ПГ В-21 асоціюється закінчення трансгресивного етапу осадконакопичення, в подальшому, в передалексинський час, вони зазнали в різному ступені інтенсивності розмиву. В межах Луценківсько-Червонолуцької зони дія розмиву проявилась слабо, а, наприклад, в межах північно-західної частини Срібненської депресії повністю розмиті відклади ПГ В-21в (рис. 2) глибокозалягаючих (переважно на глибинах 5–6 км і більше) ПГ нижнього карбону в межах Свиридівсько-Червонозаводського валу, що розділяє Срібненську і Жданівську депресії в центральній частині ДДЗ.

Переважає більшість родовищ з покладами у ПГ В-21 приурочена до різноманітних за розмірами, морфологією і генезисом локальних структур: чітко виражених по мезозойсько-кайнозойських відкладах валів і брахіантикліналей; внутрішньочохольних (безкореневих) структур, пов'язаних з присутністю крупних палеогеоморфологічних форм та диференційним ущільненням складнобудованих комплексів. Завдяки цим особливостям традиційно велику роль у прогнозі нафтогазоносності відкладів

цього ПГ у ДДЗ відіграють седиментаційно-палеогеоморфологічні критерії.

Літологічні фактори натогазонакопичення характерні як для постседиментаційних складок, так і для внутрішньочохольних форм. Для родовищ на типових антиклінальних підняттях спостерігається суттєве домінування різних генетичних типів виклинювання. На них також відмічається переважна продуктивність не просто плікативно деформованих добре витриманих по площі піщаних пластів, а різноманітних за морфологією (генезисом) лінзоподібних, клиноформних чи змінних по товщині ПТ. Характерним прикладом у цьому відношенні є Анастасівське багатопластове нафтогазоконденсатне родовище, яке, до речі, розташовано в районі наших досліджень. Воно приурочено до типової палеозойської брахіантикліналі, яка простежується до пермських відкладів включно, і занурено під моноклінально залягаючими мезозойсько-кайнозойськими відкладами. При провідній ролі структурного фактора для нього характерно морфологічне різноманіття продуктивних ПТ.

На Анастасівському родовищі нафтові поклади горизонтів В-20 і В-21 приурочені до акумулятивних ПТ пляжевого і барового типів, що ускладнюють трансгресивні піщані пласти. Особливий інтерес з точки зору оцінки перспектив

прогнозних ресурсів, що зосереджені у продуктивному горизонті В-21.

Літологічний газоконденсатний поклад горизонту В-21н в умовах моноклінального залягання приурочений до пісковика, що вверх по підняттю заміщується алевролітом і виклинюється. При цьому глинисте перекриття покладу також виявляє ознаки виклинювання вверх по підняттю. Таким чином, існування у цих умовах газоконденсатного покладу спростовує уявлення про необхідність особливо надійного екранування літологічних пасток для їх промислової нафтогазоносності.

Свирідівське газоконденсатне родовище. На рівні підшви верхньовізейських відкладів структура являє собою напівбрахіантикліналь північно-західного простягання, яка на заході відокремлюється від Луценківської структури тектонічним порушенням амплітудою близько 30 м. Структура в південній і східній частинах також ускладнена скидами (амплітуда 30–50 м). Наявність цих порушень, які відсутні за сейсмічними даними, обґрунтовується різною флюїдонасиченістю однойменних продуктивних пластів у свердловинах. Промислова продуктивність родовища пов'язана з ПГ В-20н, В-21в, В-21н, В-22в, В-22н, В-23н і турнейськими відкладами — ПГ Т-3, Т-4.

В ПГ В-21 встановлені два газоконденсатних поклади — у верхній і нижній частинах розрізу. Поклади горизонту В-21в незначні за розмірами і визначені тільки в двох свердловинах в східній зануреній частині структури (св. 51 і 6). В св. 51 отримано приплив газу дебітом 97,1 тис. м³/добу. В більшості інших свердловин горизонт водонасичений, в деяких заміщується щільними породами (св. 2, 3, 50). Ефективна товщина колекторів — 5,6 м, коефіцієнт пористості — 0,085–0,12. Поклад горизонту В-21н встановлений випробуванням св. 12, дебіт газу — 174,8 тис. м³/добу. Ефективна товщина становить 2,8 м, коефіцієнт пористості — 0,08. В інших свердловинах колектори заміщуються щільними породами. Обидва поклади пластові літологічно обмежені.

Мехедівсько-Голотовщинське газоконденсатне родовище. На рівні підшви верхньовізейських відкладів це родовище являє собою структурний ніс північно-західного простягання, ускладнений скидами з південного заходу і північного сходу. Останнє розділяє Луценківську і Мехедівську структури. Порушення, яке розділяє Голотовщинську і Мехедівську структури,

за даними МСГТ, не перевищує рівня підшви верхньовізейських відкладів. Поклади газу встановлені в ПГ В-20, В-21в, В-22 і В-23.

Поклад газу в горизонті В-21в незначний за розмірами і є пластовим, літологічно обмеженим. За даними випробування він встановлений тільки в св. Мехедівська-2, де одержано приплив газу 156 тис. м³/добу. В інших свердловинах колектори горизонту або водонасичені, або представлені щільними породами. Ефективна товщина колекторів — 2,4–5,6 м, коефіцієнт пористості — 0,08–0,12.

Рудівсько-Краснозаводське газоконденсатне родовище. Розташоване на захід від Свирідівського родовища, від якого відділяється незначною сідловиною. На рівні підшви верхньовізейських відкладів у межах площі виділяється Краснозаводський структурний ніс і Рудівська брахіантикліналь північно-західного простягання. Площа розбита тектонічними порушеннями амплітудою 25–75 м на окремі блоки. Газоконденсатні поклади встановлені в горизонтах В-15, В-16в, В-20н (Рудівська ділянка), В-21, В-22 (Рудівсько-Краснозаводська ділянка) і В-23н (Краснозаводська ділянка), Т-3, Т-4 (Рудівська ділянка). Поклади газу в горизонтах В-15, В-16в і В-20н незначні за розмірами і є пластовими склепінними

Поклад газу в горизонті В-21 встановлений в межах Рудівського склепіння в св. 2 і 4. Дебіти газу сягають 123,5–132,8 тис. м³/добу. Колектори горизонту розповсюджені на всій площі і відсутні тільки на північному заході в св. Волинівська-1 та Волинівська-3. Коефіцієнт пористості — 0,13, ефективна товщина — 7,5 м.

Промислові припливи газу з горизонту В-21н отримані в межах Краснозаводської ділянки в св. 3–5. Колектори повністю відсутні в північно-західній та північній частинах Краснозаводської ділянки. В інших свердловинах в межах горизонту виділені видонасичені пісковики, коефіцієнт пористості яких змінюється в межах 0,07–0,10. При випробуванні свердловин отримані дебіти від 71 до 200 тис. м³/добу. Поклад газу пластовий, літологічно обмежений.

Червонолуцьке газоконденсатне родовище. На рівні підшви верхньовізейських відкладів структура являє собою пологу терасу, яка обмежена з усіх боків тектонічними порушеннями з амплітудою 30–60 м. Промислова продуктивність встановлена в горизонтах В-16н і В-22. З горизонту В-21 в отримані непромислові припливи газу в св. 316.

Свистунківське газоконденсатне родовище. Родовище на рівні підшви верхньовізейських відкладів представлено пологою терасою, яка по підйому пластів обмежена скидом з амплітудою 20–40 м. Він є границею Червонолуцького родовища. Західна частина структури ускладнена окремим скидом. Св. Свистунківська-377, яка пробурена в межах структури, встановила промислову газоносність горизонтів В-18в, В-20н і В-21н. За аналогією з Червонолуцьким родовищем можна очікувати, що поклади пов'язані з неантиклінальними літологічними пастками. Поклад горизонту В-21н характеризується такими параметрами колекторів: ефективна товщина — 5,6 м, коефіцієнт пористості — 0,09. Дебіт газу, отриманий при випробуванні св. 377, становив 36,5 тис. м³/добу.

Поклади ВВ приурочені переважно до неантиклінальних літологічних пасток, що є характерним для відкладів ХІІа м.-ф. г. Усі родовища багатопластові, мають складну геологічну будову та характер розповсюдження колекторів.

ВИСНОВКИ

Встановлення літології відкладів ПГ В-21, палеогеографічних умов їх відкладення дозволило підтвердити існуючі уявлення про їх генезис. Парагенез флішоїдних відкладів депресійного виду, що складений пелітоморфними збагаченими органічною речовиною глинистими та алевропіщаними породами, вочевидь, пов'язаний з річковими виносами піщаного матеріалу в депресійний басейн застійного типу.

Побудована карта параметрів піскуватості та низка літолого-фаціальних профілів відобра-

жають розподіл різноманітних алевропіщаних акумулятивних тіл (ВПАТ), які сформувались унаслідок розмиву, рознесення і перевідкладення підводно-дельтовими, турбідитними, контурними течіями осадового матеріалу.

Проведення картування параметрів піщаності відкладів ПГ В-21в поєднанні з аналізом особливостей будови покладів в них на відомих родовищах, що входять до досліджуваної території, свідчить про суттєву роль седиментаційно-палеогеоморфологічних переломов формування покладів нафти і газу.

1. Лукин А. Е. Литодинамические факторы нефтегазо-накопления в авлакогенных бассейнах / А. Е. Лукин. — Киев: Наукова думка, 1997. — 225 с.
2. О строении карбона Днепровско-Донецкого авлакогена / Лукин А. Е., Резников А. И., Кривошеев В. Т. [та ін.] // Доклады АН СССР. — 1980. — Т. 251, №1. — С. 176–179.
3. Вивчення тріщинуватості як фактора формування колекторів продуктивних горизонтів ХІІа мікрофауністичного горизонту центральної частини ДДЗ: Звіт про науково-дослідну роботу. / Лукин О. Ю., Ларін С. Б., Пригаріна Т. П. [та ін.] — Чернігів, 2002. — 295 с.
4. Проблема фаціальної діагностики нефтегазо-перспективных песчаных тел и пути ее решения / Лукин А. Е., Коржнев П. М., Науменко А. Д. [та ін.] // Геологічний журнал — 2012. — №3. — С. 7–21.
5. Лукин А. Е. Нефтегазоносные структуры, связанные с узловыми песчаными телами / Лукин А. Е., Кривошеев В. Т., Ларченков А. Я. // Советская геология. — 1987. — №10. — С. 39–45.

¹ — ДП “Науково-дослідницький інститут нафтогазової промисловості” Національної акціонерної компанії “Нафтогаз України”, Вишневе

² — Інститут геологічних наук НАН України, Київ