

© С.Г. Вакарчук  
канд. геол. наук  
ДП «Науканафтогаз»

## Ресурсний потенціал нетрадиційних вуглеводнів ущільнених карбонатних порід турнейського ярусу ДДЗ

УДК 553.98:550.8(477.52/.6)

*У статті наведено результати досліджень стосовно потенційної нафтогазоносності ущільнених карбонатних порід турнейського ярусу нижньокам'яновугільного комплексу Дніпровсько-Донецької западини. Визначено територіальну поширеність перспективних карбонатних утворень, наведено їх характеристику та виконано кількісну оцінку ресурсів нетрадиційних нафти і газу.*

**Ключові слова:** турнейський ярус, карбонати, нетрадиційні вуглеводні, перспективні зони, оцінка ресурсів.

*В статье приведены результаты исследований относительно потенциальной нефтегазоносности уплотненных карбонатных пород турнейского яруса нижнекаменноугольного комплекса Днепровско-Донецкой впадины. Определена территориальная распространенность перспективных карбонатных образований, приведена их характеристика и выполнена количественная оценка ресурсов нетрадиционных нефти и газа.*

**Ключевые слова:** турнейский ярус, карбонаты, нетрадиционные углеводороды, перспективные зоны, оценка ресурсов.

*The paper features results of researches regarding the assessment of hydrocarbon saturation related to the Tournaisian stage tight carbonate rocks in the Dnipro-Donets depression. Areal development outline, detail description, and quantitative assessment of unconventional oil and gas resources for these prospective carbonate formations are presented.*

**Key words:** Tournaisian stage, carbonates, unconventional hydrocarbons, prospective zones, resource assessment.

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) є основним нафтогазовидобувним регіоном України. Щорічно тут видобувають близько 18 млрд м<sup>3</sup> газу та 2,4 млн т нафти і газового конденсату. Основний обсяг видобутку вуглеводнів припадає на «старі» родовища, що були відкриті ще за радянських часів. Частка видобутку з родовищ, що були відкриті після 1992 року, не перевищує 15 %. Практично всі нові відкриті родовища вуглеводнів за запасами належать до дрібних або дуже дрібних. Виняток становить відкрите 2005 року Кобзівське газоконденсатне родовище із запасами 41,5 млрд м<sup>3</sup> (у т.ч. початкові балансові запаси – 31,5 млрд м<sup>3</sup>, попередньо розвідані запаси 10,0 млрд м<sup>3</sup>). Проведений аналіз свідчить про те, що незважаючи на відкриття значної кількості нових нафтових і газових родовищ, їх запаси є недостатніми для створення надійної бази не тільки для зростання, але й для забезпечення досягнутих рівнів видобутку вуглеводнів. Так, у 2014 році в ДДЗ було прирощено всього 4,5 млрд м<sup>3</sup>, що на 58 % менше, ніж у 2013 році, і на 85 % менше, ніж у 2012 році. Запасів нафти 2014 року було прирощено всього 260 тис. т, що на 58 % менше, ніж у 2013 році, і на 85 % менше, ніж у 2012 році. З огляду на таке зменшення приростів запасів газу та нафти, в середньостроковій перспективі варто очікувати і на зменшення обсягів його видобутку. Досвід США показує, що компенсувати падіння видобутку вуглеводнів із традиційних родовищ можливо за рахунок освоєння дже-

рел таких нетрадиційних вуглеводнів, як сланцевий газ і сланцева нафта, газ і нафта ущільнених порід, метан вугільних товщ [1–4]. У ДДЗ одним із перспективних напрямів у цьому відношенні може бути пошук нетрадиційних скупчень вуглеводнів у різновікових карбонатних відкладах палеозойського комплексу, а саме: у саргаївсько-семилуцьких і задонських відкладах верхньодевонського комплексу, турнейських і нижньовізейських відкладах нижньокам'яновугільного комплексу та башкирських відкладах середньокам'яновугільного комплексу [5, 6]. У цій статті розглянуто перспективи нафтогазоносності ущільнених карбонатних порід турнейського ярусу.

Дослідження проблеми пошуків скупчень нетрадиційних вуглеводнів в ущільнених карбонатних породах Дніпровсько-Донецької западини знаходиться на початковій стадії. До цього часу оцінку перспектив пошуку нафти і газу нетрадиційного типу у карбонатних утвореннях здійснювали лише попутно, одночасно з вивченням нафтогазоносності сланцевих і ущільнених алевро-піщаних порід. Це чітко простежується у ряді наукових праць, у тому числі у циклі наукових монографій, присвячених оцінці перспектив пошуку нетрадиційних вуглеводнів у нафтогазоносних регіонах України [5, 6]. У них на основі аналізу величезного об'єму даних розглянуто основні теоретичні та практичні аспекти пошуку нетрадиційних нафти і газу в сланцевих і ущільнених алевро-піщаних породах,

виконано попередню оцінку їх ресурсного потенціалу, а також визначено першочергові об'єкти для проведення пошуково-оціночних робіт. На відміну від сланцевих та ущільнених алевро-піщаних порід, для карбонатних утворень ДДЗ лише сформовано систему критеріїв оцінки перспектив пошуку скупчень нетрадиційних вуглеводнів і визначено основні рівні розповсюдження перспективних порід [5–7]. Питання латерального розповсюдження перспективних карбонатних утворень, ранжування їх за ступенем перспективності і кількісної оцінки ресурсної бази практично не розглядалися. Це повною мірою стосується і карбонатних відкладів турнейського ярусу.

### Матеріали та методи досліджень

Робота базується на комплексному аналізі геолого-геофізичних і геолого-промислових матеріалів по відкладах турнейського ярусу, а також із урахуванням розроблених раніше критеріїв оцінки нафтогазоносності нетрадиційних карбонатних утворень [5, 6]. Найбільш важливу роль грають такі критерії: літологічний склад – вапняки глинисті, чисті вапняки, глинисті доломіти і доломіти (найбільш перспективні – глинисті зернисті і детритові вапняки); залягання ущільнених карбонатних порід у парагенезі з глинистими утвореннями, збагаченими органічною речовиною з мінімальним вмістом  $C_{орг}$  – 1 % (ступінь перспективності порід зростає зі збільшенням вмісту  $C_{орг}$ ); ступінь термальної зрілості порід: для нетрадиційної нафти – інтервал від кінця стадії  $MK_1$  ( $R^0 - 0,60$ ) до кінця стадії  $MK_2$  ( $R^0 - 0,80$ ); для нетрадиційного газу – інтервал від кінця стадії  $MK_2$  ( $R^0 - 0,80$ ) до кінця стадії  $AK_1$  ( $R^0 - 2,5$ ); пористість порід: для газу – не менше 1,5 %, для нафти від 2 %; проникність порід: для газу – не менше 0,009 мД; для нафти – 0,1 мД; товщина перспективного горизонту не менш ніж 25 м для нафти та не менш 40 м для газу; глибина залягання перспективних пластів – до 4500 м.

За результатами досліджень відповідно до вищезазначених критеріїв було побудовано карти оціночних параметрів і проведено їх комплексування. На основі цього складено узагальнену карту якісної оцінки перспектив карбонатних утворень турнейського ярусу на нетрадиційні вуглеводні.

Усього у роботі було використано результати понад 250 аналізів петрофізичних властивостей порід, 169 аналізів катагенетичної зрілості порід, 48 визначень  $C_{орг}$ , 78 рентгеноструктурних аналізів і понад 320 описів ядра та шліфів із 240 свердловин. Також із метою виділення у розрізі інтервалів залягання порід, що перспективні на нетрадиційні вуглеводні, і оцінки їх промислових параметрів було виконано комплексну інтерпретацію матеріалів ГДС 15 свердловин із застосуванням спеціалізованих методик.

### Стратиграфічне положення і літолого-фаціальна характеристика відкладів

Турнейські відклади достатньо поширені в межах ДДЗ. У стратиграфічному відношенні, відповідно до діючого стратиграфічного кодексу України, відклади турнейського ярусу нижньокам'яновугільного відділу поділяються на два під'яруси – верхній та нижній. Відклади верхнього під'ярусу відповідають зонам  $C_1tc$   $C_1td$  Донецького басей-

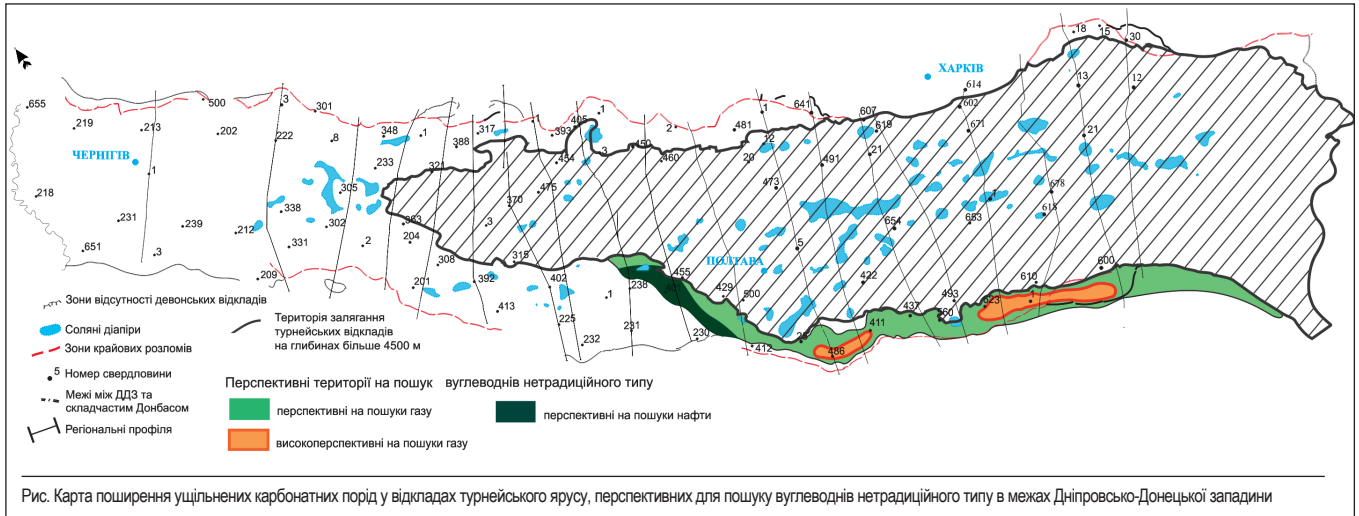
ну, а нижнього –  $C_1tv$ . Карбонатні породи поширені в основному в відкладах нижньотурнейського під'ярусу (зона  $C_1tv$ ) і в нижній та середній частинах верхньотурнейського під'ярусу (зона  $C_1tc$ ). Відклади зони  $C_1td$  практично на всій території їх розповсюдження складені теригенними утвореннями. Глибина залягання карбонатних відкладів турнейського ярусу в розкритих розрізах змінюється від 1500 до 6500 м.

### Літолого-фаціальна характеристика відкладів

Формування відкладів турнейського ярусу проходило в різноманітних фаціальних умовах – від чисто континентальних до глибоководних басейнових [8]. Проведений детальний аналіз умов седиментації турнейських відкладів дав змогу виділити і закартувати такі літолого-фаціальні зони: відкритобасейнову (депресійну), шельфову, прибережно-морську, субконтинентальну і континентальну. Карбонатні породи у відкладах турнейського ярусу найбільш поширені в межах шельфової фаціальної зони, де вони становлять до 80–90 % розрізу. Відклади шельфової фаціальної зони поширені в основному в межах південної прибортової зони і частково в межах осьової зони південно-східної частини ДДЗ. У складі карбонатних порід переважають різноманітні детритові, шламово-детритові, згусткові та зернисті вапняки. В окремих розрізах зустрічаються біоморфні, біоморфно-детритові вапняки та вторинні доломіти, які формують ядерні частини органогенних споруд [8]. Максимальна товщина карбонатних відкладів у межах цієї зони сягає 300–350 м. Товщина окремих пластів варіюється від 30 до 110 м. У межах відкритоморської (депресійної) фаціальної зони в складі турнейських відкладів переважають глинисті утворення. Вапняки зустрічаються у вигляді окремих лінз і пластів. Середня товщина пластів, складених карбонатними породами, як правило, не перевищує 3–7 м. Розрізи турнейського ярусу прибережно-морської зони складені в основному пісковиками і алевролітами (50–60 % розрізу), із підпорядкованою роллю аргілітів (20–30 % розрізу), вапняків (5–15 % розрізу) і кам'яного вугілля (0–5 % розрізу). Товщина карбонатних пластів у середньому не перевищує (5–15 м). Карбонатні породи у відкладах субконтинентальної і континентальної фаціальної зон практично відсутні.

### Фільтраційні і емнісні властивості

Загалом фільтраційно-емнісні властивості карбонатних порід турнейського ярусу невисокі. Середні значення відкритої пористості не перевищують 3–4 %, а проникності – 0,01–0,05 мД. У той же час на окремих ділянках фіксується різке підвищення колекторських властивостей карбонатних порід. Літологічні дослідження показують, що на цих ділянках у складі турнейських карбонатних відкладів переважають біогермні різновиди вапняків і вторинних доломітів, які формують ядерні частини органогенних споруд. Відкрита пористість біогермних вапняків і вторинних доломітів за лабораторними даними сягає 14–16 %, а проникності до 140–180 мД. Формування високопористих порід пов'язано насамперед із широким розвитком таких процесів, як глибинне вилуговування, тріщинуватість, палеокарст та метасоматична доломітизація. Потрібно підкреслити, що за



межами органогенних споруд такі процеси розвинуті фрагментарно і характеризуються значно меншою інтенсивністю. Натомість у карбонатних породах за межами органогенних споруд широкий розвиток отримали такі процеси, як кальцитизація, перекристалізація і декристалізація. Саме ці процеси призвели до значної редуції первинного пустотного простору карбонатних порід та утворення щільних різновидів. Варто зазначити, що в регіональному плані зміни колекторських властивостей карбонатних порід турнейського ярусу практично не фіксуються. У зональному відношенні зменшення значень середньої пористості турнейських карбонатних порід відбувається в межах розвитку відкладів депресійної фаціальної зони (за рахунок зростання глинистої складової), а також на окремих ділянках розвитку відкладів прибережно-морської фаціальної зони (за рахунок зростання теригенної домішки).

### Вміст органічної речовини ( $C_{\text{орг}}$ ) та катагенез порід

Вміст  $C_{\text{орг}}$  у карбонатних породах турнейського ярусу змінюється від 0,2 до 7,9 %, у супутніх глинистих породах – від 0,5 до 22,2 %. Причому максимальні значення вмісту  $C_{\text{орг}}$  зафіксовано для карбонатних і глинистих порід турнейського ярусу прибережно-морської фаціальної зони. Середній вміст  $C_{\text{орг}}$  для карбонатних порід цієї зони 1,9 %, для глинистих – 3,2 %. Тип органічної речовини – гумусовий (III тип) і сапропелево-гумусовий (II–III типи). Середній вміст  $C_{\text{орг}}$  для карбонатних порід депресійної зони – 2,2 %, а для глинистих – 5,2 %. Тип органічної речовини сапропелевий (I тип). Вміст  $C_{\text{орг}}$  у карбонатних породах шельфової фаціальної зони змінюється у широких межах від 0,2 до 1,7 % (за середніх значень 0,7–0,8 %), у глинистих – від 0,8 до 3,5 % (за середніх значень – 1,8–2,0 %). Тип органічної речовини переважно сапропелевий (тип I), рідше гумусово-сапропелевий (II–I типи).

Термальна зрілість порід турнейського ярусу в розкритих розрізах змінюється від  $R^0=0,5$  (початок  $MK_1$ ) до  $R^0=2,0$  (початок  $AK_1$ ). Найбільші  $R^0$  для турнейських порід зафіксовані в межах осьової зони западини (Рудівська і Скоробагатівська площі), а найменші – у межах її

крайової північно-західної частини (Довжиківська і Лосинівська площі). У межах прибортових зон центральної частини ДДЗ значення змінюються від 0,55 до 0,85 (середина  $MK_1$ –закінчення  $MK_2$ ). У розкритих розрізах північної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ термальна зрілість турнейських порід варіюється від 0,6 до 1,1 (закінчення  $MK_1$ –закінчення  $MK_2$ ). Для турнейських порід південної прибортової зони зафіксовані значення  $R^0$  від 0,55 (Остапівсько-Білоцерківська площа) до 1,3 (Західно-Рясківська площа). За результатами виконаних робіт було побудовано карту ізореспленд, згідно з якою відклади турнейського ярусу майже на всій території ДДЗ знаходяться у сприятливих для генерації ВВ умовах. Винятком є борти западини, її північно-західна частина й окремі ділянки в межах її прибортових зон, де органічна речовина є незрілою. Карбонатні породи турнейського ярусу на більшості території поширення вже увійшли в головну зону газоутворення (ГЗГ), а на решті перебувають у головній зоні нафтоутворення (ГЗН). Таким чином, можемо констатувати, що карбонатні породи турнейського ярусу можуть бути перспективні як на нетрадиційний газ, так і на нетрадиційну нафту.

### Прогноз латерального поширення перспективних карбонатних порід

На основі використання вищезазначених критеріїв і результатів картування основних прогнозних параметрів (літологічний склад відкладів, товщина карбонатних пластів, термальна зрілість і пористість порід, вміст органічної речовини і гіпсометричне положення покрівлі перспективних горизонтів) та їх комплексування було встановлено просторові закономірності розповсюдження порід, перспективних для пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу, в карбонатних відкладах турнейського ярусу (рисуюнок).

Визначено, що карбонатні породи турнейського ярусу, перспективні для пошуку нетрадиційного газу, локалізуються у межах південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ на ділянці Радченки-Крутоярськ, винятком є ділянки, що безпосередньо примикають до крайової



вого порушення. Основними факторами, які обмежують територію розповсюдження перспективних карбонатних порід турнейського комплексу, є фаціальний склад і глибина їх залягання. Такі фактори, як пористість, ступінь катагенезу і вміст  $C_{org}$ , відіграють другорядну роль. Середня товщина перспективних пачок – 50–100 м. Глибина залягання перспективних утворень коливається у межах від 2300 до 4500 м. Площа території, перспективної для пошуку скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу, – 3240 км<sup>2</sup>. Турнейські карбонатні породи, що перспективні для пошуку нетрадиційної нафти, мають обмежене поширення і розповсюджені лише в межах Матяшівсько-Потичанської ділянки південної прибортової зони. Головним фактором, що обмежує розповсюдження турнейських карбонатних порід, перспективних для пошуків нетрадиційної нафти, є літологічний склад, меншою мірою – ступінь катагенетичних перетворень порід. Середня товщина перспективних пачок – 30–50 м. Глибина залягання перспективних утворень коливається у межах від 1900 до 4100 м. Площа території, перспективної для пошуку скупчень нафти нетрадиційного типу, – 400 км<sup>2</sup>. Загальна площа розповсюдження карбонатних відкладів турнейського ярусу, перспективних для пошуку нетрадиційних вуглеводнів, становить 3640 км<sup>2</sup>.

На основі кількісного аналізу оціночних параметрів у межах перспективної на нетрадиційний газ території виділено дві високоперспективні зони – Богатойсько-Роздолівську та Шедівсько-Орчаківську, які характеризуються підвищеними товщинами карбонатних пачок, вмістом  $C_{org}$  та оптимальною термальністю зрілістю порід тощо.

### Оцінка ресурсів нетрадиційних нафти та газу

Підрахунок ресурсів вуглеводнів виконували об'ємним методом. Враховуючи повну відсутність даних для визначення коефіцієнта вилучення як газу, так і нафти нетрадиційного типу в Україні, було використано аналогію до схожих басейнів США та Канади, де здійснюють промислове видобування нетрадиційних вуглеводнів. Коефіцієнт

вилучення газу із ущільнених порід у них коливається від 0,25 до 0,50, тому для перспективних на нетрадиційний газ карбонатних утворень ДДЗ взято дещо менший середнього показник, що становить 0,35. Із коефіцієнтом вилучення нафти ситуація ще складніша, що пояснюється потенційно різною густиною нафти як у межах Північноамериканських басейнів, так і очікуваною густиною в межах виділених зон у ДДЗ. Враховуючи цей факт, коефіцієнт вилучення нафти з ущільнених карбонатних порід прийнятий 0,075.

Загальні геологічні ресурси нетрадиційного газу в ущільнених карбонатних породах турнейського ярусу оцінюються у 1,13 трлн м<sup>3</sup>, а видобувні сягають близько 397 млрд м<sup>3</sup>, загальні геологічні ресурси нетрадиційної нафти оцінюються у 280 млн т, а видобувні – близько 21 млн т.

### Висновки

За результатами проведених досліджень встановлено закономірності просторового поширення ущільнених карбонатних порід у відкладах турнейського ярусу, що перспективні на вуглеводні нетрадиційного типу. Визначено, що ущільнені турнейські карбонатні породи, які перспективні для пошуку нетрадиційного газу, локалізуються у межах південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ на ділянці Радченки-Крутоярськ, а нафти – на ділянці Матяші-Потичани. Загальна площа розповсюдження карбонатних утворень, перспективних для пошуку нетрадиційних вуглеводнів у відкладах турнейського ярусу, становить 3640 км<sup>2</sup>, у т.ч. нафти – 400 км<sup>2</sup>, газу – 3240 км<sup>2</sup>. Сумарні геологічні ресурси ущільнених карбонатних порід турнейського ярусу сягають близько 1,4 млрд т умовного палива. Видобувні ресурси нетрадиційного газу оцінюють у 397 млрд м<sup>3</sup>, нетрадиційної нафти – у 21 млн т. Враховуючи глибини залягання перспективних утворень, першочерговим об'єктом для розгортання геологорозвідувальних робіт із пошуків нетрадиційних скупчень газу в карбонатних породах турнейського ярусу потрібно вважати Шедівсько-Орчаківську високоперспективну зону.

### Список використаних джерел

1. **Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040** // DOE / U.S. Energy Information Administration Report No. 03883, April 2015. – 154 p.

2. **Jaber J.O.** Future Policies and Strategies for Oil Shale Development in Jordan / Jaber J.O., Sladek T.A., Mernitz S. et al. // Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering. – 2008. – 2 (1). – P. 31–44.

3. **Лукин А.Е.** О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли // Доповіді НАН України. – 2011. – № 3. – С. 114–123.

4. **Лукин А.Е.** Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена // Геол. журн. – 2011. – № 1. – С. 21–41.

5. **Вакарчук С.Г.** Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга V. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти у Східному нафтогазо-

носному регіоні України / С.Г. Вакарчук, О.Ю. Зейкан, Т.Є. Довжок [та ін.]. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 240 с.

6. **Вакарчук С.Г.** Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга VI. Перспективи освоєння ресурсів газу ущільнених порід у Східному нафтогазоносному регіоні України / С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К. Філюшкін [та ін.]. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 207 с.

7. **Михайлов В.А.** Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга VIII. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадочних басейнів України / В.А. Михайлов, С.Г. Вакарчук, О.Ю. Зейкан [та ін.]. – К.: НІКА-ЦЕНТР, 2014. – 280 с.

8. **Вакарчук С.Г.** Будова та перспективи нафтогазоносності органогенних споруд нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини // Мінеральні ресурси України. – 2003. – № 2. – С. 22–27.