

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

Перспективи пошуку скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу в карбонатних відкладах башкирського ярусу Дніпровсько-Донецької западини

УДК 553.98:550.8(477.52/.6)

У статті наведено результати оцінки перспектив пошуку неконвенційних вуглеводнів у карбонатних відкладах башкирського ярусу середнього карбону Дніпровсько-Донецької западини. Визначено територіальну поширеність перспективних карбонатних утворень, наведено їх характеристики та виконано кількісну оцінку ресурсів нетрадиційних нафти і газу.

Ключові слова: башкирський ярус, карбонати, неконвенційні вуглеводні, перспективні зони, оцінка ресурсів.

В статье приведены результаты оценки перспектив поиска неконвенционных углеводородов в карбонатных отложениях башкирского яруса среднего карбона Днепровско-Донецкой впадины. Определена территориальная распространенность перспективных карбонатных образований, приведена их характеристика и выполнена количественная оценка ресурсов нетрадиционных нефти и газа.

Ключевые слова: башкирский ярус, карбонаты, неконвенционные углеводороды, перспективные зоны, оценка ресурсов.

The paper features perspectives assessment results in searching unconventional hydrocarbon resources in carbonate deposits of the Dnipro-Donets depression middle carbon Bashkirian Stage. It presents areal incidence of prospective carbonate deposits, their description and quantitative estimation of unconventional oil and gas resources.

Key words: Bashkirian Stage, carbonates, unconventional hydrocarbons, prospective zones, resource assessment.

З огляду на світовий досвід, стабілізація і подальше нарощування видобутку нафти і газу в межах старих нафтогазовидобувних регіонів, до яких повною мірою відносять і Дніпровсько-Донецьку западину (ДДЗ), можливі в основному за рахунок освоєння нетрадиційних джерел вуглеводнів [1–3]. Сьогодні в ДДЗ до таких джерел потрібно віднести передусім газ і нафту сланцевих утворень та газ і нафту ущільнених алевро-піщаних і карбонатних порід [1–5]. Об'єктом нашого дослідження були ущільнені карбонатні породи башкирського ярусу середнього карбону, які, за попередніми даними, можуть вміщувати значні скупчення нетрадиційних вуглеводнів [4].

Останнім часом завдяки так званому «сланцевому буму» як у світі загалом, так і в Україні зокрема з'явилася значна кількість публікацій, присвячених проблемі вивчення нетрадиційних джерел вуглеводнів. Серед цих робіт насамперед потрібно відзначити цикл статей академіка НАН України О.Ю. Лукіна [1, 6] де розглянуто теоретичні основи можливості формування скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу в межах нафтогазоносних регіонів України, а також цикл наукових монографій, у яких викладено ре-

зультати п'ятирічного вивчення науково-практичних аспектів пошуку нетрадиційних вуглеводнів в Україні фахівцями провідних наукових установ, зокрема ДП «Науканафтогаз», Київського національного університету імені Тараса Шевченка та Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України [3–5]. У цих працях окреслено основні критерії оцінки перспектив нафтогазоносності, виділено окремі стратиграфічні комплекси і зони, перспективні на пошуки нетрадиційного газу в сланцевих утвореннях і ущільнених алевро-піщаних породах, та надано практичні рекомендації щодо першочергових об'єктів для проведення геологорозвідувальних робіт. Проблема пошуку неконвенційних вуглеводнів у карбонатних породах нафтогазоносних басейнів України зазначені автори також частково розглядали, однак їх результати носять певною мірою теоретичний характер. Так, для Дніпровсько-Донецької западини на сьогодні більш-менш впевнено визначено лише стратиграфічні рівні розповсюдження карбонатних порід, перспективних на пошуки нетрадиційних вуглеводнів [3, 4].

За результатами раніше проведених досліджень установлено, що в межах Східного нафтогазоносного регіону

перспективи на пошуки скупчень ВВ неконвенційного типу пов'язуються з карбонатними та карбонатно-глинистими утвореннями верхнього девону, нижнього та середнього карбону. У верхньому девоні це є відклади семилуцько-саргаєвського та задонського горизонтів, у нижньому карбоні – турнейського та нижньовізейського карбонатних комплексів, у середньому карбоні – нижньобашкирський карбонатний комплекс [4]. Виділення в розрізі перспективних інтервалів залягання порід базувалося на основі критеріїв, що були визначені за результатами комплексного аналізу геолого-геофізичних і геолого-промислових даних щодо ряду басейнів США та Канади з урахуванням особливостей складу та будови карбонатних комплексів у ДДЗ [4]. Основними з цих критеріїв є:

- 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 термальності зрілості порід: для неконвенційної нафти – інтервал від кінця стадії MK_1 ($R^0 - 0,60$) до кінця стадії MK_2 ($R^0 - 0,80$); для неконвенційного 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 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 пластів до 4500 м.

Безперечно, що вищезазначені критерії є цілком актуальними і під час прогнозування латерального поширення перспективних порід. У зв'язку з цим, відповідно до викладених критеріїв, автором було виконано комплексний аналіз геолого-геофізичних і геолого-промислових матеріалів щодо башкирських карбонатних відкладів ДДЗ.

Усього у роботі було використано результати понад 300 аналізів петрофізичних властивостей порід, 540 аналізів катагенетичної зрілості порід, 80 визначень $C_{орг}$, 50 рентгено-структурних аналізів і понад 400 описів керн та шліфів із 340 свердловин. Також з метою виділення у розрізі інтервалів залягання порід, що перспективні на неконвенційні вуглеводні, і оцінки їх промислових параметрів було виконано комплексну інтерпретацію матеріалів ГДС 45 свердловин із застосуванням спеціалізованих методик.

Стратиграфічне положення

Башкирські відклади в межах Дніпровсько-Донецької западини поширені в усіх її структурно-тектонічних зонах [7]. Вони трансгресивно залягають на різних горизонтах серпуховського, а іноді й візейського ярусів, а перекриваються в основному відкладами московського ярусу, рідше відкладами вищезалягаючих комплексів. Найбільш повні розрізи встановлені в осьовій частині та на південному сході ДДЗ. Башкирський ярус складається з двох під'ярусів: нижнього і верхнього [7]. Карбонатні відклади найбільш

поширені у відкладах нижньобашкирського під'ярусу (світа C_1^5 та світа C_2^1), де формують так звану «башкирську карбонатну плиту». В окремих структурно-тектонічних зонах западини карбонатні утворення трапляються і в низах верхньобашкирського під'ярусу (світа C_2^2). Товщина карбонатних відкладів башкирського комплексу загалом змінюється від 5–10 до 100–130 м.

Літолого-фаціальна характеристика відкладів

Формування відкладів нижньобашкирського під'ярусу на більшій частині території западини проходило в умовах мілководного моря, лише в межах периферійних частин басейну переважали субконтинентальні умови [7]. За О.Ю. Лукіним [7], седиментація нижньобашкирських відкладів відбувалася в межах таких фаціальних зон: шельфової, лагунної, прибережно-морської та лагунно-болотної. Проведений аналіз розрізів нижньобашкирських відкладів, розкритих у південно-східній частині ДДЗ, дав нам можливість виділити ще одну фаціальну зону – відкритобасейнову. У цій зоні осадконакопичення відбувалося в умовах відносно глибокого шельфу, що знайшло своє відображення в домінуванні в літологічному складі глинистих порід над карбонатними. З метою прогнозування поширення карбонатних порід, перспективних для пошуку неконвенційних вуглеводнів, нами було виконано роботи з уточнення меж вищезазначених фаціальних зон, а також закартовано території розповсюдження пластів вапняків завтовшки понад 30 м. Аналіз результатів проведених досліджень й узагальнення матеріалів попередніх робіт показують, що карбонатні породи у відкладах нижньобашкирського під'ярусу найбільш поширені в межах шельфової й лагунної фаціальних зон, де вони становлять до 80–90 % розрізу. Відклади лагунної фаціальної зони поширені в межах північно-західної частини ДДЗ і більшої частини північного борту ДДЗ. Сумарна товщина пластів, що складаються з карбонатних порід, змінюється від 5–10 до 50–60 м, сягаючи в окремих випадках 70–80 м. Шельфові відклади розповсюджені у межах північної прибортової та осьової зон центральної частини западини, північної прибортової зони південно-східної частини западини та на північних околицях Донбасу. Максимальна товщина карбонатних відкладів у межах цієї зони може сягати 90–130 м. Відклади відкритобасейнової фації, як вже було зазначено, поширені в основному в межах приосьової зони південно-східної частини ДДЗ. Тут нижньобашкирські відклади представлені переважно глинистими породами (70–80 % розрізу) з підпорядкованою роллю глинистих вапняків (30–15 % розрізу) і алевролітів (5–10 % розрізу). Товщина карбонатних пластів у середньому не перевищує 10–30 м. У межах прибережно-морської і лагунно-болотної фаціальних зон у складі нижньобашкирських відкладів переважають уламкові породи.

Фільтраційні та емнісні властивості

Пористість башкирських карбонатних порід змінюється у достатньо широких межах від 2–3 до 18–22 %, при цьому середні значення, як правило, не перевищують 3–5 %. Проникність зазвичай не перевищує 0,1 мД, однак в окремих випадках за рахунок широкого розвитку тріщинуватості

може сягати 220–250 мД. Характерною рисою продуктивних пластів, що складені башкирськими карбонатними породами, є висока анізотропія їх фільтраційних і смісних властивостей навіть у межах однієї площі. Причому, як показують результати аналізу характеру розподілу колекторських властивостей башкирських карбонатних порід на відкритих родовищах, різкі зміни пористості і проникності відбуваються не тільки в межах площ, а й навіть у межах одного пласта в сусідніх свердловинах. Високі значення пористості і проникності карбонатних порід у локальному плані зазвичай пов'язані з зонами розвитку вилугування і тріщинуватості, а також із зонами розвитку первинних рифогенних колекторів. У регіональному і зональному плані ділянки з підвищеними колекторськими властивостями башкирських карбонатних порід, як правило, локалізуються в межах крупноамплітудних структур і в межах розвитку біостромів та біогермів. За межами цих утворень башкирські карбонатні породи характеризуються низькими значеннями пористості (2–3%) і проникності (0,05–0,001 мД). Також відбувається зниження середніх значень пористості і проникності з північного заходу на південний схід і від бортів западини до осьової її частини.

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

Вміст $C_{\text{орг}}$ у карбонатних породах башкирського ярусу змінюється від 0,1 до 2,5 %, у супутніх глинистих породах – 0,5 до 5,2 %. Вміст $C_{\text{орг}}$ закономірно збільшується від бортів до центральних частин западини. У цьому ж напрямку змінюється і тип органічної речовини від сапропелево-гумусового до гумусово-сапропелевого і навіть до переважно сапропелевого. У фаціальному відношенні найбільші концентрації $C_{\text{орг}}$ характерні для відкрито-басейнової зони, де вміст органічної речовини в глинистих різновидах у середньому, як правило, перевищує 1,5–2,0 %, а в окремих випадках сягає 4,5–5,2 %. Тут у складі органічної речовини переважають сапропеліти та гумміто-сапропеліти. У межах шельфової зони вміст $C_{\text{орг}}$ у середньому в карбонатних породах змінюється від 0,4 до 1,3 %, у глинистих – від 0,8 до 1,8 %. Тип органічної речовини – гумусово-сапропелевий (*II–I туні*). У межах

лагунної фаціальної зони переважає сапропелево-гумусовий тип органічної речовини (*III–II туні*). Вміст $C_{\text{орг}}$ у карбонатних породах цієї зони в середньому не перевищує 0,5–0,6 %, а в глинистих – 0,9–1,1 %.

Термальна зрілість карбонатних та карбонатно-глинистих порід башкирського ярусу в розкритих розрізах коливається у межах $R^0=0,4–2,1$ (початок ПК₃ – початок МК₄). Причому найбільші значення R^0 для башкирських порід зафіксовані у розкритих свердловинами розрізах у межах високоамплітудних структур у межах осьової зони південно-східної частини ДДЗ, зокрема на Червонооскольській, Шебелинській і Донецькій. Найменші значення R^0 характерні для башкирських порід, розкритих на бортах западини і в північно-західній частині ДДЗ ($R^0=0,4–0,5$). Низьким ступенем катагенетичних перетворень характеризуються також башкирські породи, розповсюджені в межах прибортових зон центральної частини і більшої частини південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ, де середні значення R^0 варіюються від 0,45 до 0,6. У межах осьової зони центральної частини ДДЗ (територія Срібнянської та Лохвицької депресій) ступінь катагенетичних перетворень башкирських порід дещо зростає і, враховуючи наявні тенденції, може сягати стадії мезокатагенезу (закінчення МК₁ ($R^0=0,65$) – закінчення МК₂ ($R^0=0,85$)). Для башкирських порід, що розповсюджені в межах північної прибортової зони південно-східної частини западини, середні значення R^0 змінюються від 0,6 до 1,15. Найбільшим ступенем термальної перетвореності характеризуються породи башкирського ярусу, що розташовані в межах південно-східної частини ДДЗ. Середні значення R^0 тут змінюються від 0,85 до 1,8, що загалом відповідає середньому та глибинному етапам мезокатагенезу (МК₁ – МК₂). Отже, підсумовуючи наведене, можемо констатувати, що на значній частині території північно-західної і центральної частин ДДЗ органічна речовина башкирських карбонатних і супутніх порід є незрілою, а тому ці території потрібно вважати безперспективними в плані пошуку нетрадиційних вуглеводнів. Виняток становлять башкирські породи, що поширені в межах центральних частин Срібнянської та Лохвицької депресійних зон, де вони за ступенем термальної зрілості перебувають у верхній та середній частинах головної зони нафтоутворення (ГЗН). У схожих умовах башкирські кар-

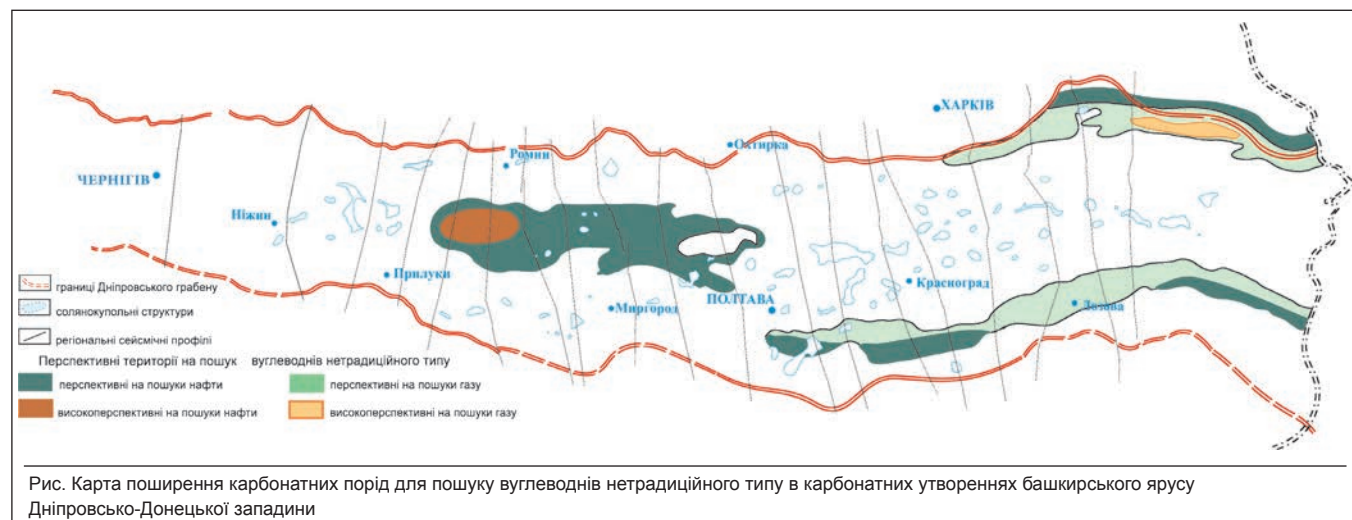


Рис. Карта поширення карбонатних порід для пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу в карбонатних утвореннях башкирського ярусу Дніпровсько-Донецької западини

бонатні породи знаходяться і у межах частини території північної прибортової (північна частина Шевченківської затоки) та південної частини осьової зони південно-східної частини ДДЗ, а також у межах найбільш зануреної східної частини північного борту западини. У межах осьової зони і частково південної частини північного борту південно-східної частини ДДЗ карбонатні і глинисті породи башкирського ярусу вже увійшли в головну зону газоутворення (ГЗГ).

Прогноз латерального поширення перспективних карбонатних порід

На основі узагальнення вищевикладених результатів досліджень і картування основних прогнозних параметрів (літологічний і фаціальний склад відкладів, товщина карбонатних утворень, термальна зрілість і пористість порід, вміст органічної речовини і гіпсометричне положення покривлі перспективних горизонтів) було побудовано карту якісної оцінки перспектив нафтогазоносності карбонатних утворень башкирського ярусу (рисунок).

Виділено 3 крупних перспективних зони. **Перша** розташована у осьовій зоні центральної частини западини і охоплює територію від західного схилу Срібнянської депресії до східного схилу Солохівсько-Диканського валу. Перспективи цієї зони пов'язуються з пошуками у карбонатних відкладах башкирського ярусу нетрадиційної нафти. **Друга** перспективна зона розташована у східній частині північної прибортової зони та частково північного борту. Її перспективи пов'язують з пошуками у карбонатних відкладах башкиру як нетрадиційної нафти, так і газу. **Третя** перспективна зона охоплює південну частину осьової зони і північну частину південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ. Карбонатні утворення цієї зони більшою мірою є перспективними для пошуку нетрадиційного газу і дещо меншою – нетрадиційної нафти.

Загальна площа розповсюдження карбонатних утворень, перспективних для пошуку неконвенційних вуглеводнів, – 10 805 км² (у т.ч. для пошуку неконвенційної нафти – 6 675 км², газу – 4 130 км²).

На основі кількісного аналізу оціночних параметрів у межах перспективної території виділено дві високоперспективні зони, які характеризуються підвищеними товщинами карбонатних пачок, вмістом $C_{орг}$ та оптимальною

термальною зрілістю порід тощо. **Перша** приурочена до центральної частини Срібнянської депресії, а **друга** локалізується у межах південної частини північної прибортової зони на південному сході западини.

Оцінка ресурсів неконвенційних нафти та газу

Підрахунок ресурсів вуглеводнів виконували об'ємним методом. Коефіцієнт вилучення газу, за аналогією до північноамериканських басейнів, приймали на рівні 0,35, нафти – 0,05–0,1.

Загальні геологічні ресурси неконвенційного газу в ущільнених породах башкирського карбонатного комплексу в межах двох виділених ділянок оцінюються у 1,25 трлн м³, а видобувні становлять близько 440 млрд м³.

Загальні геологічні ресурси неконвенційної нафти в карбонатних породах башкиру в межах усіх п'яти ділянок (зон) оцінюються у 6,3 млрд т, а видобувні сягають близько 470 млн т.

Висновки

За результатами проведених досліджень підтверджено наявність у розрізі башкирського ярусу порід, перспективних для пошуку газу і нафти нетрадиційного типу, та встановлено закономірності їх просторового розповсюдження. Визначено, що башкирські карбонатні породи, перспективні для пошуку нетрадиційної нафти, локалізуються у межах осьової зони центральної частини западини та частково в межах північної і південної прибортових зон і північного борту південно-східної частини западини. Породи, перспективні для пошуку нетрадиційного газу, локалізуються частково в межах осьової, північної і південної прибортових зон південно-східної частини западини. Загальна площа розповсюдження карбонатних утворень, перспективних для пошуку неконвенційної нафти, – 6 675 км², газу – 4 130 км². Сумарні геологічні ресурси ущільнених порід башкирського карбонатного комплексу становлять близько 7,5 млрд т у. п. Видобувні ресурси нетрадиційного газу оцінюються у 440 млрд м³, нетрадиційної нафти – у 470 млн т. Першочерговими об'єктами для проведення геологорозвідувальних робіт для пошуку нетрадиційних вуглеводнів у карбонатних відкладах башкирського комплексу є центральна частина Срібнянської депресії та південна частина північної прибортової зони на південному сході западини.

Список використаних джерел

1. Лукин А.Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепроовско-Донецкого авлакогена / А.Е. Лукин // Геол. журн. – 2011. – № 1. – С. 21–41.
2. Vakarchuk S. Shale Gas Opportunities in Ukraine: Geological Settings, Reserves Assessment and Exploration Problems / S. Vakarchuk, V. Gladun, T. Dovzhok [et.al.]. // Abs. CD-ROM 34th IGC, Brisbane, Australia, 5–10 August 2012.
2. Вакарчук С.Г. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. V. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти у Східному нафтогазоносному регіоні України / С.Г. Вакарчук, О.Ю. Зейкан, Довжок Т.С. [та ін.]. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 240 с.
4. Вакарчук С.Г. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. VI. Перспективи освоєння ресурсів газу ущільнених порід у Східному нафтогазоносному регіоні України / С.Г. Вакарчук, Т.С. Довжок, К.К. Філюшкін [та ін.]. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 207 с.
5. Михайлов В.А. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. VIII. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України / В.А. Михайлов, С.Г. Вакарчук, О.Ю. Зейкан [та ін.]. – К.: НІКА-ЦЕНТР, 2014. – 280 с.
6. Лукин А.Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Ст. 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) // Геол. журн. – 2010. – № 3. – С. 17–33.
7. Лукин А.Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью. – М.: Недра, 1977. – 100 с.