

Оцінка нафтогазового потенціалу ущільнених порід девонського комплексу Дніпровсько-Донецької западини

© С.Г. Вакарчук
канд. геол. наук
vakarchuk@naukanaftogaz.kiev.ua
ДП «Науканафтогаз»

УДК 553.98:550.8(477.52).6

У статті дано оцінку перспектив пошуку нетрадиційних вуглеводнів в ущільнених карбонатних і алевро-піщаних утвореннях девонського комплексу Дніпровсько-Донецької западини. У розрізі девонського комплексу встановлено 6 основних рівнів розповсюдження ущільнених порід та виділено 8 ділянок, перспективних у нафтогазовому відношенні. Найбільш перспективними для пошуку нетрадиційної нафти є Грибоворуднянсько-Седнівська ділянка, а для нетрадиційного газу – Зачепилівсько-Кременівська.

Ключові слова: девонський комплекс, ущільнені породи, нетрадиційні вуглеводні, перспективні зони, оцінка ресурсів.

В статье дана оценка перспектив поиска нетрадиционных углеводородов в уплотненных карбонатных и алевро-песчаных образованиях девонского комплекса Днепровско-Донецкой впадины. В разрезе девонского комплекса установлено 6 основных уровней распространения уплотненных пород и выделено 8 зон, перспективных в нефтегазоносном отношении. Наиболее перспективными для поиска нетрадиционной нефти являются Грибоворуднянско-Седневская зона, а для нетрадиционного газа – Зачепиловско-Кременовская.

Ключевые слова: девонский комплекс, уплотненные породы, нетрадиционные углеводороды, перспективные зоны, оценка ресурсов.

The paper features results of unconventional hydrocarbons prospecting potential assessment for the Devonian consolidated carbonate and arenaceous sedimentary rocks in the Dniro-Donets depression. According to this study, 6 main stratigraphic levels of consolidated rocks development were recognised being promising for unconventional hydrocarbon exploration. 8 prospect areas promising in terms of unconventional hydrocarbons have been recognized. The Grybova Rudnya-Sedniv block is the most promising area to search for unconventional oil, and the Zachepylivka-Kremenivka block is the top prospecting area for unconventional gas.

Key words: Devonian sequence, consolidated rocks, unconventional hydrocarbons, prospect areas, resource evaluation.

За даними Українського державного геолого-розвідувального інституту, початкові видобувні ресурси вуглеводнів (ВВ) девонського комплексу Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) станом на 01.01.2004 р. оцінюються в 254,9 млн т. Однак ступінь їх освоєння становить всього 21,7 %, що є найнижчим показником серед усіх інших стратиграфічних підрозділів палеозойського комплексу. На сьогодні, незважаючи на більш ніж 80-річний період цілеспрямованих пошуків, поклади нафти і газу в відкладах девонського комплексу встановлено лише на 16 родовищах. Сумарний обсяг видобутку з цих родовищ на 01.01.2015 р. становив – 21,8 млрд м³ газу, 4,0 млрд т нафти (у т.ч. конденсат), що становить лише 1,28 % та 1,38 % відповідно від загального накопиченого видобутку по западині. Подібна ситуація і з розвіданими запасами ВВ. На сьогодні сумарні запаси кат. C₁+C₂ (код класу 111+121+122) девонського комплексу оцінюють у 25,5 млрд м³ газу і 3,9 млн т нафти та конденсату, що відповідно становитиме 3,21 % та 3,20 % від сумарних запасів по ДДЗ. Така невідповідність між кількістю початкових видобувних ресурсів вуглеводнів і ступенем їх освоєння може свідчити про недосконалість мето-

дики проведення пошукових робіт у цьому комплексі, а також методики оцінки потенційних ресурсів ВВ. Відкриття у девонських відкладах осадових басейнів північноамериканського континенту значних за обсягом скупчень нетрадиційних вуглеводнів дає можливість по-новому поглянути на проблему нафтогазоносності девонського комплексу ДДЗ і на якісно новому рівні оцінити їх перспективи. У зв'язку з цим на даному етапі цілком актуальним є проведення досліджень із оцінки перспектив пошуку скупчень нетрадиційних вуглеводнів у девонському комплексі і перш за все тих, що пов'язані з ущільненими алевро-піщаними і карбонатними породами, які можуть вміщувати значні ресурси нафти і газу, які раніше відносили до традиційного типу.

На сьогодні вирішення проблеми пошуку скупчень нетрадиційних вуглеводнів в ущільнених карбонатних зокрема й алевро-піщаних породах загалом знаходиться на початковій стадії. Окремі аспекти цієї проблеми розглядали О.Ю. Лукін, С.Г. Вакарчук, К.К. Філюшкін, В.М. Михайлов [1–5]. У цих роботах викладено теоретичні основи прогнозування скупчень вуглеводнів нетрадиційного

типу, а також виділено окремі стратиграфічні рівні розповсюдження перспективних ущільнених порід як для всього осадового розрізу ДДЗ, так і для девонського комплексу зокрема. Для ущільнених алевро-піщаних порід окремих стратиграфічних підрозділів девонського комплексу було здійснено оцінку їх ресурсної бази [3]. У той же час основну увагу дослідників під час вивчення девонських відкладів було зосереджено на крайовій північно-західній частині западини, а решту території досліджували фрагментарно.

Фактичний матеріал

і методика проведення досліджень

В основу роботи покладено результати літолого-стратиграфічних, фаціальних, структурно-тектонічних, петрофізичних, геохімічних і геолого-промислових досліджень у карбонатних відкладах девонського комплексу в межах різних структурно-фаціальних зон западини. Під час проведення досліджень було використано результати понад 460 аналізів петрофізичних властивостей порід, 156 аналізів катагенетичної зрілості порід, 96 визначень $C_{орг}$, 76 рентгено-структурних аналізів і понад 640 описів керна та шліфів із 250 свердловин. Також було виконано комплексну інтерпретацію матеріалів ГДС по 45 свердловинах із застосуванням спеціалізованих закордонних та авторських методик із метою виділення інтервалів залягання ущільнених алевро-піщаних і карбонатних порід, перспективних на нетрадиційні вуглеводні. Виділення перспективних ущільнених теригенних і карбонатних утворень у розрізах девонського комплексу і визначення меж перспективних територій проводили на основі розроблених автором критеріїв, які базуються на результатах аналізу геологічних і промислових даних по нафтогазоносності ущільнених палеозойських утворень північноамериканських осадових басейнів [2–4]. До основних із цих критеріїв належать: літологічний склад – вторинно перетворені пісковики й алевроліти, зернисті вапняки, органогенні шламіві та детритові вапняки, доломіти; фаціальна приуроченість – алевро-піщані прибережно-морські, дельтові та мілководно-морські утворення, карбонати – мілководно-морські (шельфові) утворення; вміст $C_{орг}$ (безпосередньо в алевро-піщаних і карбонатних породах або супутніх глинистих породах) більше 1 %; ступінь термальності зрілості порід: для нафти – від $R^0 = 0,62$ до $R^0 = 0,80$, для газу – від $R^0 = 0,80$ до $R^0 = 2,5$; пористість порід: для газу – не менше 1,5 %, для нафти – не менше 2 %; проникність порід: для газу – не менше 0,009 мД, для нафти – не менше 0,1 мД; товщина перспективних пластів (або групи близькозалегаючих пластів горизонту): для нафти – не менше ніж 25 м, для газу – не менше 40 м; глибина залягання перспективних пластів до 4500 м, площа розповсюдження – понад 100 км². Також ущільнені утворення аналізували з точки зору залягання їх у зоні маловодності. Підрахунок ресурсів нетрадиційних вуглеводнів виконували об'ємним методом. Коефіцієнт вилучення газу,

за аналогією з північноамериканськими басейнами, приймали рівним 0,35, нафти – 0,05–0,1.

Основні результати дослідження

Девонські відклади широко розповсюджені у Дніпровсько-Донецькій западині. У стратиграфічному відношенні девонські утворення у ДДЗ представлені відкладами двох відділів – середнього (частково) та верхнього [6]. Відклади середнього відділу представлені породами ейфельського (наровський горизонт) та живетського ярусів (старооскольський горизонт), верхнього – франського (нижньофранський під'ярус – пашийський, тиманський (киновський), саргаєвський і семилуцький горизонти, верхньофранський під'ярус – речичський, воронезький, євланівський і ливенський горизонти) та фаменського (нижньофаменський під'ярус – задонський і елецкий горизонти, середньофаменський під'ярус – лебедянський і оптуховський горизонти, верхньофаменський під'ярус – кременівський, руденківський і зіганський горизонти) [7]. Літологічний склад девонських відкладів надзвичайно різноманітний, що обумовлено широким набором фаціальних умов їх формування (морських, лагунних, дельтових, континентальних тощо). У тектонічному відношенні формування девонських відкладів ДДЗ відбувалося в умовах двох суттєво різних режимів – платформного (ейфель-нижній фран) і рифтового (верхній фран – верхній фамен).

За результатами комплексного аналізу геолого-геофізичних і геолого-промислових даних на основі викладених вище критеріїв у відкладах девонського комплексу ДДЗ виділено 6 основних стратиграфічних рівнів розповсюдження ущільнених порід, перспективних для пошуку нетрадиційних вуглеводнів: ущільнені алевро-піщані породи – живетський ярус (старооскольський горизонт), нижня частина нижньофранського під'ярусу (пашийський і тиманський горизонти), верхня частина нижньофаменського під'ярусу (відклади елецького горизонту) і верхня частина фаменського ярусу; ущільнені карбонатні породи – верхня частина нижньофранського під'ярусу (саргаєвський і семилуцький горизонти) і нижня частина нижньофаменського під'ярусу (задонський горизонт).

Живетський ярус (старооскольський горизонт). Відклади живетського ярусу розкриті свердловинами лише в межах північно-західної частини ДДЗ та частково у межах прибортових зон її центральної частини. У розкритих розрізах глибина їх залягання змінюється від 1 400 до 4 700 м. Загальна товщина відкладів живетського ярусу, за даними буріння, змінюється від 20 до 80 м. У літологічному відношенні утворені відклади живетського ярусу представлені пісковиками сірими, дрібнозернистими, добре відсортованими, кварцовими з підпорядкованою роллю алевролітів і аргілітів. Товщина окремих алевро-піщаних пачок до 15–20 м, групи пачок – до 40–45 м. Формування відкладів відбувалося в умовах мілководного епіконтинентального морського басейну. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах

у середньому змінюється від MK_1 до MK_5 ($R^0 - 0,6-1,8$). Вміст $C_{орг}$ у глинистих породах, що залягають в парагенезі з алевро-піщаними породами, – 0,1–1,2 %. Тип органічної речовини – сапропелево-гумусовий і гумусово-сапропелевий. Середні значення відкритої пористості – 4,0–5,0 %, середні значення проникності – менше 0,1 мД. За результатами картування прогнозних параметрів установлено, що перспективні в нафтогазовому відношенні ущільнені алевро-піщані породи локалізуються в південній прибортовій зоні центральної частини ДДЗ у межах Ісачківсько-Миргородської ділянки (рисунок). Враховуючи достатньо високий ступінь термальної зрілості органічної речовини ($R^0 - 1,2-1,8$), можемо прогнозувати, що ця ділянка буде перспективна для пошуку нетрадиційного газу. Площа перспективної ділянки 290 км². Середні глибини залягання перспективних пластів – 4300 м.

Нижня частина нижньофранського під'ярусу (пашийський і тиманський горизонти). Відклади цих горизонтів, як і відклади живетського ярусу, розкриті свердловинами в межах північно-західної частини і частково в прибортових зонах центральної частини ДДЗ. У розкритих розрізах глибина їх залягання змінюється від 1350 до 4650 м. Загальна товщина відкладів пашийського і тиманського горизонтів, за даними буріння, змінюється від 20 до 60 м. У літологічному відношенні породи горизонтів представлені добре відсортованими світло- та зеленувато-сірими, місцями бурими дрібнозернистими кварцовими та олігоміктовими пісковиками з прошарками аргілітів, алевролітів та глинистих вапняків. Товщина окремих алевро-піщаних пачок – до 15–20 м, групи пачок – до 40–45 м. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах у середньому змінюється від MK_1 до MK_5 ($R^0 - 0,6-1,8$). Вміст $C_{орг}$ у глинистих породах, що залягають у парагенезі з алевро-піщаними породами, – 0,1–1,1 %. Тип органічної речовини – гумусово-сапропелевий. Середні значення відкритої пористості – 4,0–5,5 %, середні значення проникності – менше 0,1 мД. Територія збігається із зоною розповсюдження ущільнених перспективних порід живетського ярусу (див.

рисунок). У більшості випадків ущільнені породи цих стратонів можна розглядати як єдиний перспективний об'єкт. За аналогією з живетськими відкладами передбачається, що відклади пашийського і тиманського горизонтів будуть перспективні на нетрадиційний газ. Сумарні геологічні ресурси газу Ісачківсько-Миргородської ділянки у відкладах живетського (староосколський горизонт) і нижньофранського під'ярусів (пашийський і тиманський горизонти) оцінюють у 173,4 млрд м³ (видобувні – 60,7 млрд м³).

Верхня частина нижньофранського під'ярусу (саргаєвський і семилуцький горизонти). За даними буріння і сейсмічними матеріалами, відклади цих горизонтів розповсюджені на глибинах до 4500 м в основному в межах північно-західної частини западини. Загальна товщина відкладів саргаєвського і семилуцького горизонтів змінюється від 25 до 80 м. У літологічному відношенні відклади горизонтів представлені переважно перекристалізованими органогенними детритовими вапняками, доломітованими вапняками і доломітами з прошарками темно-сірих аргілітів. Товщина окремих карбонатних пачок – до 40–50 м. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах у середньому змінюється від MK_1 до MK_5 ($R^0 - 0,6-1,8$). Вміст $C_{орг}$ у глинистих породах, що залягають у парагенезі з карбонатними породами, – 0,6–2,9 %. Тип органічної речовини – сапропелевий. Формування відкладів відбувалося в умовах мілководного платформного морського басейну. Значення відкритої пористості – 1,7–7,5 %, середні значення проникності – менше 0,5 мД, у поодиноких випадках, при розвитку тріщинуватості, – 2,7–7,5 мД.

За результатами проведених досліджень вдалося виділити і закартувати 2 ділянки розповсюдження ущільнених карбонатних порід саргаєвського і семилуцького горизонтів – Олішевсько-Лосинівську і Грибоворуднянсько-Седнівську (див. рисунок). Перша розташована в межах північної прибортової зони, друга – у межах південної прибортової зони північно-західної частини ДДЗ. Олішевсько-Лосинівська ділянка є перспективною для пошуку як нетрадиційної нафти, так і нетрадиційного газу. Середня глибина залягання перспективних пластів



у межах ділянки – 3800 м. Площа ділянки – 560 км². Геологічні ресурси нетрадиційного газу ущільнених карбонатних порід Олішевсько-Лосинівської ділянки оцінюють у 94,3 млрд м³ (видобувні – 33,0 млрд м³). Геологічні ресурси неконвенційної нафти – 224,0 млн т (видобувні – 16,8 млн т). Грибоворуднянсько-Седнівська ділянка є перспективною здебільшого для пошуку нетрадиційної нафти, за винятком невеликих ділянок (глибоко занурених блоків), де можна очікувати скупчення нетрадиційного газу. Середня глибина залягання перспективних пластів у межах ділянки – 3000 м. Площа ділянки – 795 км². Також потрібно зазначити, що в межах західної частини Грибоворуднянсько-Седнівської ділянки, з точки зору пошуку неконвенційних вуглеводнів, представляють інтерес ущільнені карбонатні утворення воронезького горизонту верхньофранського під'ярусу, які наращують саргаєвсько-семилуцький карбонатний розріз. Товщина карбонатних пачок воронезького горизонту – до 50–60 м. Середня глибина залягання перспективних утворень воронезького горизонту 2500 м. Ущільнені карбонатні породи воронезького горизонту є перспективними виключно на нетрадиційну нафту. Геологічні ресурси газу Грибоворуднянсько-Седнівської ділянки ущільнених карбонатних порід воронезького, саргаєвського і семилуцького горизонтів оцінюють у 71,1 млрд м³ (видобувні – 24,6 млрд м³). Геологічні ресурси неконвенційної нафти – 1144,0 млн т (видобувні – 85,9 млн т).

Нижня частина нижньофаменського під'ярусу (задонський горизонт). Відклади задонського горизонту достатньо широко розповсюджені в ДДЗ і характеризуються дуже мінливим літологічним складом – від гравелітів і конгломератів до вапняків і глибоководних аргілітів. На окремих ділянках вулканогенні та ефузивні породи. В морських карбонатних фаціях відклади горизонту поширені, в основному, в межах прибортових зон північно-західної частини ДДЗ. У літологічному відношенні в межах цих районів розріз представлений світло-сірими, жовтуватими, перекристалізованими, органогенно-детритовими, зернистими, місцями доломітизованими вапняками і темно-сірими доломітами, які чергуються з пачками аргілітів. На окремих ділянках облямування палеопрогинів отримали розвиток рифогенні різновиди вапняків [8]. У центральних частинах палеопрогинів карбонатні породи заміщуються глибоководними бітумінозними аргілітами [8–9]. Формування карбонатних відкладів проходило в мілководних морських умовах із активним гідродинамічним режимом. Загальна товщина відкладів задонського горизонту в північно-західній частині западини, за даними буріння, змінюється від 50–60 до 400–500 м. Товщина перспективних карбонатних пачок – до 90 м. Вміст $C_{орг}$ у карбонатних різновидах – 0,8–2,8 %, глинисто-карбонатних – 1,2–3,5 %, у глинистих – до 5,8 %. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від МК₁ до МК₄ (R^0 – 0,55–1,5). Значення відкритої пористості – 2,6–8,2 %, середні значення проникності – 0,05–0,5 мД. За результатами досліджень встановлено, що перспективні ущільнені карбонатні породи задонського горизонту поширені в межах Борківсько-Осьмаківської ділянки північної прибортової зони північно-західної частини ДДЗ (рис.). Ділянка є перспективною для пошуку як нетрадиційної нафти, так і нетрадиційного газу. Середня глибина залягання перспективних пластів у межах ділянки – 3250 м. Площа ділянки – 125 км². Геологічні ресурси

нетрадиційного газу ущільнених карбонатних порід у межах Борківсько-Осьмаківської ділянки оцінюють у 28,8 млрд м³ (видобувні – 10,1 млрд м³). Геологічні ресурси неконвенційної нафти – 40,5 млн т (видобувні – 3,0 млн т).

Верхня частина нижньофаменського під'ярусу (відклади елецького горизонту). Відклади елецького горизонту нижньофаменського під'ярусу розкриті значною кількістю свердловин у межах північно-західної і прибортових зон центральної та південно-східної частин ДДЗ. Їх товщина змінюється в широких межах від 20–30 до 3500–3600 м. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах коливається від 800 до 4750 м. Ділянки з найбільшими товщинами цих відкладів локалізуються в межах палеопрогинів південної і північної прибортових зон западини [9]. На окремих ділянках прибортових зон цих відкладів немає внаслідок розмиву в передпізнофаменський і передкам'яновугільний час. У літологічному відношенні відклади елецького горизонту представлені теригенною товщею, яка складається з перешарування пластів і пачок аркозових різнозернистих та добре відсортованих пісковиків, алевролітів і аргілітів. Товщина алевро-піщаних пачок від 20–30 до 50–60 м. У межах центральних частин палеопрогинів роль глинистих порід зростає. В окремих інтервалах розрізу зустрічаються ефузивні і вулканогенні породи. У фаціальному відношенні формування відкладів відбувалося в прибережних і мілководно-морських умовах. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах змінюється в середньому від МК₁ до МК₅ (R^0 – 0,55–1,80). Вміст $C_{орг}$ у глинистих породах, що залягають в парагенезісі з алевро-піщаними породами, – 1,1–3,5 %. Тип органічної речовини – сапропелево-гумусовий і гумусово-сапропелевий. Середні значення відкритої пористості порід змінюються від 4,0 до 12,0 %, середні значення проникності – 0,05–0,2 мД. В поодиноких випадках значення відкритої пористості сягають 16–24 %, а проникності – 110–280 мД [9]. За результатами аналізу розподілу оціночних параметрів у відкладах елецького горизонту виділено 3 ділянки розповсюдження ущільнених алевро-піщаних порід, перспективних на неконвенційні вуглеводні, – Каплинцівсько-Колайдинцівська, Монастирищенсько-Журавківська та Ведильцівсько-Довжиківська. Усі ділянки розташовані в межах південної прибортової зони западини (див. рисунок). Площа Каплинцівсько-Колайдинцівської ділянки – 320 км². Середня глибина залягання перспективних пластів – 4200 м. Площа Монастирищенсько-Журавківської ділянки – 290 км². Середня глибина залягання перспективних пластів – 4300 м. Площа Ведильцівсько-Довжиківської ділянки – 235 км². Середня глибина залягання перспективних пластів – 3200 м. Враховуючи високий ступінь зрілості органічної речовини (R^0 – 0,9–1,8), передбачається, що ущільнені алевро-піщані породи елецького горизонту в межах цих ділянок будуть перспективні виключно на нетрадиційний газ. Геологічні ресурси нетрадиційного газу ущільнених алевро-піщаних порід Каплинцівсько-Колайдинцівської ділянки оцінюють у 279,1 млрд м³ (видобувні – 97,1 млрд м³), Монастирищенсько-Журавківської – 229,9 млрд м³ (видобувні – 80,5 млрд м³), Ведильцівсько-Довжиківської – 136,4 млрд м³ (видобувні – 47,7 млрд м³).

Верхня частина фаменського ярусу. Відклади верхньофаменського під'ярусу широко розповсюджені практично в усіх структурно-тектонічних зо-

нах Дніпровсько-Донецької западини, винятком є її бортові частини. В літологічному відношенні верхньофаменський під'ярус представлений складноповбудованою поліфаціальною товщею. У крайній північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини відклади під'ярусу представлені ефузивами та континентальними теригенними червоноколірними породами. У південно-східному напрямку, в межах центральної частини западини, зростає роль морських відкладів, про що свідчить поява у розрізі сірих вапнистих аргілітів і вапняків. У межах південно-східної частини ДДЗ у більшості розрізів верхньофаменських відкладів виділяють дві товщі – нижню та верхню. Нижня товща представлена чергуванням глинисто-алевро-піщаних порід, а верхня – чергуванням алевро-піщаних, глинистих і карбонатних порід.

Таким чином, у фаціальному відношенні формування відкладів відбувалося в різних умовах: від субконтинентальних (північно-західна частина западини) до мілководно-морських (південно-східна частина западини). Глибина залягання відкладів верхньофаменського під'ярусу у розкритих розрізах змінюється від 2000 до 6000 м. Загальна товщина верхньофаменських відкладів змінюється в широких межах від перших десятків метрів до перших тисяч метрів. Товщина алевро-піщаних пачок – 5–15 м, на окремих ділянках – 40–60 м. Ступінь катагенезу порід, у середньому, змінюється від PK_3 до MK_4 ($R^\circ = 0,50-1,45$). Вміст $C_{ор}$ у глинистих породах, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними породами, – 0,5–3,6 %. Середні значення відкритої пористості змінюються від 4,0 до 7,5 %, середні значення проникності – 0,1–0,3 мД. За результатами картування оціночних параметрів у верхньофаменських відкладах виділено одну перспективну ділянку для пошуку нетрадиційних вуглеводнів в ущільнених алевро-піщаних породах – Зачепилівсько-Кременівську. Ділянка розташована в межах південної прибортової зони південно-східної частини западини (див. рисунок). Площа ділянки – 300 км². Середня глибина залягання перспективних пластів – 3500 м. Ураховуючи високий ступінь зрілості

органічної речовини ($R^\circ = 0,8-1,4$), можемо передбачити, що ущільнені алевро-піщани породи верхньої частини фаменського ярусу в межах ділянки будуть перспективні на нетрадиційний газ. Геологічні ресурси нетрадиційного газу ущільнених алевро-піщаних порід Зачепилівсько-Кременівської ділянки оцінюють у 320,4 млрд м³ (видобувні – 112,1 млрд м³).

Висновки

За результатами проведених досліджень у розрізі девонського комплексу ДДЗ виділено 6 прогнозних стратиграфічних рівнів розповсюдження ущільнених карбонатних і алевро-піщаних порід, перспективних для пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу. Встановлено, що в просторовому відношенні перспективні ущільнені карбонатні і алевро-піщані породи девонського комплексу локалізуються в межах північної і південної прибортових зон западини. Всього виділено 8 перспективних ділянок для пошуку нетрадиційних вуглеводнів в ущільнених породах девонського комплексу, в т.ч.: 5 – для ущільнених алевро-піщаних порід. Загальна площа перспективних територій для пошуку скупчень нетрадиційних вуглеводнів у відкладах девонського комплексу ДДЗ становить 4450 км². Сумарні геологічні ресурси нетрадиційного газу ущільнених карбонатних і алевро-піщаних порід девонського комплексу ДДЗ оцінюють у 1332,0 млрд м³ (видобувні – 467,0 млрд м³). Геологічні ресурси неконвенційної нафти – 1409,0 млн т (видобувні – 106,0 млн т). Першочерговими для розгортання геологорозвідувальних робіт є Грибоворуднянсько-Седнівська і Зачепилівсько-Кременівська ділянки. В межах цих ділянок рекомендується пробурити 2 оціночно-пошукові свердловини – Грибоворуднянську 1001 (глибина 2800 м; мета – оцінка перспектив пошуку нетрадиційної нафти у відкладах саргаєвського, семилицького і воронезького горизонтів франського ярусу) і Шедіївську 1001 (глибина 4000 м; мета – оцінка перспектив пошуку нетрадиційного газу у відкладах верхньофаменського під'ярусу).

Список використаних джерел

1. **Лукин А.Е.** Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена // Геол. журн. – 2011. – № 1. – С. 21–41.
2. **Вакарчук С.Г.** Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга VI. Перспективи освоєння ресурсів газу ущільнених порід у Східному нафтогазозносному регіоні України / С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К. Філюшкін [та ін.]. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 207 с.
3. **Вакарчук С.Г.** Перспективы поисков углеводородов неконвенционного типа в девонских отложениях северо-западной части ДДВ / С.Г. Вакарчук, К.К. Філюшкін // Літасфера. – 2014. – № 2 (41). – С. 117–124.
4. **Вакарчук С.Г.** Стратиграфічна приуроченість, літологічна характеристика та територіальна поширеність осадових відкладів палеозою, перспективних на пошуки газу нетрадиційного типу у Східному регіоні України / С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К. Філюшкін, А.М. Вертюх // Збірник наукових праць Інституту геологічних наук НАН України. – 2012. – Вип. 5. – С. 174–178.
5. **Михайлов В.А.** Перспективи відкриття в Україні нетрадиційних родовищ нафти, пов'язаних зі сланцевими і флішовими відкладами / В.А. Михайлов, В.В. Гладун, О.Ю. Зейкан, Чепіль П.М. // Нафт. і газова пром-сть. – 2012. – № 1. – С. 55–59.
6. **Шнюков Е.Ф.** Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины (стратиграфия) / Е.Ф. Шнюков, Д.Е. Айзенберг, В.А. Витенко [и др.]. – К.: Наукова думка, 1988. – 147 с.
7. **Стратиграфические** схемы фанерозоя и докембрия Украины / УМСК Украины. Гос. комитет Украины по геологии и использованию недр. – Киев, 1993. – 60 с.
8. **Бритченко А.Д.** Биогермные образования межсолевого девона северо-запада Днепровско-Донецкой впадины (на примере Борковской площади) // Методы поисков и разведки погребенных рифов / А.Д. Бритченко, Г.И. Вакарчук, Г.П. Козак. – М.: Наука, 1983. – С. 119–124.
9. **Кабышев Б.П.** Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины (нефтегазоносность) / Б.П. Кабышев, П.Ф. Шпак, О.Д. Билык [и др.]. – К.: Наук. думка, 1989. – 204 с.