ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

Стаття та будь-який пов'язаний з нею опублікований матеріал поширюється за ліцензією Creative Commons Attribution License (CC BY 4.0).
The article and any related published material are licensed under the Creative Commons Attribution License (CC BY 4.0).

УДК 553.98:551.735.1(477.5)
DOI: http://doi.org/10.17721/1728-2713.114.03

Сергій ВАКАРЧУК, канд. геол. наук
ORCID ID: 0009-0004-2435-2737
e-mail: svgoilgas@gmail.com
Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

Данило ВАКАРЧУК, студ.
ORCID ID: 0009-0000-9155-0638
e-mail: danylo.vakarchuk@ukr.net
Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

ГЕОХІМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА, ТЕРМІЧНА ЗРІЛІСТЬ І ГЕНЕРАЦІЙНИЙ ПОТЕНЦІАЛ ПОРІД НИЖНЬОВІЗЕЙСЬКОГО КОМПЛЕКСУ УДАЙСЬКО-СУЛЬСЬКОГО СЕГМЕНТА ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬОЇ ЗАПАДИНИ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. О. М. Карпенком)

В с т у п . *Одним із найважливіших аспектів виявлення нових покладів традиційних та прогнозування нетрадиційних скупчень вуглеводнів в Україні є всебічне вивчення геохімічних характеристик і визначення генераційного потенціалу порід, що входять до складу можливих перспективних об'єктів. У зв'язку із цим у пропонованій статті розглянуто перспективи нижньовізейського комплексу Удайсько-Сульського сегмента Дніпровсько-Донецької западини.*

М е т о д и . *Застосовано комплекс методів, що передбачав визначення геохімічних параметрів і термічної зрілості порід з використанням технології Rock-Eval, вивчення складу органічної речовини і відбивальної здатності вітриніту, дослідження мінерального складу за даними рентгеноструктурного аналізу, а також петрографічного вивчення шліфів.*

Р е з у л ь т а т и . *Визначено основні якісні та кількісні геохімічні параметри нижньовізейських порід. Встановлено наявність порід, збагачених органічною речовиною, що вміщують кероген переважно II–III та I–II типів. Термічна зрілість порід більшості досліджених зразків достатня для генерації нафти, вуглеводнів газоконденсатного типу і, навіть, "сухого" газу.*

В и с н о в к и . *Проведені дослідження дали змогу оцінити загальний генераційний потенціал більшості нижньовізейських порід як добрий і дуже добрий. Результати вивчення геохімічних властивостей порід, визначення вмісту органічної речовини і ступеня її термічної зрілості вказують на сприятливі умови для формування скупчень нафти і газу як традиційного, так і нетрадиційного типів у межах майже всього Удайсько-Сульського сегмента Дніпровсько-Донецької западини.*

К л ю ч о в і с л о в а : *осадова порода, органічна речовина, нижній карбон, генерація вуглеводнів, Україна.*

Вступ

Постановка проблеми. Всебічне вивчення органічної речовини (ОР), як основного джерела вуглеводнів (ВВ), є одним з головних завдань у створенні надійної геологічної основи для прогнозування скупчень ВВ як традиційного, так і нетрадиційного типів (Misch et al., 2016; Peters, 1986; Tissot, & Welte, 1984; Михайлов та ін., 2014).

Об'єктом проведених досліджень були породи нижньовізейського комплексу нижнього відділу кам'яновугільної системи в межах Удайсько-Сульського сегмента Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). У нижньовізейських відкладах цієї території відкрито поклади нафти, газоконденсату та газу на понад 20 родовищах, що підтверджує її значний нафтогазоносний потенціал. Однак за останні 20 років тут не виявлено жодного нового покладу, що свідчить про суттєве скорочення кількості традиційних пошукових об'єктів, пов'язаних із класичними структурними пастками. З огляду на це основні перспективи подальших пошуково-розвідувальних робіт пов'язуються тут з пошуком пасток літологічного типу, а також розвитком нового для України напряму – виявлення скупчень ВВ нетрадиційного типу: газу і нафти ущільнених порід, сланцевого газу і сланцевої нафти (Вакарчук та ін., 2014; Лукин, 2010; 2011; Михайлов та ін., 2014; 2021). Для таких типів об'єктів, у яких формування покладів і скупчень ВВ відбувається фактично "in situ", без суттєвої участі процесів міграції, роль геохімічних досліджень ОР та вивчення процесів її термічної еволюції є надзвичайно важливими.

Метою досліджень було вивчення якісного і кількісного складу ОР та ступеня її термічних перетворень, виявлення закономірностей просторової локалізації порід, збагачених ОР різного походження.

Аналіз публікацій за темою досліджень. Перші результати з вивчення, генераційного потенціалу нафтогазоматеринських порід з використанням сучасних методів дослідження для ДДЗ загалом, і для її Удайсько-Сульського сегмента зокрема, були отримані під час спільних досліджень фахівців Чернігівського відділення Українського державного геологорозвідувального інституту (ЧВ УкрДГРІ) та Геологічної служби Сполучених Штатів Америки наприкінці 90-х років минулого століття. У межах цих робіт уперше було охарактеризовано геохімічні властивості ОР порід палеозойського комплексу ДДЗ за даними піролітичних досліджень керна на установці Rock-Eval (Law et al., 1998; Кабышев та ін., 1999). Зроблено висновки щодо генераційного потенціалу великих стратиграфічних підрозділів – девону, нижнього, середнього та верхнього карбону. Встановлено, що практично на всій території ДДЗ, за винятком крайової північно-західної частини западини і її бортів, відклади девонського та більшої частини кам'яновугільного

© Вакарчук Сергій, Вакарчук Данило, 2026

ISSN 1728-3817

комплексу (нижній і середній карбон) характеризуються достатньо високим генераційним потенціалом. Причому найвищі показники характерні для відкладів нижньокам'яновугільного комплексу з максимальними значеннями у верхньовізейському під'ярусі. Зроблено висновок щодо переважання у відкладах кам'яновугільного комплексу ОР III та замішаного II–III типів. Відмічено, що термічна зрілість більшості вивчених порід перебуває вище межі початку генерації рідких ВВ, і значна їхня частина увійшла в зону газоутворення. Згодом отриманні дані були дещо деталізовані в роботах інших дослідників (Вакарчук та ін., 2013; Кабишев, 2003) під час вивчення питань пошуку нетрадиційних газових скупчень. Згадані публікації мали регіональний характер. Детальніша характеристика базувалася на результатах вивчення значно більшої кількості зразків (Sachsenhofer et al., 2010), що допомогло визначити геохімічні властивості й оцінити генераційний потенціал порід дрібніших стратиграфічних підрозділів. Підтверджено наявність нафтогазоматеринських порід у турнейсько-візейських і серпуховських відкладах нижнього карбону та відкладах середнього карбону. Зроблено висновок про те, що найважливішою нафтогазоматеринською породою є базальні відклади верхньовізейського під'ярусу, так звані "рудівські" верстви (або горизонт В-23). Значно більшою детальністю характеризується серія робіт, виконаних групою дослідників під егідою Гірничого університету Леобену (Misch et al., 2015; 2016; 2018). Територіально проведені дослідження охоплювали переважно територію Срібненської депресії і частково інші частини западини. Вони були зосереджені на досить вузькому стратиграфічному інтервалі, а саме – на нижній частині верхньовізейських відкладів, що відповідає продуктивному горизонту В-23 або "рудівським" верствам. У зазначених публікаціях розглянуто практично всі аспекти, що стосуються складу, умов утворення, термічної зрілості, генераційних властивостей порід горизонту В-23. Встановлені певні закономірності латерального поширення ОР і змін геохімічних параметрів по латералі. Зроблено висновок про те, що досліджені породи сприятливі для генерації парафіно-ароматичної-нафтенової нафти з низьким умістом сірки та воску. На основі одномірного теплового моделювання показано, що основна генерація ВВ відбувалася протягом пермсько-кам'яновугільного періоду (Misch et al., 2016). Результати цих робіт є важливими і для наших розвідок, оскільки досліджений горизонт безпосередньо перекриває охарактеризовані нами нижньовізейські відклади. Серед робіт, що присвячені вивченню ОР, відзначимо роботи І. Карпенка й С. Мачуліної (Карпенко, 2015; Мачуліна, 2016). У публікації С. Мачуліної розглянуто будову і геохімічну характеристику доманікоїдних порід в Україні, і зокрема в кам'яновугільному комплексі Срібненської депресії. Авторкою відзначено наявність таких порід у верхньовізейському під'ярусі і підкреслено їхню провідну роль у генерації ВВ. У статті І. Карпенка висвітлено результати вивчення теригенних відкладів нижньовізейського під'ярусу центральної частини північного заходу ДДЗ на основі секвенс-стратиграфічних досліджень. Особливу увагу приділено розподілу типу ОР у межах окремих секвенцій. Визначено, що ОР нижньовізейських порід сформована переважно із рослинних решток теригенно-морського походження та схильна до генерації низькомолекулярних вуглеводневих сполук. Підтверджено раніше зроблене припущення щодо зростання загального вмісту ОР зі збільшенням товщини відкладів. Зазначене свідчить про відсутність детальних і цілеспрямованих геохімічних досліджень ОР і визначення генераційного потенціалу порід нижньовізейського комплексу Удайсько-Сульського сегмента ДДЗ

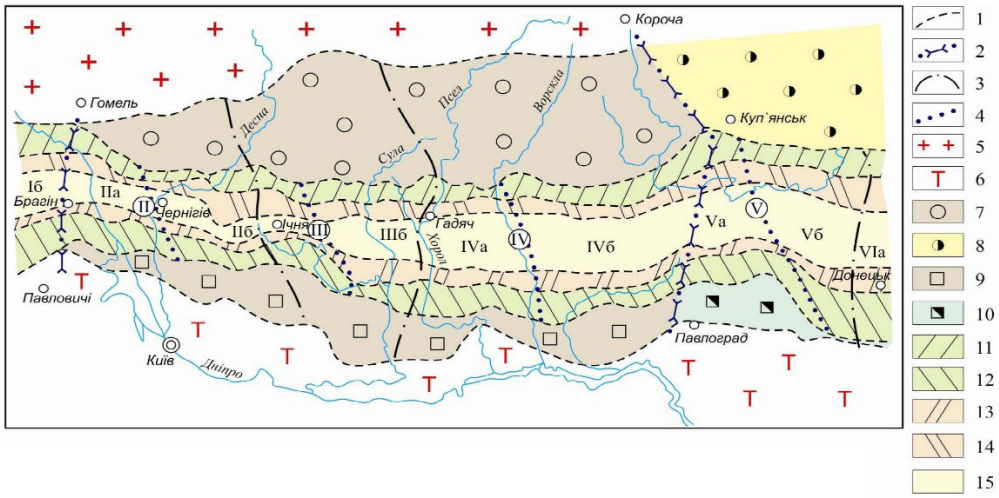


Рис. 1. Тектонічне районування Дніпровсько-Донецької западини за даними (Гавриш, 1989) зі спрощеннями:
1 – межі ДДЗ та її поздовжніх тектонічних зон: 2 – західна та східна межі; 3 – межі поперечних частин ДДЗ;
цифри в колах: II – Деснянський сегмент, III – Удайсько-Сульський сегмент IV – Псьольсько-Орельський сегмент,
V – північно-західна частина Донецького прогину (ДП) або Західно-Донбаський сегмент; 4 – межі поперечних сідловин
(IIa – Брагінсько-Лоївської, IIIa – Удайської, IVa – Псьольсько-Ворсклянської, Va – Донецько-Орельської, VIa – Донецької)
і депресій (Ib – Єльської, IIб – Ніжинської, IIIб – Лохвицької, IVб – Карлівської, Vб – Волчансько-Бахмуцької);
5 – південний схил Воронезької антеклізи; 6 – північний схил Українського щита; 7 – північний борт ДДЗ; 8 – північний борт ДП;
9 – південний борт ДДЗ; 10 – південний борт ДП; прибортові або шовні зони крайових глибинних розломів: 11 – північного,
12 – південного, 13 – південна зона прирозломних виступів ДДР, 14 – північна зона прирозломних виступів; 15 – осьова зона

Поширення і фаціальний склад нижньовізейського комплексу. Удайсько-Сульський сегмент розташований у центральній частині ДДЗ та межує на заході з Деснянським, а на сході – з Псельсько-Орельським сегментами (рис. 1). Відповідно до районування, наведеного в роботі (Гавриш, 1989), в західній частині Удайсько-Сульського сегмента відокремлюється Удайська сідловина, а у східній – велика Лохвицька депресія. За

повздовжнього тектонічного районування, у складі сегмента виділено борти, прибортові й осьова зони западини (Гавриш, 1989). У Лохвицький депресії виокремлено низку структурних елементів, зокрема Срібненський і Ждановський прогини (або депресії), а також зону розвитку великих валів і піднять (Харківцівське, Середняківське, Погарщинське, Гадяцьке, Яблунівське й ін.), формування яких обумовлено широким розвитком процесів галокінезу (рис. 2).

Нижньовізейські відклади поширені практично на всій території Удайсько-Сульського сегмента за винятком бортів, що вказує на певний зв'язок їх формування з попереднім рифтовим девонським етапом розвитку западини (Гавриш, 1989). Вони трансгресивно залягаються на різних стратиграфічних рівнях турнейського ярусу і з невеликою перервою перекриваються верхньовізейським під'ярусом (Айзенверг, 1988). Глибина залягання покрівлі нижньовізейського комплексу в розкритих свердловинами розрізах коливається від 808 м до 5940 м. Максимальними глибинами залягання характеризуються нижньовізейські відклади в центральних районах Лохвицької депресії, а мінімальні – зафіксовані в межах крупних антиклінальних структур і приштокових зон південної прибортової зони. Загалом глибини залягання комплексу, що вивчався, закономірно зменшуються від центральних частин депресій до бортів западини, а також у західному напрямку. Подібну тенденцією мають і зміни загальної товщини нижньовізейського комплексу. Наприклад, загальна товщина комплексу змінюється від 15–25 м, на ділянках, що примикають до бортів западини, до 325–335 м у центральній частині Срібненської депресії. Середні товщини нижньовізейських відкладів у межах західної частини району досліджень (Удайської сідловини) – 70–90 м, у межах південної і північної прибортових зон – відповідно, 100–130 м та 120–150 м, у межах депресійних зон – 250–300 м. Звертає на себе увагу і певне скорочення товщини нижньовізейських відкладів у межах окремих антиклінальних структур, що локалізуються в межах східної частини Лохвицької депресії, зокрема на Яблунівській і Харківцівській площах. Це дає підстави вважати, що хоча б частина цих структур проявлялись вже у ранньовізейський час.



Рис. 2. Структурно-тектонічні зони Удайсько-Сульського сегмента ДДЗ за даними (Гавриш, 1989) з доповненнями С. Вакарчука:
1 – границі Удайсько-Сульського сегмента ДДЗ; 2 – границі структурно-тектонічних зон у межах сегмента; 3 – регіональні крайові порушення; 4 – соляні штоки; 5–8 – назва площ, з яких досліджено породи із застосуванням установки Rock-Eval; 5 – з горизонтів В-24-25; 6 – з горизонтів В-26-27; 7 – площі, для яких використано дані ЧВ УкрДГРІ та Геологічної служби США; 8 – площі, для яких використано дані ЧВ УкрДГРІ та Геологічної служби США, доповненні новими даними автора

У межах Удайсько-Сульського сегмента западини нижньовізейський комплекс має чітку двочленну будову, що відображає дві основні фази морської трансгресії в ранньому візе, що стратиграфічно відповідають XIV і XIII МФГ (Айзенверг, 1988). У нижній частині комплексу, відповідно до практики проведення геологорозвідувальних робіт, на нафту та газ виділяються продуктивні горизонти (ПГ) В-26 і В-27, а у відкладах верхньої частини – ПГ В-24 і В-25 (Вакарчук, Винниченко, & Кононенко, 1990) (рис. 3). Седиментація нижньої частини комплексу в Удайсько-Сульському сегменті відбувалася в умовах початку ранньовізейської трансгресії, що поступово просувалася з південно-східної частини западини в північно-західному напрямку. У східних частинах сегмента в нижній частині комплексу переважають типові карбонатні утворення, з підпорядкованим розвитком глинистих порід. У центральних частинах Срібненської та Ждановської депресій домінантну роль відіграють глинисті та глинисто-карбонатні породи з підпорядкованим значенням теригенних порід. У межах прибортових зон й Удайської сідловини карбонатні породи майже повністю зникають, натомість у розрізі значно збільшується кількість пісковиків та алевролітів, що наявні тут приблизно в рівних пропорціях. У найзахідніших районах Удайсько-Сульського сегмента і на ділянках, що

ISSN 1728-3817

безпосередньо примикають до бортів, майже повністю домінують пісковики. Отже, формування нижньої частини нижньовізейського комплексу (XIV МФГ) відбувалось в обстановках, що змінювалися від типових морських із карбонатною седиментацією, через перехідні прибережно-морські (карбонатно-глинисто-піщані фації), до субконтинетальних і континентальних (алевро-піщані алювіальні й алевро-глинисті – болотні, озерно-болотні, дельтові) (Лукин, 1997; Лукин, Вакарчук, & Коржнев, 2001; Макогон, 2008). Верхня частина комплексу (XIII МФГ) формувалася в умовах подальшого розширення морського басейну, який упродовж другої половини раньовізейського часу майже повністю охопив усю територію Удайсько-Сульського сегмента (Айзенверг, 1988). Літологічний склад і палеогеографічні реконструкції свідчать про те, що седиментація верхньої частини нижньовізейського комплексу відбувалася в межах таких фаціальних зон: басейнової (або депресійної), схилової, рифової, шельфової, лагунної та прибережно-морської (Вакарчук, 2003; Лукин, & Вакарчук, 1999). При цьому басейнова фаціальна зона охоплювала практично всю центральну частину Лохвицької депресії, включно з територією Срібненського та Жданівського прогинів. Ця зона сформована переважно глинистими породами з підпорядкованими пачками вапняків. Відмічено збагачення порід ОР. Схилова зона локалізується на крилах депресій і складена ритмічним чергуванням глинистих і карбонатних пачок. Кількість і товщина останніх збільшується вгору по схилу. Рифогенні відклади локалізуються в межах вузької зони (4–6 км), що облямовує депресії. Тут виявлено лінійно витягнуті ланцюги органогенних споруд. Ці споруди разом із міжрифовими фаціями формують рифову зону. У її складі переважають різноманітні вапняки, зокрема і біогермного типу. Шельфова зона майже повністю охоплює територію південної та північної прибортових зон і значну частину західної Удайської сідловини. У складі XIII МФГ цієї зони домінують вапняки (70 до 80 % від товщини розрізу) з підпорядкованим розвитком глинистих порід (30–20 %). З наближенням до бортів западини у складі шельфових відкладів починають з'являтися піщані-алевритові породи. Лагунна зона поширена локально на окремих невеликих за розмірами ділянках Удайської сідловини. Прибережно-морська фаціальна зона охоплює крайову західну частину Удайської сідловини та вузькі смуги, які безпосередньо примикають до бортів западини. Вона характеризуються чергуванням прошарків органогенних вапняків із глинистими вапняками, аргілітами, пісковиками й алевролітами, що утворювалися переважно в умовах приморської рівнини, яка час від часу покривалася морем.

Методи

Робота базується на результатах комплексного вивчення нижньовізейських порід, що охоплювало: дослідження їхніх геохімічних параметрів і термічної зрілості за допомогою установки Rock-Eval, визначення складу ОР і коефіцієнту відбиття вітриніту, дослідження мінерального складу за даним рентгеноструктурного аналізу, а також мікроскопічного вивчення шліфів.

На установці Rock-Eval було досліджено геохімічні і генераційні властивості 87 зразків нижньовізейських порід, що були відібрані зі свердловин, розміщених у різних структурно-тектонічних зонах Удайсько-Сульського сегмента ДДЗ. Застосована установка Rock-Eval-II з визначенням піків S_1, S_2, S_3 (мг/г породи), загального вмісту органічного вуглецю (TOC, %), загального мінерального вуглецю (MIN C, %) та параметру Tmax (°C). Згодом на основі цих показників були розраховані: водневий індекс (HI, S_2/TOC), кисневий індекс (OI, S_3/TOC) та індекс продуктивності (PI, $S_1/(S_1+S_2)$). Дослідження проводили на подрібнених зразках у два етапи. На першому етапі зразок піролізувався в печі в інертній атмосфері (азот) за запрограмованої температури від 300 до 650 °C (з кроком зміни температури – 25° C/хв). Кількість продуктів термічного руйнування визначалося відповідними детекторами. Серед цих продуктів: вуглеводні – HC, вуглекислий газ – CO_2 й оксид вуглецю – CO. На другому етапі зразок спалювався в окислювальній печі в атмосфері повітря за запрограмованої температури, що змінювалася від 300 до 850 °C (з кроком зміни температури 25 °C/хв). Продукти горіння містили вуглекислий газ – CO_2 та оксид вуглецю – CO, що кількісно визначалися на інфрачервоному детекторі.

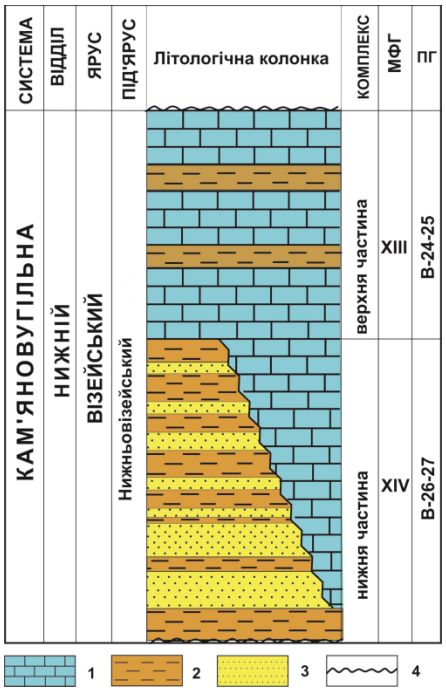


Рис. 3. Літолого-стратиграфічна колонка нижньовізейського комплексу:

1 – вапняки; 2 – аргіліти; 3 – пісковики й алевроліти; 4 – перерви в седиментації; МФГ – мікрофауністичний горизонт; ПГ – продуктивний горизонт

Для підвищення достовірності отриманих результатів залучено дані щодо геохімічних властивостей і ступеня катагенетичного перетворення нижньовізейських порід, що отримані в межах реалізації "Меморандуму про взаєвідносини між Комітетом України з питань геології та використання надр України й Агентством Міжнародного розвитку США". Піролітичні дослідження проводили на установці Rock-Eval в лабораторіях Геологічної служби США, узагальнення лабораторних даних виконувались у Чернігівському відділенні УкрДГРІ (неопубліковані роботи із фондів ЧВ УкрДГРІ). Усього тоді було досліджено 166 зразків, результати досліджень 27 з яких використано в цій статті.

Загалом нами було проаналізовано 114 зразків керну із 46 свердловин, що були досліджені на установці Rock-Eval. При цьому з верхньої частини нижньовізейського комплексу (горизонти B-24-25) було вивчено 79 зразків із 46 свердловин, а з нижньої частини (горизонти B-26-27) – 35 зразків із 22 свердловин. Розміщення свердловин, з яких вивчалися нижньовізейські породи на установці Rock-Eval, наведено рис. 1.

Мікроскопічне дослідження ОР, охоплюючи її характеристики та склад, а також аналіз відбивальної здатності вітриніту, було виконано для 28 зразків керна. Застосовано мікроскоп Zeiss Axioskop, оснащений мікрофотометром MSP 200, зовнішньою флуоресцентною системою та системою обробки даних. Вимірювання відбивальної здатності вітриніту виконували на полірованій поверхні зразка з використанням відбитого світла й імерсійної олії відповідно до методики Міжнародного комітету з вугільної та органічної петрології (ICCP). Вивчення мацералів проводили в імерсійній олії, у білому відбитому світлі та в режимі флуоресценції. Кількісний аналіз здійснювали на основі методу підрахунку точок (на полірованій поверхні зразка). Для кожного зразка було підраховано щонайменше 500 точок.

Якісний і кількісний мінеральний склад зразків нижньовізейських порід вивчали за допомогою рентгеноструктурного аналізу. Для 23 зразків застосовано визначення мінерального складу методом рентгенівської дифракції (XRD) з використанням апарату Panalytical X'Pert Pro та надшвидкого детектора (X'Celerator). Кількісний аналіз проводили методом Рітвельда з використанням програми SIROQUANT, що найпридатніша для аналізу зразків, які містять глинисті мінерали. Також під час визначення мінерального складу нижньовізейських порід були використані результати рентгеноструктурного аналізу, що отримані на установці "Дрон-2" в лабораторіях ЧВ УкрДГРІ у 2000–2004 рр. під час оцінювання традиційних покладів ВВ. Усього було використано результати аналізу 72 зразків керну, що суттєво доповнило першу групу аналізів. Водночас мінеральний склад нижньовізейських порід був вивчений під мікроскопом у 325 шліфах.

Результати

Літологія і мінеральний склад. Дослідження кернового матеріалу показують, що у верхній частині нижньовізейських відкладів (горизонти В-24-25, XIII МФГ) переважають різноманітні вапняки й аргіліти. Пісковики й алевроліти пошерені обмежено. Серед вапняків найбільш часті біокластичні – детритові та шламово-детритові (пакстоуни-вакстоуни), зрідка зернисті (грейнстоуни) різновиди. У ядерних частинах органогенних споруд переважають біогермні (біоморфні) вапняки, що сформовані вапнистими водоростями, криноїдеями та моховатками. У центральних частинах депресійних зон і на їхніх схилах поширені кременисті вапняки й силіцити, що утворилися внаслідок заміщення карбонатної складової кремнеземом (Вакарчук, 2004). Трапляються сидерити й анкерити, зрідка – доломіти. Карбонатні породи нижньої частини нижньовізейських відкладів (ПГ В-26, XIV МФГ) домінують у межах крайової східної частини території, а також трапляються у вигляді окремих пластів і прошарків серед глинистих відкладів у Срібненській та Жданівській депресіях. На решті території на цьому стратиграфічному рівні переважають теригенні утворення – пісковики, алевроліти та глинисті породи.

За даними рентгеноструктурного аналізу склад карбонатних порід такий: кальцит – від 40 до 99 % (середнє значення у зразках, де встановлений мінерал, – 64–68 %), доломіт 0–12 % (середнє значення – 1–2 %), кварц (уламковий) – 0–17 % (середнє значення – 6–7 %), польовий шпат – 0–15 % (середнє значення – 4–5 %), анкерит – 0–23 % (середнє значення – 3–4 %), сидерит – 0–52 % (середнє значення – 8–9 %), пірит – 0–32 % (середнє значення – 6–7 %). В окремих випадках відмічається вторинний анальцим, уміст якого змінюється в межах – 0–28 % (середнє значення – 8–9 %). Уміст кремнезему, що представлений халцедоном і кварцом, у вапняках і силіцитах варіюється від 0–1 % до 97–98 % (середнє значення – 29–30 %). Найбільший розвиток процеси окременіння отримали в межах центральних частин Срібненської та Ждановської депресій і їхніх схилів. У зазначених зонах практично всі вивченні породи (80–90 %) містили аутигенний кремнезем. Значна частина вапняків, що досліджувались, уміщують глинисту складову, вміст якої може сягати 45–50 %. Глинисті мінерали представлені каолінітом і змішаношаровими утвореннями. У невеликій кількості трапляються слюди та хлорит. У складі глинистих мінералів переважає іліт. Часто у складі вапняків в різній кількості наявна ОР.

Глинисті нижньовізейські породи представлені темно-сірими та чорними аргілітами. За даними рентгеноструктурного аналізу склад мінералів для глинистих порід горизонтів В-24-25 такий: іліт – 18–58 % (середнє значення – 40–45 %), каолініт – 5–38 % (середнє значення – 27–28 %), змішаношарові утворення – 8–29 % (середнє значення – 21–22 %), набухаючі мінерали (мінерали групи монтморилонітів) – 0–9 % (середнє значення – 1–2 %), хлорит – 0–4 % (середнє значення – 0,5–1 %). З інших мінералів наявні: кварц (уламковий) – 0–15 % (середнє значення – 5–6 %), польовий шпат – 0–6 % (середнє значення – 2–3 %), пірит – 0–32 % (середнє значення – 10–11 %), анкерит – 0–18 % (середнє значення – 5–6 %), сидерит – 0–3 % (середнє значення – 0,5–0,6 %). Вміст аутигенного кремнезему кварц-халцедонового складу варіюється від 0 до 25 %. Вміст карбонатної складової змінюється в широких межах, від 4–5 % до 40–45 %. Склад глинистих порід горизонтів В-26-27 дещо інший. За даними рентгеноструктурного аналізу він такий: іліт – 0–37 % (середнє значення – 28–29 %), каолініт – 15–59 %, (середнє значення – 37–38 %), змішаношарові утворення – 0–21 % (середнє значення – 8–9 %), набухаючі мінерали (мінерали групи монтморилонітів) – 0–5 % (середнє значення – 1 %), хлорит – 0–8 % (середнє значення – 1–2 %). З інших мінералів наявні: кварц (уламковий) – 5–27 % (середнє значення – 15–16 %), польовий шпат – 0–17 % (середнє значення – 6–7 %), пірит – 0–35 % (середнє значення – 14–15 %), анкерит – 0–5 % (середнє значення – 2–3 %), сидерит – 0–34 % (середнє значення – 5–6 %). Вміст кремнезему кварц-халцедонового складу варіюється від 0 до 14 %. Вміст карбонатної складової змінюється від 5 до 15 %.

Отже, у нижній частині нижньовізейських відкладів (горизонти В-26-27) порівняно з відкладами верхньої частини (горизонти В-24-25) відбувається низка змін у кількісному складі глинистих мінералів. Зокрема, серед глинистих мінералів у горизонтах В-26-27 переважає каолініт, на відміну від горизонтів В-24-25, де домінує іліт і змішаношарові утворення, зменшується вміст набухаючих мінералів. Ураховуючи більшу глибину залягання порід горизонтів В-26-27, цілком очікувано збільшується вміст хлориту. Серед інших мінералів – збільшується вміст сидериту та піриту, однак зменшується вміст анкериту. Зростає вміст уламкових мінералів (кварцу і польового шпату), що відображає переважно озерно-болотні та озерно-болотно-дельтові умови накопичення горизонтів В-26-27, на відміну від типових морських умов седиментації горизонтів В-24-25. Із цим же фактором пов'язано і зменшенням умісту карбонатної складової у глинистих породах горизонту В-26-27. Практично всі глинисті породи вміщують ОР різного генезису.

Пісковики й алевроліти сірі, світло-сірі й темно-сірі, польовошпатово-кварцові. Вміст польового шпату зростає у разі наближення до бортових частин западини. Глиниста складова каолініт-гідрослюдистого й

гідрослюдо-каолінітового складу. Вміст глинистої складової – 5–25 %. Карбонатність змінюється від 0 до 17 %. Серед інших мінералів наявні слюди (переважно мусковіт), плагіоклаз, пірит, зрідка доломіт.

Загалом вивчення мінерального складу нижньовізейських порід показав, що породи верхньої частини комплексу (горизонти В-24-25) характеризуються більш сталим мінеральним складом порівняно з породами його нижньої частини (горизонти В-26-27). Важливим фактором є широкий розвиток у карбонатних породах процесів окременіння, що призводить до формування прошарків і пластів силіцитів. Джерело такого значного обсягу кремнезему поки що достовірно не встановлено (Огар, 2012). Високий уміст кальциту і розвиток окременіння створює сприятливі умови для формування порід із підвищеною крихкістю, що є важливим фактором під час проведення гідророзривів пластів, зокрема в процесі розроблення нетрадиційних скупчень ВВ. Низький уміст доломіту свідчить про те, що первинний склад карбонатних мінералів був представлений перважно низькомагнезіальним кальцитом, а також, що більш важливо, про відсутність надходження магнію разом із глибинними флюїдами. Останнє побічно свідчить про те, що нижньовізейська товща характеризується відносно високою гідрогеологічною закритістю. За результатами аналізу мінерального складу глинистих утворень нижньої частини нижньовізейського комплексу (горизонти В-26-27) маємо констатувати, що крихкі породи тут поширені обмежено, що обумовлено високим умістом у них каолініту.

Геохімічні параметри ОР. Зразки керну з нижнього візе були відібрані у 46 свердловинах, що пробурені в різних структурно-тектонічних зонах Удайсько-Сульського сегмента ДДЗ. Глибина відбору зразків варіюється від 2235 м до 5930 м. Серед досліджених порід – аргіліти (62 зразки), вапняки (48 зразків), пісковики й алевроліти (4 зразки). Загальний уміст органічного вуглецю ($C_{орг.}$ або ТОС) в нижньовізейських породах змінюється від 0,03 % до 8,77 %, за середнього вмісту – 2,18 %. Найвище значення зафіксовано для аргіліту зі свердловини Луценківська № 4, відібраного з глибини 5340 м, найменше значення – для вапняку зі свердловини Волошківська № 314, відібраного з глибини 5175 м. В аргілітах значення ТОС варіюється від 0,85 до 8,77 % за середнього вмісту 3,15 %, у вапняках – від 0,03 до 4,39 % за середнього вмісту 1,02 %, у пісковиках й алевролітах – від 0,81 до 1,86 % за середнього вмісту 1,1 %. Проте найменший уміст ТОС (від 0,03 до 0,31 %) відмічається для "чистих" вапняків, що формують ядерні частини органогенних споруд. Розподіл умісту ТОС у досліджених зразках наведено на рис. 4. Рисунок показує, що більшість нижньовізейських порід (понад 27 % зразків), за кількістю ТОС згідно з прийнятою класифікацією (Peters, 1986; Peters, & Cassa, 1994) характеризуються як "добрі" (ТОС від 1,0 до 2,0 %). На "бідні" та "задовільні" породи припадає, відповідно, 15,0 % (ТОС від 0,0 до 0,5 %) та 16,0 % (ТОС від 0,5 до 1,0 %). На "дуже багаті" (ТОС від 2,0 до 4,0 %) та "чудові" (ТОС > 4,0 %) припадає, відповідно, 24,0 % та 18,0 %.

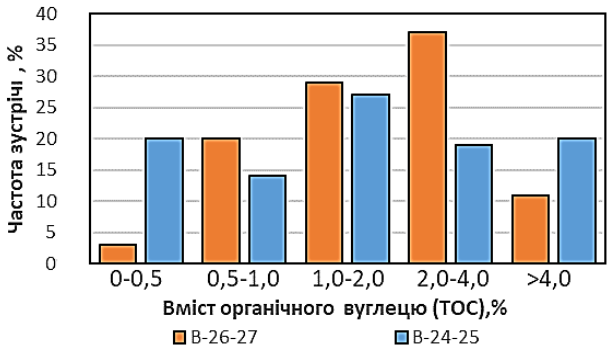


Рис. 4. Розподіл нижньовізейських порід за загальним вмістом органічного вуглецю (ТОС)

Загалом середні значення ТОС дещо вищі в нижній частині комплексу (горизонти В-26-27) порівняно з його верхньою частиною (горизонти В-24-25). Це пов'язано з наявністю у верхній частині комплексу значної кількості відносно "чистих" вапняків, які переважно характеризуються низькими значеннями ТОС. Водночас серед порід, що за своїми властивостями належать до "чудових", переважають породи горизонтів В-24-25. У просторому відношенні найвищі значення ТОС у нижньовізейських породах фіксуються для свердловин, що пробурені в центральних частинах Срібненської та Жданівської депресій. Це добре видно на прикладі горизонтів В-26-27, для яких простежується чітка закономірність зменшення ТОС від осьової зони западин до їхніх бортів. Зокрема, найбільші значення ТОС (> 4 %) для горизонтів В-26-27 визначенні у зразках, що відібрані зі свердловин Яблунівської, Зорківської, Горобіївської та Волошківської структур; найменші (ТОС < 1 %) – у свердловинах Столярівської і Прилуцької площ. Подібну картину в розподілі ТОС спостерігаємо і для горизонтів В-24-25, однак вона не така чітка. Це пов'язано з переважанням у складі цих горизонтів різноманітних карбонатних порід, які зазвичай характеризуються меншим умістом ОР. Найбільші значення $C_{орг}$ (ТОС > 6 %) для горизонтів В-24-25 визначенні у зразках аргілітів, що відібрані зі свердловин Луценківської, Яблунівської, Остапівської та Лакизінської площ, а найменші (ТОС < 1 %) – у вапняках зі свердловин Волошківської, Гадяцької та Селюхівської площ. Причому вапняки Волошківської і Селюхівської площ представлені біогермними різновидами. Показово, що достатньо високі значення вмісту $C_{орг}$ (ТОС > 4), зафіксовані у зразках, що відібрані зі свердловин Селюхівської, Липоводолинської, Калиновицької та Артюхівської структур, які облямовують депресії.

Наведені дані вказують на значний потенціал нижньовізейських порід для продукування великих обсягів ВВ. Особливо важливим є наявність достатньо високого вмісту органічного вуглецю у вапняках й аргілітах шельфової зони, що свідчать про можливість формування тут покладів ВВ "in situ", тобто нетрадиційного типу.

Тип органічної речовини. У нижньому візе району досліджень встановлено наявність практично всього спектру генетичних типів ОР, що відображає широкий діапазон фаціальних умов протягом ранньовізейського часу, від

морських до субконтинентальних. Визначення типів ОР проводили як за петрографічними дослідженнями, так і на основі аналізу визначених геохімічних параметрів, отриманих на установці Rock-Eval. Загальноприйнятим підходом, що дає достатньо адекватні результати ідентифікації типу керогену, є використання модифікованої діаграми Ван Кревелена, на основі відношень водневого (HI) і кисневого індексу (OI) (Peters, 1986; Peters, & Cassa, 1994; Tissot, & Welte, 1984). Визначено, що в нижньовізейських породах значення водневого індексу варіюється від 5 мг/г до 426 мг/г, а кисневого – від 2 мг/г до 240 мг/г. Загалом це свідчить про різноманіття джерел надходження ОР у седиментаційний басейн. Отримані співвідношення водневого (HI) і кисневого індексів (OI) вказують на наявність у нижньовізейських породах усіх чотирьох типів керогену (рис. 5).

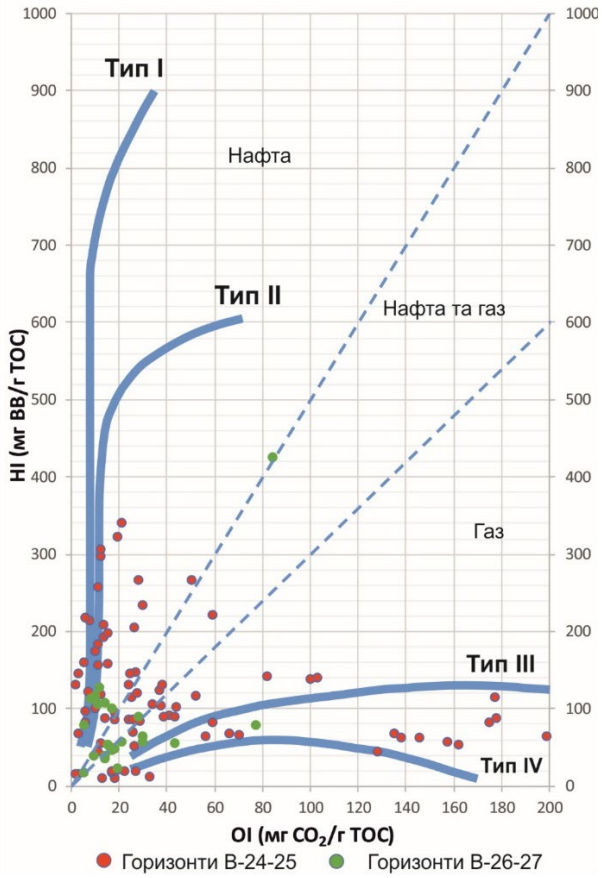


Рис. 5. Ідентифікація типів керогену в нижньовізейських породах на основі співвідношень водневого (HI) і кисневого індексу (OI) з використанням модифікованої діаграми Ван Кревелена

З огляду на отримані дані, ОР, яка визначена в зразках нижньовізейських порід, належить до керогену змішаного II–III типу, на який припадає понад 43 % визначень. Дещо менша частина – до групи I–II типу, близько 27 %. Кероген III типу встановлено у 16–17 % зразків. У невеликій кількості вивчених зразків визначено кероген IV типу (близько 12–13 %). Це також непрямим чином підтверджується тим, що зазначені зразки керну були відібрані зі свердловин, які розкрили розріз нижньовізейських відкладів у центральних частинах ранньовізейського палеобасейна і залягання цих порід у параґенезі з типовими морськими вапняками з багатою фауною брахіопод, формамініфер і остракод (Луценківська, Липоводолинська, Селюхівська та Яблунівська площі). Також показові дані, що отримані для зразків, відібраних зі свердловини Харківцівська № 16, які характеризуються дуже низькими значеннями водневого (HI – від 2 до 17 мг/г) та кисневого (OI від 10 до 15 мг/г) і згідно з діаграмою належить до IV типу керогену. На нашу думку, це пов'язано не з первинним складом ОР, а обумовлено значним рівнем її термічної переробки і, як наслідок, виснаженням її генераційного потенціалу. Подібний процес міг відбуватися і в нижньовізейських породах, що залягають на значних глибинах (5000–6000 м) центральних частин депресійних зон (Рудівська, Зорківська, Яблунівська та інші площі).

ОР I–II типів поширена перважно у горизонтах В-24-25 (до 30 %) порівняно з горизонтами В-26-27. В останніх, натомість, переважає ОР III та змішаного (II–III) типів, що відображає поступовий розвиток палеобасейну в межах району досліджень – від озерно-болотних умов на початку ранньовізейського часу, до типових морських у другій його половині. Латерально породи з ОР I–II типу локалізуються в межах центральної частин Срібненської та Жаданівської депресій та в зонах їхнього облямування. Породи з ОР III групи локалізуються переважно в західній частині району досліджень і частково в прибортових частинах, на ділянках, що прилягають до бортів западини.

Поведені макроскопічні дослідження ОР показують, що склад мацералів ніжньовізейських порід достатньо різноманітний. Трапляються всі основні їхні типи – ліптиніт (зокрема й екзиніт), вітриніт й інертиніт. У переважній більшості досліджених зразків домінує вітриніт, уміст якого змінюється від 18 до 86 %, найбільші значення зафіксовані для порід на Софіївській площі. Наступним за поширенням є інертиніт, уміст якого змінюється від 8 до 58 %, а найбільші

ISSN 1728-3817

значення зафіксовані для порід на Логовиківській площі. Уміст ліптиніту змінюється від 0 до 38 %; найбільші значення зафіксовані для порід на Окопівській площі. Майже повсюди присутній твердий (окислений) бітум, уміст якого в окремих випадках може сягати 50–60 %. Чіткої закономірності в розподілі типів мацералів у нижній (горизонти B-26-27) та верхній (горизонти B-24-25) частинах нижньовізейського комплексу не спостерігаємо. Характер латерального розподілу типів керогену достатньої повно ілюструють дані, наведені в табл. 1.

Таблиця 1

Розподіл типів керогену в нижньовізейських породах різних структурно-тектонічних зон Удайсько-Сульського сегмента ДДЗ

Структурно-тектонічні зони	Вміст керогену			
	вітриніт	літиніт	інертиніт	бітум
	% (середні значення)			
Центральні частини депресійних зон	22–48 (38)	0–12 (1)	26–52 (37)	15–38 (24)
Східна (зона крупних валів та піднять)	24–46 (34)	0–12 (1)	26–44 (38)	19–40 (27)
Південна прибортова зона	20–70 (48)	0–38 (15)	18–58 (24)	5–15 (7)
Північна прибортова зона	18–50 (38)	0–32 (14)	22–48 (34)	15–45 (14)
Західна частина (Удайська сідловина)	42–86 (50)	0–32 (18)	8–52 (24)	5–16 (8)

Наведені дані свідчать про те, що загалом, незалежно від структурно-тектонічної позиції, у складі мацералів домінує вітриніт. Найбільший його середній уміст зафіксовано для нижньовізейських порід західної частини території досліджень, найменший – для її східної частини. Середній уміст інертиніту в породах комплексу в просторовому відношені коливається незначно, в межах 24–34 %. Найвиразніша латеральна зональність мацералів проявилася для ліптинітової групи. Зокрема, найбільші середні значення вмісту ліптиніту характерні для нижньовізейських порід західної частини території та прибортових зон (10–12 %). Натомість у центральних частинах депресій і східної частини території ліптиніт майже повністю відсутній. Такий розподіл вказує на те, що зменшення вмісту цього мацералу пов'язане із глибиною залягання порід і відповідно зі збільшенням їхньої термічної зрілості.

Найбільші середні значення вмісту твердого бітуму в породах зафіксовані для східної частини території та центральних частин депресійних зон (27–28 %), дещо менші характерні для у північної прибортової зони (18 %), а найменші – для західної частини території та південної прибортової зони. Простежується пряма кореляція між умістом твердого бітуму і термічною зрілістю порід. Зазначимо, що встановлені тенденції в розподілі ліптиніту та твердого бітуму в нижньовізейських породах і їхній зв'язок із термічною зрілістю загалом аналогічні висновкам, зробленим раніше для верхньовізейського під'ярусу цієї території (Misch et al., 2016).

Термічна зрілість нижньовізейських порід і генерація ВВ. Основним індикатором термічної зрілості порід є параметр Tmax (°C), що відображає температуру максимального виходу вуглеводнів з ОР при піролізі, а також результати мікроскопічного визначення коефіцієнту відбиття вітриніту (R_o), що відображає ступінь катагенетичного перетворення порід. Також для оцінки генераційного потенціалу нижньовізейського комплексу було побудовано і використано серію комбінованих графіків і діаграм, що базуються на піролітичних параметрах, отриманих за результатами аналітичних досліджень на RockEval, зокрема і варіант модифікованої діаграми Ван Кревелена – залежності воднего індексу (HI) від Tmax (рис. 6).

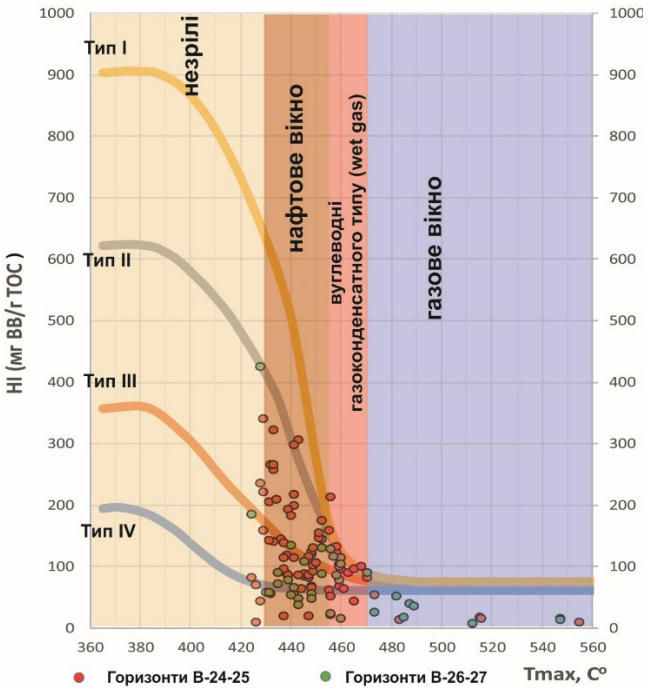


Рис. 6. Графік залежності водневого індексу (HI) від параметра Tmax у нижньовізейських породах на основі модифікованої діаграми Ван Кревелена

З огляду на наявні дані, значення Tmax (°C) в породах нижньовізейського комплексу коливаються від 421 °C (Ніжинська площа, глибина 3301 м) до 555°C (Харківцівська площа, глибина 5740 м). Зазначення коефіцієнта відбиття вітриніту (R_o) в досліджених зразках змінюються від 0,45 (Бахмацька площа, глибина 2906 м) до 1,67 (Зорківська площа, глибина 5570 м). Значення Tmax достатньо добре корелюється зі значеннями R_o. Як можна бачити з наведених даних, ОР нижньовізейських порід перебуває на різних стадіях зрілості – від незрілої до перезрілої (пізньої стадії зрілості). Зважаючи на загальноприйняту класифікацію та дані щодо генерації ВВ (Peters, & Cassa, 1994; Ratnayake, Kularathne, & Sampei, 2018), ОР нижньовізейських порід, за стадіями зрілості, розподіляється таким чином. На незрілі породи (Tmax < 430°C, R_o < 0,55–0,65, генерація ВВ майже не відбувається) припадає всього 9 %. На породи, що перебуваються на стадії генерації рідких ВВ, тобто нафтовому вікні (Tmax – 430–455°C, R_o – 0,95–1,05), – 58 %. Породи, що перебувають на стадії генерації і нафти і газу (газоконденсат або 'wet gas'), (Tmax – 455–470°C, R_o – 0,95–1,05 – 1,30–1,35), – 21 %. Частка порід, що генерують переважно "сухий" газ (Tmax – > 470°C, R_o – > 1,30–1,35), становить 12 %.

Tmax закономірно збільшуються із глибиною (рис. 7). Аналіз наведених даних показує, що зрілість нижньовізейських порід, яка відповідає початку генерації нафти досягається на глибинах 3500–3600 м, а основна генерація "сухого" газу відбувається на глибинах понад 4800–5000 м. Чіткої границі (за глибиною) між нафтовим вікном і вікном для генерації газоконденсату не спостерігаємо. Зауважимо, що багато значень на графіку дещо не відповідають загальній залежності і за глибини залягання 2200–2500 м мають підвищені значення Tmax від 435–448 °C. Це пов'язано з розміщенням свердловин, з яких відбирали зразки порід, в апікальних частинах антиклінальних піднять. Останні сформувалися вже після накопичення нижньовізейських відкладів.

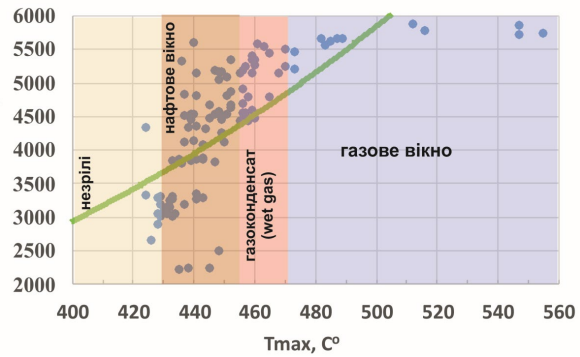


Рис. 7. Графік залежності параметра Tmax від глибини залягання нижньовізейських порід

Суттєвої зміни параметрів Tmax і R_o для верхньої частини (горизонти В-24-25) та нижньої частини (горизонти В-26-27) нижньовізейських відкладів не спостерігаємо. Значення Tmax і R_o дещо вище для нижньої частини, оскільки вона залягає на відносно більших глибинах. Латеральні відмінності у значеннях цих параметрів більш значні (рис. 8). Зокрема, для західної частини території досліджень значення Tmax змінюються від 424 °C до 452 °C, причому на породи з незрілою ОР припадає 11 %, а 89 % – відповідно, на породи, що містяться в нафтовому вікні. Подібну картину спостерігаємо і для порід, що відібрані в південній прибортовій зоні, де на незрілі породи припадає 25 %, а на породи, що генерують нафту, – 75 %; при цьому Tmax змінюються від 428°C до 443°C. На відміну від південної прибортової зони, нижньовізейські породи, розкриті свердловинами північної прибортової зони, характеризуються значно вищою термічною зрілістю. Зокрема, Tmax для північної прибортової зони змінюються від 424 °C до 515 °C, проте на зрілі породи припадає всього 5 %, на породи, що перебувають у нафтовому вікні, – 65 %, на породи, що розміщуються в умовах, сприятливих для формування нафти та газу ("wet gas"), – 25 %, і в газовому вікні перебувають 5 % порід. Це добре узгоджується з раніше отриманими результатами (Гавриш, 1989) стосовно того, що північна прибортова зона в ході геологічного розвитку зазнавала значно більшого занурення порівняно з південною.

Породи в межах центральних частин депресійних зон характеризуються найбільш різноманітними умовами генерації ВВ – від початкових етапів генерації нафту до піку утворення "сухого" газу. Tmax варіюються від 436 °C до 489 °C. Найбільша кількість вивчених зразків нижньовізейських порід цієї зони перебувають на етапі генерації ВВ газоконденсатного складу (46 %), близько 35 % – на стадії нафтового вікна, 19 % – на стадії генерації "сухого газу" (газове вікно). Найбільшою термічною зрілістю характеризуються нижньовізейські породи, що поширені в межах східної частини території. Тут визначені значення Tmax, які змінюються від 451°C до 555°C, що відповідає стадії конденсатоутворення, або "вологого" газу ("wet gas") (71 % вивчених зразків) і стадії утворення "сухого" газу (29 % вивчених зразків).

Отже, нижньовізейські породи в західній частині території і південній прибортовій зоні є або недозрілими для генерації ВВ, або перебувають на ранній стадії генерації нафти; однак жодний вивчений зразок не досягнув піку генерації нафти. Інша ситуація щодо північної прибортової, де 95 % вивчених зразків перебувають у стадії зрілості, достатньої для генерації ВВ. Близько 30 % з них за ступенем термічної зрілості відповідають піку генерацій нафти. Причому частина порід уже ввійшла у стадію зі сприятливими умовами для генерації нафти й газоконденсатів. Усі вивчені породи із центральної частини та східної частин території досліджень перебувають у сприятливих умовах для генерації ВВ, причому за ступенем зрілості переважна більшість вивчених зразків відповідає стадії продукування газоконденсатів.

З метою оцінки генераційного потенціалу нижньовізейських порід також було використано показники S_1 і S_2 і їхнє співвідношення між собою та з параметром ТОС. Найінформативнішим виявився індекс продуктивності (PI – Production Index), що відображає відношення кількісті вже утворених вільних ВВ (S_1) до суми вільних ВВ та ВВ, які можуть бути потенційно згенеровані у разі подальшого нагрівання (S_1+S_2). Фактично PI відображає ступінь термічної зрілості ОР і ступінь генерації ВВ (Bordenave et al., 1993; Espitalie, Deroo, & Marquis, 1985; Peters, & Cassa, 1994; Tissot, & Welte, 1984). Проте PI не враховує обсяги тих ВВ, які вже мігрували (Tissot, Welte, 1984). Отримані значення PI у нижньовізейських породах варіюються в широкому діапазоні, від 0,01 до 0,42, від недозрілих до суттєво зрілих, що добре ілюструють побудовані графіки залежності параметра PI від Tmax (рис. 9). Загалом визначені значення індексу PI за степенем реалізації генераційного потенціалу породи відображають такий розподіл: низький (PI < 0,1, незріла порода) – 15 %, середній (PI – 0,1–0,4, нафтове вікно і ВВ газоконденсатного типу) – 83 %, і високий (PI > 0,4–0,5, газове

вікно) – 2 %. Зазначимо, що не всі зразки, які віднесенні до групи з низьким PI, є незрілими. Детальний аналіз показав, що понад половини з них характеризуються низькими значеннями PI з інших причин. Зокрема, наведені дані однозначно свідчать про те, що вони перебувають, щонайменше, на етапі перезрілості. Ураховуючи це, дуже маленькі значення S_1 та S_2 обумовлені не низькими початковими генераційними властивостями порід, а практично повним вичерпанням їх вуглеводневого потенціалу. Ці породи не тільки вже не генерують жодних ВВ, навіть метанового ряду, а також і не вміщують їх. Тобто всі ВВ вже згенеровано і більшість з них мігрувала з породи, що пояснює мінімальні значення параметра S_1. Яскравим прикладом цього є дані щодо нижньовізейських порід, що відібрані у свердловині Харківцівська № 16, і які характеризуються такими параметрами: PI (0,01–0,14), S_1 (0,01–0,03), S_2 (0,01–0,19), Tmax (від 512°C до 555°C), (R_o > 1,8–2,0), глибина відбору 5730–5930 м). Подібну ситуацію спостерігаємо і для окремих зразків, що відібрані зі свердловин Зорківської, Луценківської, Липоводолинської й інших площ. У зв'язку із цим зразки порід із перезрілою ОР було виділено в окрему групу (рис. 10). Загалом наведені дані підтверджують, що ОР понад 85 % вивчених зразків ще здатна генерувати різні за фазовим станом ВВ.

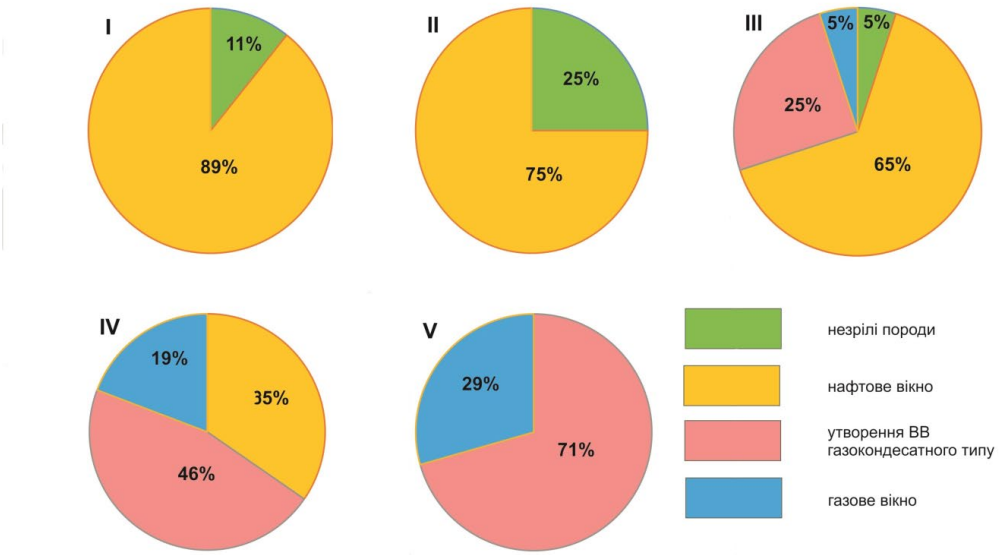


Рис. 8. Розподіл нижньовізейських порід за ступенем зрілості в межах різних структурно-тектонічних зон Удайсько-Сульського сегмента:
I – західна частина (Удайська сідловина); II – південна прибортова зона; III – північна прибортова зона; IV – центральні частини депресійних зон; V – східна частина (зона крупних валів і піднять)

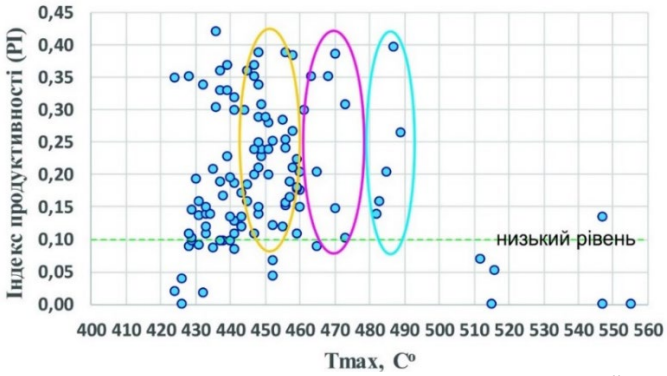


Рис. 9. Графік залежності параметру PI від Tmax у породах нижньовізейського комплексу, що відображає ступінь термічної зрілості ОР та ступінь генерації ВВ:
жовтий еліпс – пік генерації нафти; фіолетовий еліпс – пік генерації ВВ газоконденсатного типу; синій еліпс – пік генерації газу

Цікаві дані також дає аналіз графіка залежності значень PI від глибини залягання порід (рис. 11). Зокрема, лінія тренду чітко відображає максимум середніх значень PI в інтервалі глибин 4500–4550 м, що радше пов'язано з піком генерації ВВ газоконденсатного типу. Ще одна область збільшення середніх значень PI, але не така контрастна, фіксується в інтервалі глибин 5300–5350 м, що може бути обумовлено інтенсивним продукуванням ВВ суттєво газового складу.

Достатньо повне уявлення щодо якості вуглеводневого потенціалу порід за (Peters, 1986; Peters, & Cassa, 1994; Tissot, & Welte, 1984) дають результати аналізу залежності таких параметрів, як S_1 + S_2, до TOC. Відповідно до цих даних, що наведені на рис. 12 та табл. 2, нижньовізейські нафтогазоматеринські породи поділяють на такі класи: "бідні" – 25 %, "задовільні" – 30 %, "добрі" – 23 %, "дуже добрі" – 13 % і "чудові" – 9 %. Розподіл нижньовізейських порід на класи за ступенем генераційного потенціалу по структурно-тектонічних зонах наведено в табл. 2.

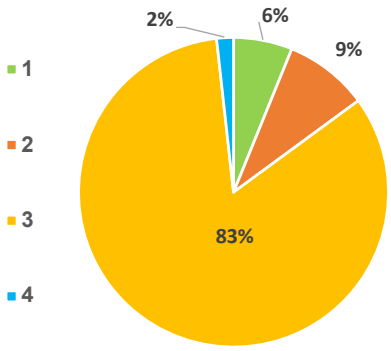


Рис. 10. Розподіл нижньовізейських порід за рівнем реалізації генераційного потенціалу на основі індексу PI:
1 – низький (PI < 0,1, незріла порода); 2 – низький (PI < 0,1, перезріла порода);
3 – середній (PI – 0,1–0,4, нафтове вікно і ВВ газоконденсатного типу); 4 – високий (PI > 0,4–0,5, газове вікно)

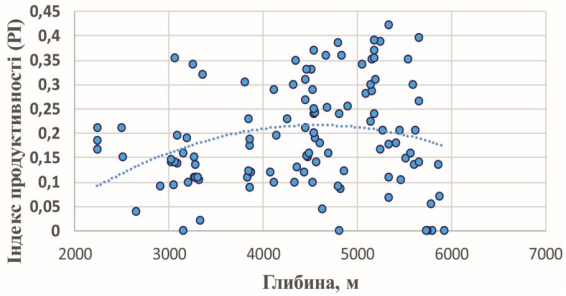


Рис. 11. Графік залежності параметру PI від глибини залягання порід нижньовізейського комплексу

З табл. 2 видно, що найбільший відсоток порід, які належать до класу "бідні", зафіксовано у зразках зі східної частини району робіт та із центральних частин депресійних зон – 37 та 35 % відповідно. Водночас у західній частині, де породи характеризуються загалом низьким ступенем катагенетичних перетворень, на цей клас припадає всього 4 %. Можна припустити, що, як випадку з низькими значеннями PI, віднесення значної частини вивчених зразків до класу "бідні" обумовлено не низьким початковим генераційним потенціалом, а пов'язано з їхнім виснаженням протягом геологічної історії. Це пояснює і достатньо низький вміст у нижньовізейських породах водню, оскільки значна частина його була втрачена під час генерації рідких ВВ. Концентрація таких порід у східній частині району робіт та центральних частинах депресійних зон може свідчити про те, що саме ці зони були основними осередками генерації ВВ у межах Удайсько-Сульського сегмента ДДЗ.

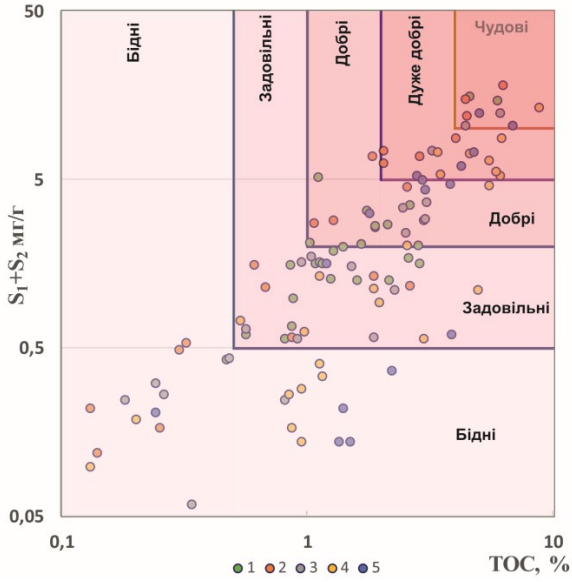


Рис. 12. Класи нижньовізейських нафтогазоматеринських порід на основі співвідношення таких параметрів, як $S_1 + S_2$ до TOC. Розподіл зразків відповідно до структурно-тектонічних зон:
1 – західна частина (Удайська сідловина); 2 – південна прибортова зона; 3 – північна прибортова зона; 4 – центральні частини депресійних зон; 5 – східна (зона крупних валів і піднять)

Таблиця 2

Розподіл за класами нижньовізейських нафтогазоматеринських порід відповідно до структурно-тектонічних зон Удайсько-Сульського сегмента ДДЗ

Структурно-тектонічні зони	Класи нафтогазоматеринських порід, %				
	"Бідні"	"Задовільні"	"Добрі"	"Дуже добрі"	"Чудові"
Західна частина (Удайська сідловина)	4	52	37	0	7
Південна прибортова зона	24	24	24	14	14
Північна прибортова зона	29	33	23	5	10
Центральні частини депресійних зон	35	27	8	26	4
Східна зона крупних валів і піднять	37	11	20	21	11
Удайсько-Сульський сегмент (загалом)	**25**	**30**	**23**	**13**	**9**

Дискусія і висновки

Проведені дослідження надають нову інформацію щодо геохімічних характеристик нижньовізейських порід і їхнього генераційного потенціалу. Вивчення мінерального складу нижньовізейського комплексу показало, що карбонатні породи характеризуються більш сталим мінеральним складом порівняно з глинистими. Значне поширення нижньовізейських карбонатних порід із високим умістом кальциту та їхніх силітизованих різновидів із підвищеною крихкістю сприятиме застосування гідророзриву. Натомість аналіз мінерального складу глинистих утворень пояснює їхню низьку крихкість, а їх пластичність обумовлена високим умістом каолініту у їхньому складі.

Нижньовізейські відклади в межах Удайсько-Сульського сегмента ДДЗ характеризуються наявністю порід із достатньо високим умістом ОР. Загальний уміст органічного вуглецю (TOC) в нижньовізейських породах змінюється від 0,03 до 8,77 %, за середнього вмісту 2,18 %. Причому на породи з TOC > 2 % ("дуже багаті" та "чудові") припадає понад 40 % визначень. Зафіксовано чітку латеральну закономірність, що полягає у зменшенні значень TOC від осьової зони западини до її бортів і на захід від центральної частини Срібненської депресії. Проте найменші показники TOC визначені для "чистих" вапняків, що формують ядерні частин органогенних споруд, а найвищі – для чорних бітумінозних глибоководних аргілітів.

Аналіз співвідношень кисневого (OI) та водневого (HI) індексів, виконаний із використанням модифікованої

діаграми Ван Кревелена, показав наявність у зразках нижньовізейських порід усіх типів керогену – від I до IV типів. Встановлено, що у їхньому складі переважає кероген змішаного II–III (43 % визначень), та I–II (27 % визначень) типів. Кероген III і IV типів становить 16–17 % та 12–13 % визначень, відповідно. Такий розподіл ОР за типами керогену свідчить про те, що породи здатні генерувати широкий спектр ВВ від нафти до газу. Виявилося, що вміст керогену II типу, що сприятливий для генерації рідких вуглеводнів, у породах комплексу значно вищий, ніж це вважали раніше. Кероген I–II типів притаманний горизонтам В-24-25 (до 30 %). Натомість горизонти В-26-27 містять переважно кероген III та змішаного II–III типів. Латерально породи з керогеном I–II типу локалізуються в межах центральних частин Срібненської і Жаданівської депресій та в зонах їхнього облямування. Породи з керогеном III типу локалізуються переважно в західній частині території досліджень і частково в прибортових частинах западини.

За параметром Tmax і коефіцієнтом відбиття вітриніту (R_o) породи нижньовізейського комплексу перебувають на різних стадіях зрілості – від незрілих до перезрілих (пізньої стадії зрілості). Причому на незрілі породи припадає всього 9 %, на породи, що перебувають у межах нафтового вікна, – 58 %, на породи, що знаходяться на стадії генерації ВВ газоконденсатного типу ("вологий" газ), – 21 %, і на породи, що генерують переважно "сухий" газ ('dry gas'), – 12 %. Встановлено, що зрілість нижньовізейських порід, яка відповідає початку генерації нафти, досягається на глибинах 3500–3600 м, а основна генерація "сухого" газу відбувається на глибинах понад 4800–5000 м. Чіткої границі за глибиною між нафтовим вікном і початком генерації вуглеводнів газоконденсатного типу не спостерігається. Найбільшими значеннями Tmax, а відповідно і термічної зрілості, характеризуються породи нижньовізейського комплексу, що локалізуються в межах східної частини території, де вони перебувають на стадіях "вологого" і "сухого" газу. Породи центральних частин депресій характеризуються найбільш різноманітними умовами генерації ВВ, від початкових етапів генерації нафту до піку утворення "сухого" газу. Найбільша кількість вивчених зразків із цих частин перебувають на етапі генерації ВВ газоконденсатного складу ("вологого" газу). Для порід північної прибортової зони Tmax змінюються від 438°C до 515°C, при цьому всі породи здатні генерувати ВВ – у нафтовому вікні перебувають 65 % порід, в умовах сприятливих для формування газоконденсату ('wet gas') – 25 %, у газовому вікні – 5 %. Найменш зрілими є породи з показниками Tmax від 424°C до 452°C. Це незрілі породи і породи, що перебувають у "нафтовому" вікні, які поширені в Удайській сідловині і південній прибортовій зоні.

Генераційний потенціал нижньовізейських порід відповідно до індексу продуктивності (PI) такий: низький (PI < 0,1, незріла порода) – 6 %, низький (PI < 0,1, перезріла порода) – 9 %, середній (PI – 0,1–0,4, нафтове вікно і ВВ газоконденсатного типу) – 83 % і високий (PI > 0,4–0,5, газове вікно) – 2 %. Це свідчить про те, що ОР нижньовізейських порід (понад 85 % вивчених зразків) зберігає здатність генерувати різні за фазовим станом ВВ. Важливим є встановлення наявності у відкладах нижньовізейського комплексу перезрілих порід. Такі породи характеризуються високими значеннями Tmax (> 500°C, R_o > 1,9–2,0), низькими значеннями S_1 (< 0,1–0,2), S_2 (< 0,2–0,4) та параметру PI (< 0,1) і TOC > 1,0. Ці параметри вказують на те, що первинно багата ОР порода повністю вичерпала свій генераційних потенціал. Наявність таких порід встановлено в межах східної частини району досліджень і на окремих площах центральних частин депресійних зон. Ураховуючи глибини залягання зазначених порід, можна стверджувати, що критична межа завершення продукування ВВ для нижнього візе становить приблизно 5700–6000.

Отже, загальний генераційний потенціал нижньовізейських порід оцінено як "добрий" і "дуже добрий". Комбінація таких параметрів, як геохімічні властивості, вміст і ступінь термічної зрілості ОР створюють сприятливі умови для формування скупчень нафти і газу як традиційного, так і нетрадиційного типів у межах майже всієї території Удайсько-Сульського сегмента ДДЗ за винятком окремих ділянок у межах прибортових зон і західної частини Удайської сідловини. Висока термічна зрілість і геохімічні показники ОР з урахуванням загальної геологічної будови території, дають змогу передбачати те, що основна частина ВВ нижньовізейського комплексу в Удайсько-Сульському сегменті ДДЗ згенерована місцевими збагаченими ОР породами без суттєвої міграції ВВ з інших комплексів. Можна припускати, що принаймні частина покладів, які розташовані стратиграфічно вище, була сформована внаслідок міграції ВВ з нижньовізейських нафтогазоматеринських порід.

Внесок авторів: Вакарчук Сергій – концептуалізація, методологія, формальний аналіз, написання (оригінальна чернетка), написання (перегляд і редагування); Данило Вакарчук – методологія, валідація даних, інтерпретація даних, написання (перегляд і редагування).

Джерела фінансування. Автори заявляють про відсутність зовнішнього фінансування для проведення цього дослідження та підготовки рукопису до публікації.

Список використаних джерел

Айзенверг, Д. Е. (Ред). (1988). *Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия*. Наукова думка.

Вакарчук, Г. И., Винниченко, Л. Г., & Кононенко, Л. П. (1990). Новая схема индексации и корреляции продуктивных горизонтов нижнего карбона ДДВ. *Геологический журнал*, 6, 109–115.

Вакарчук, С. Г. (2003). *Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю*. Центр науково-технічної інформації.

Вакарчук, С. Г., Зейкан, О. Ю., Довжок, Т. Є., Михайлов, В. А., Гладун, В. В., Швидкий, О. А., Вижва, С. А., Філюшкін, К. К., Харченко, М. В., Кабишев, Ю. Б., & Башкіров, Г. Л. (2013). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: Кн. 5. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти у Східному нафтогазоносному регіоні України*. ТОВ "ВТС Принт".

Вакарчук, С. Г., Довжок, Т. Є., Філюшкін, К. К., Кабишев, Ю. Б., Гладун, В. В., Максимчук, П. Я., Харченко, М. В., Башкіров, Г. Л., Вертюх, А. М., Данишурка, Н. А., Кичка, О. А., & Холодних, А. Б. (2014). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: Кн. 6. Перспективи освоєння ресурсів газу ущільнених порід у Східному нафтогазоносному регіоні України*. ТОВ "ВТС Принт".

Гавриш, В. К. (Ред). (1989). *Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие рифтогенов*. Наукова думка.

Кабышев, Б. П., Кабышев, Ю. Б., Кривошеев, В. Т., Пригарина, Т. М., & Ульмишек, Г. Ф. (1999). Нефтегазогенерационные свойства пород палеозоя ДДВ по данным пиролиза на установке "РОК-ЭВАЛ". *Доповіді НАНУ*, 12, 112–117.

Кабишев, Ю. Б. (2003). *Закономірності генерації і прогноз скупчень газу центральнобасейнового типу в Дніпровсько-Донецькій западині* [Неопубл. дис. канд. геол. наук]. Інститут геологічних наук НАН України.

Карпенко, І. О. (2015). Трансгресивні секвенції XIV мікрофауністичного горизонту в межах центральної частини північного заходу Дніпровсько-Донецького басейну в зв'язку з пошуком скупчень сланцевого газу. *Нафтогазова галузь України*, 2, 14–18.

Лукин, А. Е. (1997). *Литогеодинамические факторы нефтегазоносности в авлакогенных бассейнах*. Наукова думка.

Лукин А. Е. (2010). Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США). *Геологічний журнал*, 3, 17–33.

Лукин, А. Е. (2011). Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена. *Геологічний журнал*, 1, 21–41. https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2011.1.139149

Лукин, А. Е., & Вакарчук, С. Г. (1999). Турнейско-нижневизейский рифогенно-карбонатный комплекс Днепровско-Донецкой впадины и общие проблемы формирования раннекаменноугольных нефтегазоносных рифов. *Геологічний журнал*, 2, 21–33.

Лукин, А. Е., Вакарчук, С. Г, & Коржнев, П. М. (2001). Турнейско-ранневизейский тектоно-седиментационный комплекс Днепровско-Донецкого авлакогена. *Геологічний журнал*, 1, 7–16.

Макогон, В. В. (2008). Фаціальні типи та зональність візейських нафтогазоносних відкладів центральної частини ДДЗ. *Збірник наукових праць Інституту геологічних наук НАН України,* 1, 96–103. https://doi.org/10.30836/igs.2522-9753.2008.152442

Мачуліна, С. О. (2016). *Геологія та нафтогазоносність доманікоїдних відкладів* [Дис. д-ра геол. наук, Інститут геологічних наук НАН України]. https://uacademic.info/ua/document/0516U000930#google_vignette

Михайлов, В. А., Вакарчук, С. Г., Зейкан, О. Ю., Касянчук, С. В., Куровець, І. М., Вижва, С. А., Коваль, А. М., Крупський, Ю. З., Гладун, В. В., Чепіль, П. М., Стрижак, В. П., & Кульчицька, Г. О. (2014). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: Кн. 8. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України.* "Ніка-Центр".

Михайлов, В., Вакарчук, С., Вижва, С., Загнітко, В., Коваль, А., Крупський, Ю., Куровець, І., & Харченко, М. (2021). Перспективи нарощування ресурсної бази вуглеводнів України за рахунок нетрадиційних джерел. ВПЦ "Київський університет".

Огар, В. В. (2012). Візейські кременисті породи США та України: поширення, генезис та нафтогазоносність. *Збірник наукових праць Інституту геологічних наук НАН України*, 5, 143–151. http://dx.doi.org/10.30836/igs.2522-9753.2012.150039

Bordenave, M. L., Espitalie, J., Leplat, P., Oudin, J. L., & Vandenbroucke, M. (1993). Screening tecniques for source rock evaluation. In *M. L. Bordenave (Ed.), Applied Petroleum Geochemistry* (pp. 219–224). Editions Technip.

Espitalie, J., Deroo, G., & Marquis, F., (1985). La pyrolyse Rock-Eval et ses applications – premiere/deuxième partie. *Revue de l´Institut Francais du Petrole*, 40(5–6), 563–579.

Law, B. E., Ulmishek, G. F., Kabyshev, B. P., Pashova, N. T., & Krivsheya, V. A. (1998). Basin-central gas evaluated in Dnieper-Donets basin, Donbas foldbelt, Ukraine. *Oil and Gas Jonural*, 23, 74–78.

Misch, D., Sachsenhofer, R. F., Bechtel, A., Gratzer, R., Gross, D., & Makogon, V. (2015). Oil/gas-source rock correlations in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine): New insights into the petroleum system. *Marine and Petroleum Geology*, 67, 720–742. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.07.002

Misch, D., Gross, D., Mahlstedt, N., Makogon, V., & Sachsenhofer, R. F. (2016). Shale gas/shale oil potential of upper Visean Black Shales in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine). *Marine and Petroleum Geology*, 75, 203–219. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.04.017

Misch, D., Wegerer, E., Gross, D., Sachsenhofer, R. F., Rachetti, A., & Gratzer, R. (2018). Mineralogy and facies variations of Devonian and Carboniferous shales in the Ukrainian Dniepr-Donets Basin. *Austrian Journal of Earth Sciences*, 111(1), 15–25. https://doi.org/10.17738/ajes.2018.0002

Peters, K. E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 70, 318–329

Peters, K., & Cassa, M. (1994). Applied source rock geochemistry. In L. B. Magoon, W. G. Dow (Eds.), *The Petroleum System from Source to Trap: AAPG Memoir* (vol. 60, pp. 93–117). https://www.researchgate.net/profile/Kenneth-Peters/publication/267838577_I_Applied_Source_Rock_Geochemistry/links/54fb421f0cf270426d0dcabd/I-Applied-Source-Rock-Geochemistry.pdf

Ratnayake, A. S., Kularathne, C. W., & Sampei, Y. (2018). Assessment of hydrocarbon generation potential and thermal maturity of the offshore Mannar Basin, Sri Lanka. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8, 641–654. https://doi.org/10.1007/s13202-017-0408-1

Sachsenhofer, R., Shymanovskyy, V., Bechtel, A., Gratzer, R., & Horsfield, B. (2010). Palaeozoic source rocks in the Dniepr–Donets basin, Ukraine. *Petroleum Geoscience*, 16(4), 377–399. https://doi.org/10.1144/1354-079309-032

Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag. https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8

References

Bordenave, M. L., Espitalie, J., Leplat, P., Oudin, J. L., & Vandenbroucke, M. (1993). Screening tecniques for source rock evaluation. In *M. L. Bordenave (Ed.), Applied Petroleum Geochemistry* (pp. 219–224). Editions Technip.

Espitalie, J., Deroo, G., & Marquis, F., (1985). La pyrolyse Rock-Eval et ses applications – premiere/deuxième partie. *Revue de l´Institut Francais du Petrole*, 40(5–6), 563–579.

Eisenverg, D. E. (Ed). (1988). *Geology and oil and gas potential of the Dnieper-Donets Basin. Stratigraphy*. Naukova dumka [in Russian].

Gavrish, V. K. (Ed). (1989). *Geology and oil and gas potential of the Dnieper-Donets Basin. Deep structure and geotectonic development of rifts.* Naukova dumka [in Russian].

Kabyshev, B. P., Kabyshev, Y. B., Krivosheev, V. T., Prigarina, T. M., & Ulmishek, G. F. (1999). Oil-gas-generating characteristics of Paleozoic rocks of the Dniepr-Donets Basin based on Rock-Eval pyrolysis. *Rep. Natl. Acad. Sci. Ukr.* 12, 112–117 [in Russian].

Kabyshev, Y. B. (2003). The peculiarities of gas generation of a central-basin type and evaluation of its accumulations in the Dnieper-Donets Basin. [Unpublished PhD dissertation (Geol.)]. Institute of Geological Sciences, National Academy of Sciences of Ukraine [In Ukrainian].

Karpenko, O.I. (2015). Transgressive sequences of XIV microfaunal horizon within the central part of the north-western Dnipro-Donetsk Basin related to the search of shale gas accumulations. *Oil and Gas Industry of Ukraine*, 2, 14–18.

Law, B. E., Ulmishek, G. F., Kabyshev, B. P., Pashova, N. T., & Krivsheya, V. A. (1998). Basin-central gas evaluated in Dnieper-Donets basin, Donbas foldbelt, Ukraine. *Oil and Gas Jonural*, 23, 74–78.

Lukin, A. Y. (1997). *Lithogeodynamic factors of hydrocarbon accumulation in rift basins*. Naukova dumka [in Russian].

Lukin, A. Y. (2010). Shale gas and its commercial potential in Ukraine Paper 1. The current state of shale gas problem (in the light of experience of its resources development in USA). *Geological journal* 3, 17–33 [in Russian]. https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2011.1.139149

Lukin, A. Ye. (2011). Shale gas potential of Dnieper-Donets aulacogen. *Geological journal*, 1, 21–41 [in Russian]. https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2011.1.139149

Lukin, A. Y., & Vakarchuk, S.G. (1999). Tournaisian-Lower Visean reef-carbonate complex of the Dnieper-Donets Basin and general problems of the formation of early carboniferous oil and gas reefs. *Geological journal*, 2, 21–33 [in Russian].

Lukin, A. Y., Vakarchuk, S. G., & Korzhnev, P. M. (2001). Tournaisian-Early Visean tectonic-sedimentary complex of the Dnieper-Donets aulacogen. *Geological journal*, 1, 7–16 [in Russian].

Makogon, V. V. (2008). Facies types and zonation of the Visean oil and gas bearing deposits of the central part of the DDB. *Collection of scientific works of the Institute of Geological Sciences of the NAS of Ukraine*, 1, 96–103 [In Ukrainian]. https://doi.org/10.30836/igs.2522-9753.2008.152442

Machulina S.A. (2016). Geology and oil-gas-bearing of domanik-like sediments [Doctoral dissertation, Institute of Geological Sciences, National Academy of Sciences of Ukraine] [In Ukrainian]. https://uacademic.info/ua/document/0516U000930#google_vignette

Misch, D., Sachsenhofer, R. F., Bechtel, A., Gratzer, R., Gross, D., & Makogon, V., (2015). Oil/gas-source rock correlations in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine): New insights into the petroleum system. *Marine and Petroleum Geology*, 67, 720–742. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.07.002

Misch, D., Gross, D., Mahlstedt, N., Makogon, V., & Sachsenhofer, R. F. (2016). Shale gas/shale oil potential of upper Visean Black Shales in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine). *Marine and Petroleum Geology*, 75, 203–219. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.04.017

Misch, D., Wegerer, E., Gross, D., Sachsenhofer, R. F., Rachetti, A., & Gratzer, R. (2018). Mineralogy and facies variations of Devonian and Carboniferous shales in the Ukrainian Dniepr-Donets Basin. *Austrian Journal of Earth Sciences*, 111(1), 15–25. https://doi.org/10.17738/ajes.2018.0002

Mykhailov, V. A., Vakarchuk, S. G., Zeykan, O. Yu., Kasyanchuk, S. V., Kurovets, I. M., & Vyzhva, S. A. (2014). *Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. Book 8: Theoretical substantiation of unconventional hydrocarbon resources of sedimentary basins of Ukraine*. "Nika Center" [In Ukrainian].

Mykhailov, V., Vakarchuk, S., Vyzhva, S., Zagnitko, V., Krupskyy, Y., Koval, A., Kurovets, I., & Kharchenko, M. (2021). *Prospects for increasing the resource base of hydrocarbons of Ukraine due to unconventional sources*. Publisher: National Taras Shevchenko University of Kyiv [In Ukrainian].

Ogar, V. V. (2012). The Visean siliceous rocks of the USA and Ukraine: distribution, genesis and oil and gas content. *Collection of scientific works of the Institute of Geological Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 5, 143–151 [In Ukrainian]. http://dx.doi.org/10.30836/igs.2522-9753.2012.150039

Peters, K. E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 70, 318–329

Peters, K., & Cassa, M. (1994). Applied source rock geochemistry. In L. B. Magoon, W. G. Dow (Eds.), *The Petroleum System from Source to Trap: AAPG Memoir* (vol. 60, pp. 93–117). https://www.researchgate.net/profile/Kenneth-Peters/publication/267838577_I_Applied_Source_Rock_Geochemistry/links/54fb421f0cf270426d0dcabd/I-Applied-Source-Rock-Geochemistry.pdf

Ratnayake, A. S., Kularathne, C. W., & Sampei, Y. (2018). Assessment of hydrocarbon generation potential and thermal maturity of the offshore Mannar Basin, Sri Lanka. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8, 641–654. https://doi.org/10.1007/s13202-017-0408-1

Sachsenhofer, R., Shymanovskyy, V., Bechtel, A., Gratzer, R., & Horsfield, B. (2010). Palaeozoic source rocks in the Dniepr–Donets basin, Ukraine. *Petroleum Geoscience*, 16(4), 377–399. https://doi.org/10.1144/1354-079309-032

Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag. https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8

Vakarchuk, G. I. Vinnichenko, L. G., & Konjnenko, L. P. (1990). A new scheme for indexing and correlating productive horizons of the Lower Carboniferous of the DDB. *Geological journal*, 6, 109–115 [in Russian].

Vakarchuk, S. G. (2003). *Geology, lithology and facies of carbonate deposits of the Visean stage of the central part of the Dnieper-Donetz Basin*

and their relation to petroleum potential. Center for Scientific and Technical Information [In Ukrainian]

Vakarchuk, S. G., Zeikan, O. J., Dovzhok, T. E., Mykhailov, V. A., Gladun, V. V., Shvidkiyy, O. A., Vyzva, S. A., Filyushkin, K. K., Kharchenko, M. V., Kabyshev, Y. B., & Bashkirov, G. L. (2013). *Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. Monograph. Book 5: Development potential of shale gas and shale oil resources in the east Ukraine petroleum province*. LLC "VTS Print" [In Ukrainian].

Vakarchuk, S. G, Dovzhok, T. E., Filyushkin, K. K., Kabyshev, Y. B., Gladun, V. V., Maksimchuk, P. Y., Kharchenko, M. V, Bashkirov, G. L., Vertyukh, A. M., Danyshurka, N. A., & Holodnykh, A. B. (2014). *Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. Book 6: Development potential of tight gas resources in the East Ukraine petroleum province*. LLC "VTS Print" [In Ukrainian].

Отримано редакцією журналу / Received: 10.04.26
Прорецензовано / Revised: 10.07.26
Схвалено до друку / Accepted: 02.09.26
Опубліковано / Published: 30.09.26

Sergii VAKARCHUK, PhD (Geol.)
ORCID ID: 0009-0004-2435-2737
e-mail: svgoilgas@gmail.com
Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

Danylo VAKARCHUK, Student
ORCID ID: 0009-0000-9155-0638
e-mail: danylo.vakarchuk@ukr.net
Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS, THERMAL MATURITY AND GENERATION POTENTIAL OF ROCKS IN THE LOWER VISÉAN COMPLEX OF THE UDAY-SULA SEGMENT OF THE DNIPRO-DONETS BASIN

Background. ***One of the most important aspects of discovering new deposits of traditional and development of unconventional hydrocarbon accumulations in Ukraine is a comprehensive study of the geochemical characteristics and determination of the generation potential of the rocks comprising potential prospective targets, namely the Lower Viséan complex deposits within the Uday-Sula segment of the Dnipro-Donets Basin.***

Methods. ***The studies carried out included: determination of geochemical parameters and thermal maturity of rocks using the Rock-Eval technology, determination of organic matter composition and the reflectance ratio of vitrinite, investigation of mineral composition based on X-ray diffraction analysis, as well as microscopic examination of thin sections.***

Results. ***The main qualitative and quantitative geochemical parameters of the Lower Viséan rocks have been determined. The presence of rocks enriched in organic matter has been established. It has been found that two main types of kerogen predominate in the Lower Viséan rocks: types II–III and I–II. The thermal maturity of the rocks is sufficient in most samples to generate oil, gas condensate-type hydrocarbons and even 'dry' gas.***

Conclusions. ***The studies conducted have shown that the overall generation potential of the Lower Viséan rocks can be assessed as good to very good. The combination of parameters such as geochemical properties, organic matter content and degree of thermal maturity creates favourable conditions for the formation of conventional and unconventional oil and gas accumulations across virtually the entire territory of the Uday-Sula segment in the Dnipro-Donets Basin.***

Keywords: ***sedimentary rock, organic matter, Lower Carboniferous, hydrocarbon generation, Ukraine.***

Декларація про генеративний штучний інтелект та технології, що використовують штучний інтелект. Під час підготовки цієї статті автори не використовували інструменти штучного інтелекту.

Declaration of Generative AI and AI-Assisted Technologies. During the preparation of this work, the authors did not use artificial intelligence tools.

Етична декларація. Дослідження є теоретичним аналізом відкритих джерел і не передбачає безпосередньої взаємодії з людьми чи тваринами. Відповідно, отримання спеціального етичного висновку для такого типу дослідження не потрібно.

Ethical Statement. This study is a theoretical analysis of public sources and does not involve direct interaction with humans or animals. Accordingly, formal ethical approval was not required for this type of research.

Автори заявляють про відсутність конфлікту інтересів. Спонсори не брали участі в розробленні дослідження; у зборі, аналізі чи інтерпретації даних; у написанні рукопису; в рішенні про публікацію результатів.

The authors declare no conflicts of interest. The funders had no role in the design of the study; in the collection, analyses or interpretation of data; in the writing of the manuscript; in the decision to publish the results.