

УДК: 622.11: 550.4 (477)
DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.106.04>

Богдан КРУГЛОВ¹, магістр
ORCID: 0000-0002-7899-2957
e-mail: bkr12@ukr.net

Сергій ЛЕВОНЮК², д-р філософії (науки про Землю)
ORCID: 0000-0002-4073-8152
e-mail: sergii.levonyuk@gmail.com

Святослав ЮРАС³, асп.
ORCID: 0009-0004-4715-2914
e-mail: svyuras@gmail.com

Іван КАРПЕНКО^{4,5}, канд. геол. наук
ORCID: 0000-0001-7753-9010
e-mail: karpenko.i.geoscience@gmail.com

¹Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

²УкрНДІгаз, філія АТ "Укргазвидобування", Київ, Україна

³Інститут геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України, Київ, Україна

⁴АТ "Укргазвидобування", Київ, Україна

⁵Інститут геохімії, мінералогії та рудоутворення ім. М. П. Семененка НАН України, Київ, Україна

ОГЛЯД ВІЗЕЙСЬКИХ КОЛЕКТОРІВ НЕТРАДИЦІЙНОГО ТИПУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ ТА ПОРІВНЯННЯ З ПІВНІЧНОАМЕРИКАНСЬКИМИ НЕТРАДИЦІЙНИМИ ФОРМАЦІЯМИ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, ст. дослідником О. І. Меньшовим)

Вступ. Сучасний прогрес видобутку вуглеводнів зі сланцевих і щільних порід, а саме вдосконалення технологій горизонтального буріння та проведення багатостадійного гідророзриву пласта за економічно обґрунтованими вартостями, відкриває нові горизонти для розвідки та розробки нафти і газу в усьому світі. Важливість сланцевої нафти і газу викликала інтерес у всьому світі після великого успіху видобутку в Північній Америці. Пропонована стаття є продовженням серії публікацій, присвячених вивченню візейських нетрадиційних колекторів у межах Дніпровсько-Донецької западини. У ній розглянуто візейські відклади, а саме нижньовізейська карбонатна плита XIII МФГ (горизонти В-24-25), та "рудівські верстви", кременисті кальцитизовані збагачені на органіку сланці (В-23) у межах виявлених перспективних зон Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), що оцінюються щодо потенціалу розробки нетрадиційних колекторів, використовуючи метод аналогії з успішними Північноамериканськими формаціями.

Методи. Порівнювались ключові геологічні та геохімічні показники з обраними аналогами, а саме: геологічний вік, умови осадконакопичення, літологія і товщина відкладів, геохімічні дані (загальний вміст органічного вуглецю (ТОС), коефіцієнт відбиття вітриніту (Ro), генераційні властивості порід згідно із піролітичними дослідженнями та зрілістю породи), мінералогічний склад і пористість.

Результати. Відповідно до проведеного дослідження, візейські нетрадиційні відклади ДДЗ чітко корелюють з найпродуктивнішими родовищами газу з нетрадиційних колекторів (сланці, збагачені органікою карбонати) в Північній Америці. Глибина залягання та геологічне положення візейських нетрадиційних об'єктів загалом зіставні з Північноамериканськими аналогами або дещо вищі за них, зважаючи на наявні дані; товщини відкладів перебувають у схожих діапазонах. З позиції мінералогічного складу, а саме за даними рентгено-структурного аналізу (XRD), рудівські верстви схожі до сланців Барнетт і Вудфорд, карбонатні горизонти В-24-25 відповідають формації Ігл-Форд. Високий середній вміст ТОС для горизонту В-23 (до 10 % ваг.) можна порівняти зі сланцями Баккен і Вудфорд.

Висновки. Геологічні та геохімічні параметри візейських горизонтів, розглянутих у цій роботі, є багатонадійними з погляду перспектив розробки нетрадиційних колекторів для збільшення енергоресурсної бази України. Однак для того, щоб з упевненістю зробити висновки щодо економічної рентабельності розробки досліджуваних об'єктів, необхідне детальніше вивчення з урахуванням результатів буріння та випробування після проведення багатостадійного гідралічного розриву порід.

Ключові слова: материнська порода, нетрадиційні колектори, загальний вміст органічного вуглецю, сланцевий газ, рудівські верстви, термальна зрілість.

Вступ

Нині в Україні існує проблема, що стосується розроблення шляхів щодо швидкого нарощування енергетичної ресурсної бази країни. Як відомо, більшість антиклінальних структур у межах ДДЗ уже ідентифіковано, значна кількість родовищ унаслідок обводненості поступово втрачає свій потенціал. Методи інтенсифікації не завжди підвищують видобуток до бажаного рівня, а перехід на зелену енергетику буде поступовим та, на жаль, довготривалим процесом. Тож тепер для розв'язання проблеми збільшення енергоресурсів звертають дедалі більшу увагу на розробку колекторів нетрадиційного типу. З розвитком сучасних технологій видобутку, серед яких багатостадійний гідралічний розрив порід, удосконалення технології горизонтального буріння, прогрес у лабораторних аналізах зернового матеріалу тощо, починаючи з 2011 р., набуває популярності й розмаху розроблення нетрадиційних і щільних колекторів (рис. 1).

Як відомо, нетрадиційний поклад вуглеводнів – це нафтогазоматеринська порода, колектор і пастка одночасно. Колектор має характерну низьку пористість і проникність (Вижва та ін., 2019). У ролі колектора слугують зазвичай сланцеві або щільні карбонатні відклади. Нетрадиційні поклади істотно вплинули на видобування нафти та газу в таких країнах, як США, Аргентина, Канада, Китай, Саудівська Аравія та ін.

Саме розроблення колекторів нетрадиційного типу сприяло енергетичній "революції" у США, де вже в 2018 р. кількість пробурених горизонтальних свердловин перевищила кількість вертикальних і нині має колосальну перевагу (рис. 2). Видобуток сланцевого газу та нафти у країні збільшився з < 5 млрд куб. футів на добу сухого газу та < 0,5 млн барелів нафти на добу у 2005 р. до 65 млрд куб. футів на добу сухого газу та > 7,0 млн барелів на добу у 2018 р. (Energy Information Administration, 2019).

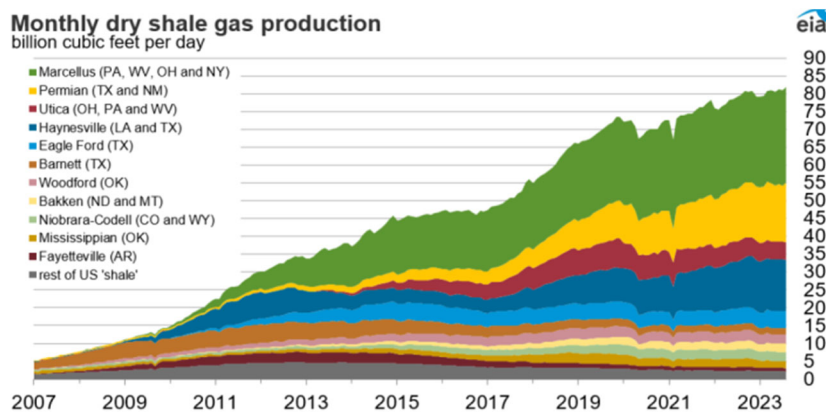


Рис. 1. Діаграма видобутку сланцевого газу в США
(Energy Information Administration, 2019)

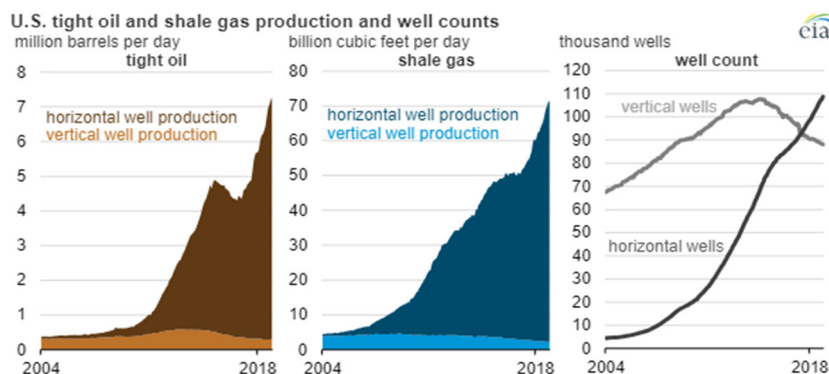


Рис. 2. Діаграма видобутку нафти та газу з колекторів нетрадиційного типу та масштаби горизонтального буріння в США
(Energy Information Administration, 2019)

Розробка сланцевого газу в США є наслідком поєднання багатьох сприятливих факторів. Це геологічні та природні умови, а також володіння передовими технологіями. Політика заохочення розвитку сланцевого газу є адекватною, синхронною, детальною та прозорою. Вона спрямована на захист довкілля та створення довіри і прийняття у громадськості. Це також вимагає розвиненої інфраструктури, включно з мережею трубопроводів для транспортування та розподілу природного газу, що сприяють зниженню собівартості. Бум сланцевого газу в США став потужним каталізатором для інших країн, що мають його потенційні ресурси. Визнаючи важливість природного газу як джерела енергії перехідного періоду, уряди кількох країн мають значні стимули для того, щоб повторити успіх США у своїх країнах. Досвід Сполучених Штатів у розвідуванні, розробці та видобутку сланцевого газу може бути корисним для інших країн у розвитку власної газовидобувної галузі. Аналіз і порівняння умов, що сприяють розробці сланцевого газу в країнах/зонах, які мають потенційні ресурси сланцевого газу та бажання розробляти сланцевий газ, покаже потенціал розвитку зазначених ресурсів у цих країнах/зонах. Крім того, у багатьох нещодавніх дослідженнях нетрадиційних покладів нафти і газу, щодо яких бракує надійних даних (напр., у Пакистані, Австралії та Китаї, а також у США), у ролі аналогів використовують сланцеві родовища Сполучених Штатів (De Silva et al., 2015; Sohail et al., 2022; Li et al., 2020). Спираючись на фактори, що сприяють успіху сланцевого газу в США, ми проаналізували й оцінили умови для розвідки та розробки нетрадиційних колекторів в Україні, а саме в ДДЗ. Пропонована стаття є продовженням серії публікацій, присвячених вивченню візейських нетрадиційних колекторів у межах Дніпровсько-

Донецької западини (Iuras et al., 2023, 2024; Levoniuk et al., 2023, 2024; Kruhlov et al., 2023).

Багато досліджень було зосереджено на структурах пор, середовищах розробки та розподілення колекторських властивостей у щільних нафтогазоносних породах багатьох регіонів (Liang et al., 2011; Kuang et al., 2012). Проте вчені висловлюють менше занепокоєння щодо нафтових покладів у щільних пластах, оскільки вони вважають, що нафта у щільних пластах накопичувалася поблизу або в материнських породах. Типовою характеристикою для щільних пластів є те, що пласт над материнською породою має щільний резервуар, де нафта не контролюється плавучістю і може мігрувати лише на коротку відстань. Гарним прикладом є поклади в басейні Анадарко для міссісіпського вапнякового нафтового пласта, у якому вуглеводень мігрує з нижнього багатого органікою мергелю та нижнього вудфордського аргіліту, а високопродуктивний резервуар є зазвичай ділянкою з відносно добре розвиненим доломітом у верхній частині формації Міссісіпі. Для горизонтів, що розміщуються під материнською породою, материнські породи перекривають щільні нафтові колектори, а нафта долає плавучість і мігрує в нижні суміжні пласти під дією різниці тиску між материнськими породами та резервуарами. У доломітових нафтових горизонтах Три Форкс у басейні Віллстон нафта в основному утворюється у високоякісних материнських породах формації Нижній Баккен (Nordeng, & Helms, 2010). Сланцеві горизонти Баккен є високоякісними материнськими породами, а доломіт Три Форкс, що лежить під генеруючими сланцями, також використовується як нижній резервуар. Для пластів біля генеруючих порід існує очевидна латеральна відмінність між материнськими породами та щільними нафтовими

колекторами, і нафта з материнських порід мігрує латерально у щільні колектори.

Для покладів, розташованих між генеруючими породами, також зустрічаються ущільнені породи як основні. Нафтові пласти Баккен, що лежать у щільних шарах басейну Віллістон, ілюструють цей феномен. Тут середня частина представлена набором щільних вапнякових колекторів з алевролітовими прошарками, тоді як верхня та нижня частини складаються зі сланцевих високоякісних материнських порід, що формують "сендвіч". У деяких інших нафтових родовищах, приурочених до щільних колекторів, літологія зазнає значних змін у вертикальному напрямку через складну геологічну будову, що призводить до наявності різних комбінацій порід, які можна класифікувати за розрізами. Наприклад, сланці Ігл-Форд у басейні Мексиканської затоки є генеруючими породами, тоді як доломітовий нафтовий резервуар Буда є нижнім, а крейдяний колектор Остіна, що розміщується вище, – верхнім резервуаром. Досвід розроблення цих об'єктів відкриває нові перспективи щодо освоєння щільних нижньовізейських карбонатних порід, що залягають під рудівськими верствами в ДДЗ, урахуваючи останні дослідження, які демонструють, що ці відклади мають високий нафтогазогенераційний потенціал і в перспективних зонах мають достатню зрілість для самостійного генерування вуглеводнів.

Об'єкт дослідження. Дніпровсько-Донецький нафтогазоносний басейн – це палеозойський рифтовий басейн, один з великих тектонічних елементів Східноєвропейської платформи, складова частина Сарматсько-Туранського лінеаменту. Його вважають супербасейном із понад 200 родовищами вуглеводнів (Kabyshv et al., 1998). Основною характеристикою ДДЗ є центральний грабен, що заповнений товщею інтенсивно дислокованих осадовувулканогенних відкладів девонського періоду, а також осадових відкладів кам'яновугільного й пермського періодів, які розчленовані на блоки. Від бортів до центральної частини цієї западини фундамент поступово занурюється, він перекритий палеозойськими, мезозойськими й кайнозойськими осадовими відкладами. Товщина цих відкладів у межах бортів становить 500–3500 м, а у грабені – понад 15 000 м (Старостенко та ін., 2017). Соляна активність, тектонічна реактивація та ерозійні події в пермі та пізній крейді/палеоцені відбувалися під час пострифтової стадії (Stephenson et al., 2006).

Згідно з попередніми дослідженнями, у розрізі ДДЗ виділяється ряд основних нафтогазоматеринських формацій, як вугленосних (середньокам'яновугільні, раньосерпуховські та раньовізейські), так і приурочених до сланцевих і щільних карбонатних порід морського генезису (серпухівські, візейські, турнейські, девонські) (Лукін, 2011; Sachsenhofer et al., 2010; Misch et al., 2018).

Встановлено взаємозв'язок згаданих вугленосних і глинистих серпухівських та верхньовізейських формацій з деякими родовищами в межах ДДЗ (Misch et al., 2016). Також з'ясовано, що девонські відклади є найважливішими материнськими породами у межах Прип'ятського прогину та, найімовірніше, відіграють значну роль у генерації вуглеводнів у ДДЗ (Misch et al., 2016; Вакарчук та ін., 2013). Однак чимало дослідників (В. Гавриш (Gavrish, Machulina, & Kurilenko, 1994), С. Мачуліна, І. Бабко (Мачуліна, & Бабко, 2004), В. Михайлов, І. Бабко, О. Лукін (Лукін та ін., 2020), В. Макогон (Макогон, 2008), В. Огар (Огар, 2012), Я. Лазарук (Лазарук, 2012), І. Карпенко, О. Карпенко (Karpenko et al., 2021), С. Юрас, С. Левонюк та ін.) усе ж вважають товщу порід у верхньому-нижньому візі з високим вмістом органічної речовини

(В-23 рудівські верстви, карбонатні відклади В-24-25) найбільш продуктивною в Дніпровсько-Донецькому басейні щодо генерації вуглеводнів.

У пропонованій роботі досліджено візейські відклади, а саме нижньовізейська карбонатна плита XIII МФГ (горизонти В-24-25) та рудівські верстви, кремністі, кальцитизовані, збагачені на органіку сланцеві породи (В-23) у межах виділених (Levoniuk et al., 2023) перспективних зон 1, 2 ДДЗ (рис. 3).

Розріз нижнього карбону в ДДЗ характеризується великою кількістю трансгресивно-регресивних циклів, контрольованих тектонікою та евстатичними коливаннями рівня моря (Дворянін та ін., 1996). Ці цикли охоплюють глибоководні та мілководні морські, багаті на органіку, глинисті та карбонатні відклади, зокрема й досліджувані об'єкти (горизонти В-23 та В-24-25). Різноманітний мінералогічний склад порід свідчить про мінливість умов седиментації. Рудівські верстви належать до фації кремнисто-карбонатно-глинистих бітумінозних відкладів депресійних ділянок морського басейну з безкисневим або збідненокисневим режимом. У розрізі вони залягають на морських органогенних карбонатних відкладах горизонту В-24-25 і перекриваються поліфаціальними утвореннями: пн.-зх. частина ДДЗ – уламковий матеріал, пов'язаний з активною річковою діяльністю; пд.-сх. частина ДДЗ – органогенні карбонатні відклади. Латерально в бік бортів западини ці відклади заміщаються мілководно-шельфовими та прибережно-морськими теригенними або вуглистими породами. У розрізі переважають масивні бітумінозні аргіліти однорідної текстури та бітумінозні шаруваті аргіліти. Фоліація переважно спричинена чергуванням різних за складом і структурою шарів, окремо збагачених пелітовим, алевритовим, кремнистим і вуглецевим матеріалом, а також бітуминою речовиною. Вони характеризуються широкими варіаціями співвідношень органічної речовини з глинистим, а також кремнистим, вуглистим, фосфатним і дисульфідно-залістим матеріалом, мікршаруватими текстурами (із широким розвитком шаруватих варіацій) (Sachsenhofer, & Koltun, 2012).

Типові значення сучасного загального вмісту органічного вуглецю (ТОС) у рудівських верствах коливаються від 6–10 % ваг. (Зона 1) до 4–8 % ваг. (Зона 2), збільшуючись у напрямку від бортів до центральної частини басейну. Згідно з попередніми дослідженнями за даними піролізу Rock-Eval, органічна речовина сланцевих відкладів горизонту В-23 представлена переважно керогеном III–II типу, з початковим водневим індексом (HI), що перевищує 400 мгВВ/гТОС. На домінування II типу керогену також вказують петрографічні описи шліфів, у породі виявлено велику кількість планктону (радіолярії тощо), ідентифіковано значний вміст піриту, що вказує на безкисневі глибоководні умови. У деяких зразках існує також значна домішка керогену типу I, переважно пов'язаного з водоростями, які утворюють карбонат-домінантні відклади зазначених порід. Глибина цих відкладів у межі Зон інтересів 1, 2 становить зазвичай 4–5 км зі зменшенням у південно-східній частині південної прибортової частини ДДЗ до 2,0–3,5 км. Товщини порід збільшуються в напрямку занурення в басейн та коливаються у межах Зон 1, 2 у середньому в інтервалі 20–40 м. При цьому зрілість порід за відбивною здатністю вітриніту на тій самій глибині 4,5 км збільшується з $R_o = 0,8–1,0$ % (головне нафтове вікно) у Зоні 1 до $R_o = 1,3–1,6$ % (вікно вологого газу) Зони 2. Вміст глинистих мінералів зазвичай не перевищує 40 %. Пористість зменшується від середніх значень 6–11 % у межах Зони 1 до 4–7,5 % у Зоні 2 через більший вміст карбонатних мінералів у межах останньої.

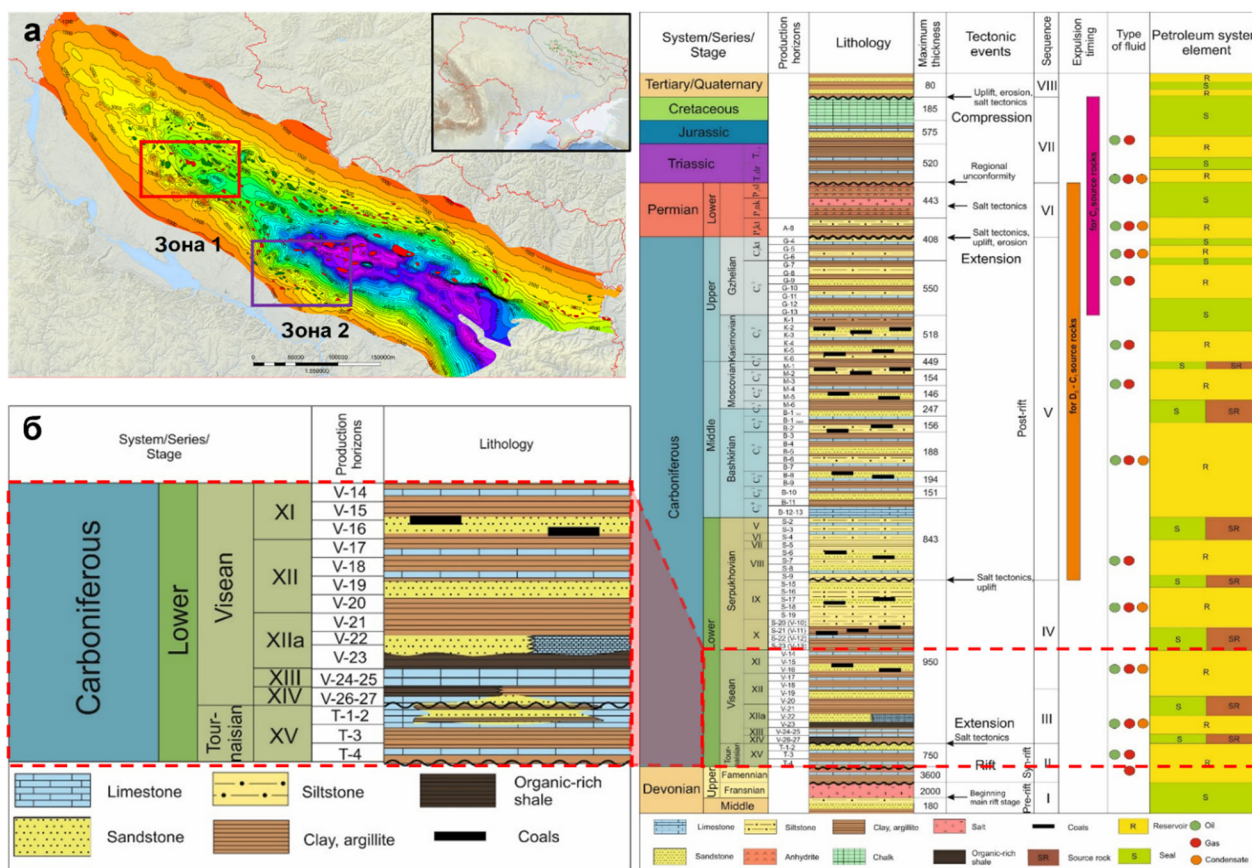


Рис. 3: а – структурна карта покрівлі нижнього візе ДДЗ із виділеними перспективними зонами; б – літолого-стратиграфічна колонка розрізу ДДЗ з елементами нафтогазової системи (Levoniuk et al., 2023)

Горизонти В-24-25 останнім часом теж привертають значну увагу науковців, серед яких А. Вакарчук, В. Огар та ін. Хоча в деяких роботах досліджено вуглеводневий потенціал цих товщ (Вертюх, 2019), усе ж зазначене питання досі залишається відкритим для вивчення. Ці відклади переважно сформовані вапняками від ясно- до темно-сірих, що перешаровуються з аргілітовими прошарками. Вапняки від повнокристалічних до приховано-кристалічних, без глинистих домішок до глинистих різновидів, шламо-детритові, з рештками кріноїдей, брахіопод, коралів. Різновиди вапняків тріщинні, кавернозні. Однак для них характерна низька пористість (від 1 % до 6 %, в основному 1–3 %), що створює додаткові складнощі у процесі розроблення цих товщ. Особливу увагу для розробки нетрадиційних колекторів привертають відклади глибокої шельфової фації, утворені в основному темно-сірими біокластовими пелюїдними уламковими вакстоунами / пакстоунами (~50–90 % карбонатних мінералів), а у верхній частині під рудівськими верствами – чорними карбонат-домінуючими мадстоунами, високорадіоактивними, збагаченими на органічні речовини (типові середні значення ТОС коливаються від 1 до 4 % ваг.) (Levoniuk et al., 2023). У межах глибокого шельфу та у приосьовій частині басейну товщина нижньовізейських карбонатів перевищує 300 м, знижуючись до менш ніж 50 м на мілководному шельфі поблизу південно-західного борту западини. Більша глибина моря на глибоководному шельфі та в басейні сприяла безкисневим умовам, що, зі свого боку, зумовлювало значне збереження органічної речовини.

Методи

Метод аналогії. Результати досліджень візейських нетрадиційних колекторів було порівняно з деякими

Північноамериканськими сланцевими та карбонатними формаціями, що є одними із найуспішніших проєктів з реалізації розробки колекторів нетрадиційного типу. Попри те, що деякі роботи вже містили попередній порівняльний аналіз деяких геологічних і геохімічних характеристик для досліджуваних горизонтів (Михайлов та ін., 2014; Karpenko, 2016; Ohar, 2012; Kruhlov et al., 2023), визначається необхідність у розширенні цього аналізу та детальніше розкриття відмінностей і подібностей між об'єктом дослідження та попередніми висновками. Здійснено порівняння ключових геологічних параметрів цих формацій з перспективними об'єктами ДДЗ, а саме: палеогеографічні умови, умови осадконакопичення, петрофізичні та геохімічні характеристики, порівняльний аналіз літології за даними рентгено-структурного аналізу. За попереднім аналізом було обрано п'ять формацій для детальнішого вивчення, а саме: сланці Баккен у басейні Віллістон, сланці Барнетт у басейні Форт-Ворт, вудфордські сланці в басейні Анадарко, сланці Хейнсвілла в басейні Хейнсвілл-Боссє та формація Ігл-Форд у басейні Меверік (рис. 4). Унаслідок цього підходу було отримано нові відомості та висновки, що сприяють глибшому розумінню характеристик досліджуваних формацій.

Сланці Баккен, Басейн Віллістон (Bakken Shale, Williston Basin). Сланці Баккен – це велике сланцеве утворення, розташоване в басейні Віллістон, що охоплює частини Північної Дакоти, Монтани та Саскачевану (Канада). Умови осадконакопичення сланцевих порід Баккен характеризуються складною історією відкладення, що охоплює численні морські трансгресії та регресії протягом пізнього девону до раннього Міссісіпію. Баккенську формацію сформовано з двох материнських

порід (верхні баккенські та нижні баккенські сланці) і середнього баккенського колектора, що представлений зі змішаних за літологією порід, серед яких пісковик, доломіт і вапняк (Eker et al., 2014) (рис. 5). Сланці Баккен є неоднорідними і являють собою складну суміш кварцу,

карбонатів, іліті, смектиту та піриту. Уміст ТОС коливається від 3 до 13 % ваг. (Jarvie et al., 2007). Високий вміст ТОС вказує на аноксидне середовище дна моря Барнетт, у якому були відсутні бактерії, що зазвичай атакують і руйнують органічну речовину.

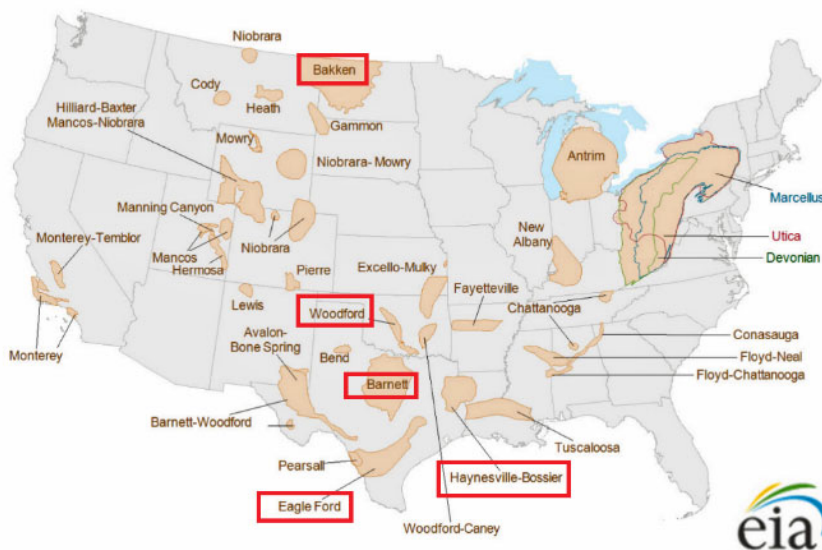


Рис. 4. Карта сланцевих формацій США (Energy Information Administration, 2019)

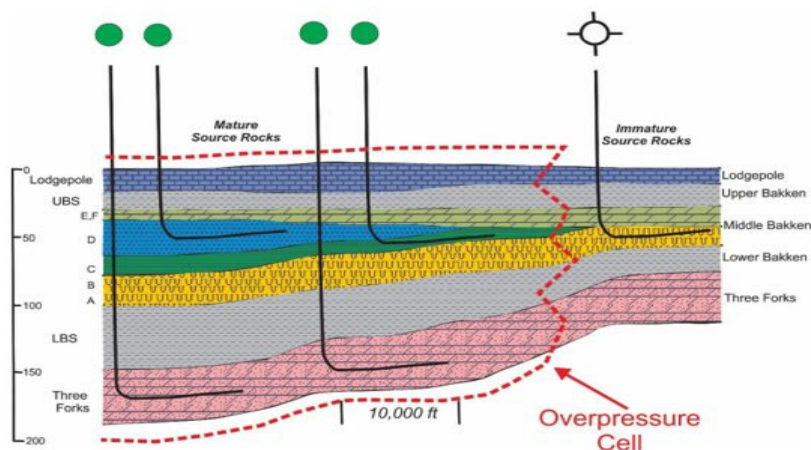


Рис. 5. Схематичний розріз, що демонструє видобуток вуглеводнів із формацій Баккен (Sonnenberg, 2017)

Сланці Барнетт, Басейн Форт-Ворт (Barnett Shale, Fort Worth Basin). Сланці Барнетт – це відоме сланцеве утворення, розташоване в басейні Форт-Ворт, який розміщений у північно-центральної частині Техасу (рис. 6). Умови осадконакопичення сланців Барнетта вказують на те, що вони були відкладені у глибоководному материковому басейні, який мав слабку циркуляцію з відкритим океаном. Протягом більшої частини історії басейну придонні води були евксинними, що створювало середовище, сприятливе для збереження органічних речовин. Це привело до формування багатой на органіку материнської породи (Robert et al., 2007). Сланці Барнетта сформовані переважно з кварцу, глинистих мінералів (серед яких іліт, смектит і змішаний шар іліту/смектиту), карбонатних мінералів (кальцит і доломіт), польового шпату, піриту і сидериту (Bowker, 2007). Загальний вміст органічного вуглецю в сланцевих породах Барнетт у середньому становить близько 3–5 % ваг. і складається переважно з керогену типу II, схильного до нафтоутворення. Нафта і

супутний газ спочатку утворилися внаслідок розкладання керогену, тоді як супутний газ, видобутий зі сланців Барнетт на більшій площі родовища Ньюарк-Іст, утворився за вищої термічної зрілості ($R_o = 1,1\%$) як наслідок вторинного крекінгу нафти й бітуму. Сланцеві породи Барнетт мають велику товщину (91 м), лежать у межах нафтогазогенераційного вікна ($R_o = 1,1\%$), перекриваються вапняками Марбл-Фоллз і підстилаються вапняками Віола-Сімпсон (Pollastro et al., 2007).

Сланці Вудфорд, Басейн Анадарко (Woodford Shale, Anadarko Basin). Вудфордські сланці – це значне сланцеве утворення, розташоване в басейні Анадарко, що охоплює частини Оклахоми і Техасу (рис. 7). Це осадові гірські породи, які утворилися в період від пізнього девону до раннього Міссісіпі, приблизно 360–320 млн років тому. Вудфордські сланці сформовані переважно із дрібнозернистих аргілітів і багатих на органіку сланців, із вкрапленнями незначної кількості карбонатів й алевролітів. Умови відкладення Вудфордських сланців свідчать

про глибокі анаеробні умови морського дна під час глобальної трансгресії рівня моря, що дало змогу зберегти органічну речовину і розвинути багаті на вуглеводні материнські породи (Burgess, & Hatch, 1989). Сланцева матриця Вудфордської формації сформована із глинистих мінералів, серед яких є іліт, змішаного шару іліту/сметкиту, каолініту, карбонатів, а також кварцу й органічного

матеріалу (Abousleiman et al., 2008). Глибини до верхньої частини зони у вікні генерації коливаються від приблизно 1700 м на північному сході до 4000 м у глибшій частині басейну на південному заході. На цих глибинах Вудфордський сланець лежить у межах вікна генерації вуглеводнів, зрілість якого зростає з північного сходу на південний захід як функція глибини.

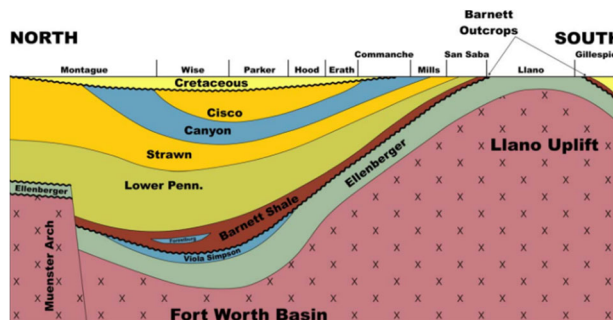


Рис. 6. Схематичний розріз через басейн Форт-Ворт. У північних частинах Барнетт розділений на верхню і нижню формації Форестбурзькими вапняками (Bruner, & Smosna, 2011)

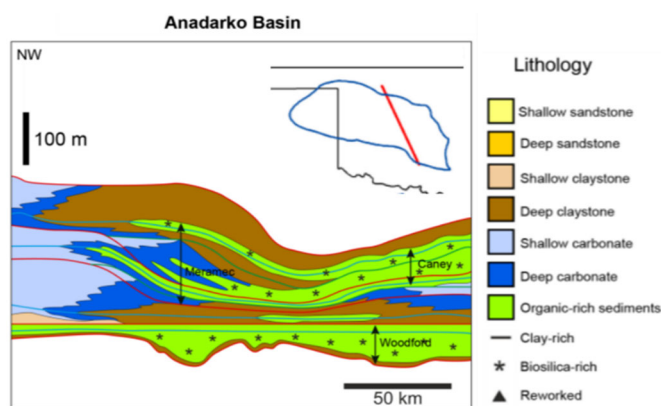


Рис. 7. Концептуальна стратиграфічна діаграма товщ девонсько-міссісіпського інтервалу на родовищі Анадарко (Bromhead, & Butt, 2018)

Сланці Хейнсвілла, Басейн Хейнсвілл-Боссє (Haynesville Shale, Haynesville-Bossier Basin). Сланці Хейнсвілла – це відоме сланцеве утворення, розташоване в басейні Хейнсвілл-Боссє, що переважно охоплює частини Луїзіани, Техасу й Арканзасу (рис. 8). Це термічно зріла, багата на органіку гірська порода, що виникла в період з пізньої юри до ранньої крейди, пов'язана з трансгресією другого порядку, що відклала багаті на органіку чорні сланці по всьому світу, приблизно 150–170 млн років тому (Klemme, 1994). Сланці Хейнсвілла сформовані переважно з багатих на органіку аргілітів і сланців, переважаних тонкими шарами алеволітів і пісковиків. Умови відкладення сланців Хейнсвіллського родовища вказують на морське середовище, яке характеризується відносно глибокою водою і низьким рівнем кисню, що

сприяє збереженню органічних речовин і формуванню багатих на вуглеводні материнських порід (Hammes et al., 2011). Зазначені умови існували в багатому на мул басейні, який зазнавав періодичного припливу каламуті й уламкових потоків з карбонатного шельфу. Апвелінг відбувався вздовж внутрішньобасейнових максимумів і карбонатного шельфу, про що свідчить вміст фосфатів у всіх розрізах. Сланцева матриця формації Хейнсвілл сформована із глинистих мінералів, переважно іліту та сметкиту, а також кварцу, кальциту та піриту. Поклади Хейнсвілла характеризуються надлишковим тиском, пористістю в середньому від 8 до 12 %, водонасиченістю (Sw) від 20 до 30 %, нанорозмірними проникностями, товщиною пласта від 70 до 100 м і початковим видобутком до 30 млн куб. футів на добу. Глибина залягання пласта коливається від 3000 до 4700 м.

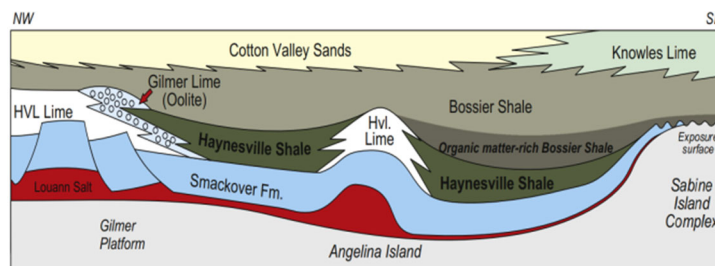


Рис. 8. Схематичний стратиграфічний розріз через верхньоярський басейн східного Техасу, що демонструє різні літологічні середовища і назви формацій від шельфу до басейну (Hammes, & Frebourg, 2012)

Глибини залягання продуктивних товщ досліджуваних аналогів коливаються в межах 2–4 км (рис. 11). Розроблення нетрадиційних колекторів достатньо економічно затратний процес, оскільки зазвичай виконується шляхом горизонтального буріння із застосуванням багатостадійного гідравлічного розриву пласта (ГРП) та використанням додаткових методів інтенсифікації. Зважаючи на всі ці фактори, економічна доцільність розроблення нетрадиційних об'єктів у США характеризується глибиною їхнього залягання, що не перевищує 4500 м.

Товщини відіграють важливу роль через специфіку технічних можливостей упровадження горизонтального буріння. Загалом оптимальною для ефективного буріння пласт сланцевих порід вважають товщину від 30 м. Як бачимо на рис. 11, товщини продуктивних горизонтів обраних об'єктів мають достатньо широке коливання, від 12 м (Баккен) до 185 м (Барнетт). Щодо горизонту В-23 (рудівські верстви), то його товщину вважають достатньою для ефективного застосування методів горизонтального буріння.



Рис. 11. Порівняльна блок-діаграма глибини залягання та товщини формацій у США та В-23 у ДДЗ за зведеними даними (Sohail et al., 2022)

Порівняння (Генераційна якість материнських порід). Вміст загального органічного вуглецю в породах є важливим параметром для оцінювання материнських порід, оскільки він відображає кількість органічної речовини. Певною мірою його також використовують для прогнозування окисно-відновних умов розвитку басейну під час седиментації сланцевих порід, оскільки потенціал збереження органічної речовини може бути високим за анаеробних умов осадконакопичення. Оскільки якість і потенціал нетрадиційних покладів зазвичай пов'язані з високими показниками вмісту органічного вуглецю, це має вирішальне значення для оцінювання ресурсів сланцевого газу/нафти. Загалом 78 % нафтових колекторів у щільних породах є морськими відкладами; відповідна органічна речовина материнських порід переважно належить до типу II (48 %), типу II/III (25 %), типу I/II (18 %), типу III (5 %) та типу I (4 %); ТОС зазвичай коливається

від 2 до 5 % ваг., а R_o переважно від 0,9 до 1,1 %. Кероген з часом зазнає впливу дедалі вищих температур, що призводить до збільшення коефіцієнта відбиття вітриніту. Рівень газонасиченості зростає з термічною зрілістю (Zhao et al., 2007). Значення коефіцієнта відбиття вітриніту в діапазоні від 0,6 до 1,1 % відповідають наявності нафти і жирного газу. Рівень відбиття вітриніту від 1,1 до 3,0 % вказує на хороший потенціал для видобутку газу (Huang et al., 2012; Jarvie, 2012). Як показано на рис. 12, загалом Північноамериканські та ДДЗ сланці мало чим відрізняються за значеннями R_o та ТОС. Середній вміст загального органічного вуглецю коливається від 3 % (Ігл-Форд, Барнетт) до 10–12 % (Верхній і Нижній Баккен). Діапазон рівня зрілості дуже неоднорідний, але зазвичай становить 1–3 % R_o . Переважно для цих порід характерний II–III тип керогену.

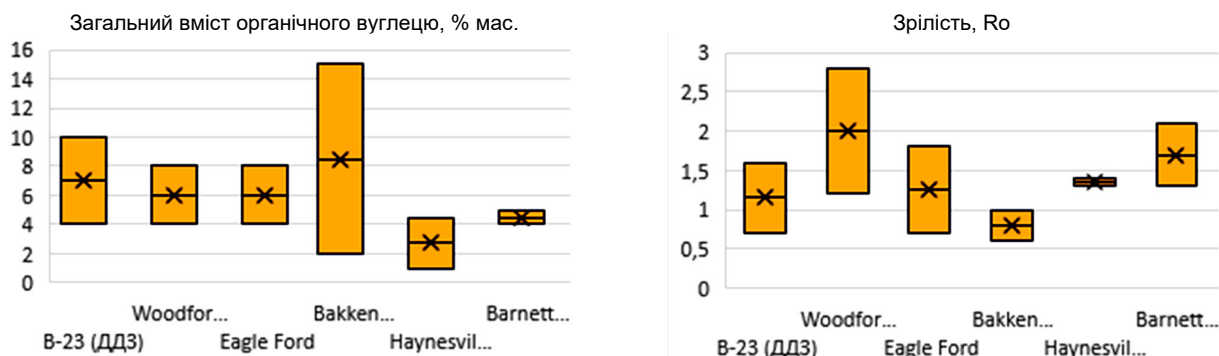


Рис. 12. Порівняльна блок-діаграма зрілості та ТОС у формаціях у США та горизонту В-23 ДДЗ за зведеними даними (Sohail et al., 2022)

Порівняння (Петрофізичні параметри). За результатами петрофізичної інтерпретації ГДС і кернових даних, значення пористості для всіх сланцевих формацій-аналогів перебуває в діапазоні 3–8 %, середні значення пористості для продуктивних сланцевих пластів коливаються в межах 5,6–6,6 % (рис. 13), фільтраційні властивості для більшості об'єктів характеризуються дуже низькою проникністю ($< 0,1$ мД).

Наведений досить широкий діапазон значень загальної пористості найкраще відповідає характеристиці сланцевих формацій Баккен і Хейнсвілл. Високі значення пористості справляють позитивне враження щодо оцінки запасів і вуглеводневого потенціалу сланцевих товщ у межах ДДЗ. У нашому випадку пористість визначали із застосуванням сучасних методів ГДС (ядерно-магнітний

каротаж, ГГК-Щ, елементна спектроскопія), а також із використанням даних аналізу керну (методи XRD, XRF).

У порівняннях петрофізичних характеристик за даними так званих типових методів каротажу (гамма-каротаж, каротаж опору, методи пористості) (рис. 14) простежуються спільні риси поведінки та морфології кривих методів ГДС і спостерігаються доволі схожі відкриті кривих на діаграмах каротажу, що свідчить про подібні характеристики резервуарів. Сланцеві формації лежать на потужних карбонатних товщах, що пояснюється подібними умовами седиментації. У порівнянні мінералогічного складу за даними ГДС теж простежуються подібності в літологічному сенсі.

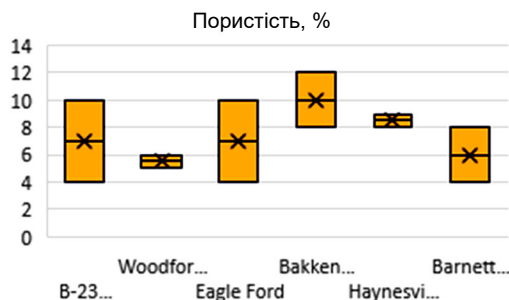


Рис. 13. Порівняльна блок-діаграма пористості у формаціях у США та горизонту В-23 ДДЗ за зведеними даними (Sohail et al., 2022)

Порівняння (Мінералогічний склад). Мінералогічний склад порід має важливе значення для ефективного розроблення колекторів нетрадиційного типу. Традиційно ці породи сформовані з кремнезему, глинистих мінералів, карбонатних мінералів (кальцит, доломіт), піриту та керогену. Залежно від співвідношень цих ключових компонентів породи можна зробити припущення

щодо вуглеводневого потенціалу і якості виконання ГРП для цих товщ. Міжнародний досвід розробки зазначених колекторів продемонстрував, що здійснити якісний багатостадійний ГРП й отримати позитивні економічно обґрунтовані результати можна за вмісту глинистих мінералів у відкладах менше 40 %. Це пов'язано з геомеханічними властивостями порід, а саме низьким показником крихкості (BI) (Jarvie et al., 2007). Зазвичай високий вміст кальциту не дуже позитивно впливає на вуглеводневий потенціал резервуарів материнської породи, оскільки він зменшує пористість, але не робить породу пластичнішою. Кремнезем позитивно впливає як на якість колектора (RQ), так і на механічну якість (MQ) пласта. Пірит і кероген також впливають, але неістотно, оскільки їхній відносний вміст від загального мінералогічного складу нетрадиційного колектора не є вагомим. У комплексі разом з інтерпретацією даних ГДС проводилися дослідження для визначення мінералогічного складу гірських порід за даними ядерного матеріалу, де можемо виділити подібності в літологічному складі. Виявлено, що за даними рентгено-дифракційного аналізу порід горизонт В-23 за мінералогічним складом схожий до сланців Барнет і Вудфорд, а В-24-25 – до Ігл-Форд (рис. 15), що раніше фіксувалося за результатом порівняння літологічних характеристик за ГДС.

Аналізуючи наявні дані та порівнюючи їх зі світовими аналогами, ми можемо зробити попередній висновок щодо значної перспективності візейських нетрадиційних об'єктів ДДЗ – сланців горизонту В-23 і карбонатів горизонтів В-24-25 на вуглеводневий потенціал. Такий порівняльний підхід дає змогу виявити спільні та відмінні риси за ключовими геологічними параметрами, такими як умови осадконакопичення, вміст органічної речовини, генераційні властивості, пористість, мінералогічний склад і термальна зрілість.

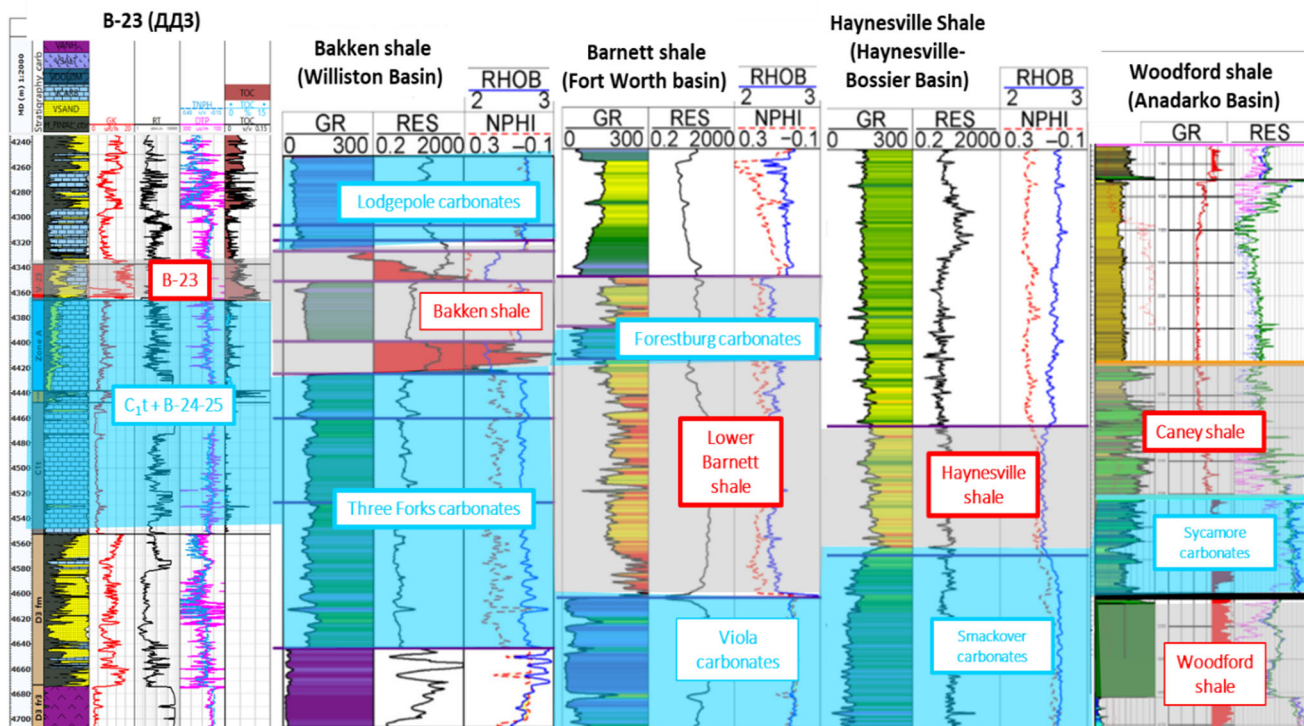


Рис. 14. Схематична кореляція обраних аналогів з досліджуваними візейськими горизонтами ДДЗ на прикладі "типових каротажів" (за даними Smyer et al., 2019)

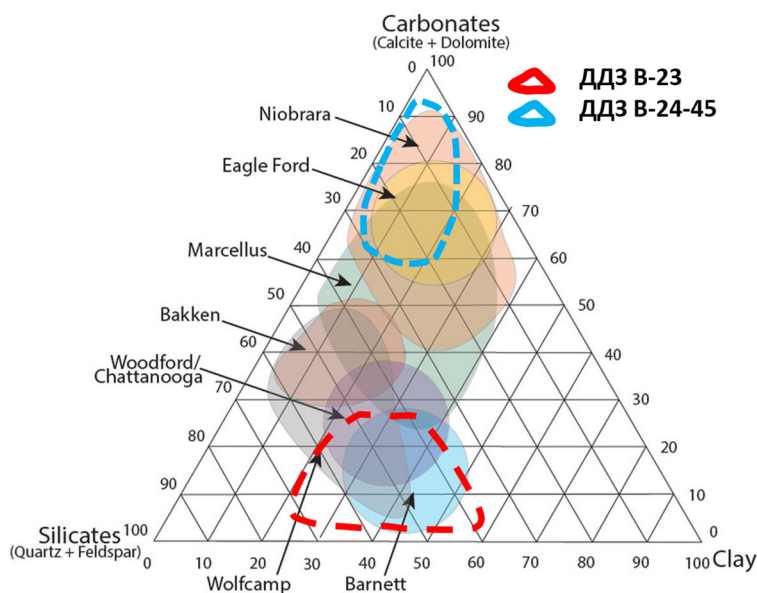


Рис 15. Порівняльна тригонограма вмісту мінералів у нетрадиційних формаціях США та горизонтів В-23, В-24-25 ДДЗ (Mews et al., 2019)

Дискусія і висновки

Порівняння за методом аналогії демонструє подібність у геологічному та геохімічному сенсі горизонту В-23 (кальцитизованих збагачених на органіку аргілітів) з північноамериканськими сланцевими товщами, що підтверджує перспективність розробки зазначеного об'єкта за технологіями розроблення нетрадиційних колекторів (горизонтальне буріння, ГРП, солянокислотне оброблення (СКО) (рис. 16).

Основні продуктивні поклади сланцевого газу та нафти у США мають спільні риси з візейськими нетрадиційними колекторами ДДЗ, серед яких високий вміст загального органічного вуглецю (> 2 %), значна пористість (> 5 %), низький вміст глинистих мінералів (< 40 %) й оптимальна термальна зрілість (0,6–3,0 % коефіцієнта відбиття вітриніту R_o). Глибини залягання та геологічні положення візейських нетрадиційних об'єктів загалом зіставні з північноамериканськими аналогами або дещо вищі за них, зважаючи на наявні дані; товщини відкладів лежать у схожих діапазонах. З позиції мінералогічного складу, а саме за даними рентгено-структурного аналізу (XRD), рудівські верстви схожі до сланців Барнетт і Вудфорд, карбонатні горизонти В-24-25 відповідають формації Ігл-Форд. Однак мінливість геологічних властивостей сланців, що зумовлена різним середовищем / умовами їхнього накопичення та літогенезу, впливає на особливості розробки покладів, визначення потенційно продуктивних ділянок й ефективність видобутку із горизонтальних свердловин. Задля більшої ефективності визначається необхідність подальшого вивчення конкретного горизонту в літофаціальному сенсі. Розуміння мінливості мінерального складу горизонту вздовж південної частини Дніпровсько-Донецької западини наразі має недостатній рівень вивченості. Ураховуючи досвід розроблення північноамериканських об'єктів, літологічний склад порід має одне з найголовніших значень у процесі експлуатації колекторів нетрадиційного типу. Це зумовлено фізико-механічними властивостями порід під час проведення багатостадійного гідророзриву пласта, що дає змогу ефективно вилучати вуглеводні з нафтогазоносних сланцевих горизонтів.

Крім того, особливості залягання горизонту створюють додаткові сприятливі умови для впровадження технологій розробки сланцевих товщ. Як представлено в роботі (Huo et al., 2021), межі розділення між сланцями та вапняковою покрівлею / підшовою є важливими механічними межами розділення порід. Вапняки, що лежать вище і нижче, з меншою кількістю тріщин і вищим тиском гідророзриву можуть діяти як ефективні бар'єрні шари, запобігаючи проникненню індукованих тріщин у сланцевому горизонті в сусідні вапнякові ділянки під час гідравлічного розриву пласта через їхні механічні межі. Цей бар'єр може сприяти створенню високої гідравлічної потужності у сланцевому розрізі та формуванню складної мережі тріщин. Крім того, карбонатні горизонти (В-24-25), що лежать під рудівськими верствами, теж можуть стати перспективним об'єктом для розроблення нетрадиційних колекторів, але його рівень вивченості нині перебуває на початковому етапі. Ураховуючи досвід формації Баккен та Ігл-Форд, можемо припустити, що високоякісні материнські породи горизонту В-23 можуть "підживлювати" карбонатні горизонти В-24-25, що залягають нижче. У роботі (Levonіuk et al., 2023) наведено, що візейські карбонатні горизонти мають достатній генераційний потенціал, щоб самостійно поставати в ролі материнської породи. Розвідка та розробка цих карбонатних колекторів є доволі перспективними, ураховуючи значні відкриття родовищ із подібними колекторами (Jiang et al., 2008). Карбонатні породи можуть слугувати не тільки материнськими (переважно аргілітові карбонатні породи), але й колекторами (зазвичай карбонатні породи з меншою кількістю глинистих мінералів) (Palacas, 1984). Карбонатні породи як материнські породи і колектори були виявлені в багатьох басейнах, як-от басейн Перської затоки, басейни Загрос і Віллістон, басейн Південно-Мексиканської затоки та ін. (Palacas, 1984; Klemme, & Ulmishek, 1991; Liu et al., 2017). Тож, ураховуючи досвід розробки карбонатних горизонтів (зокрема й ущільнених), подальше вивчення візейських карбонатних горизонтів (В-24-25) можна вважати доцільним і перспективним.

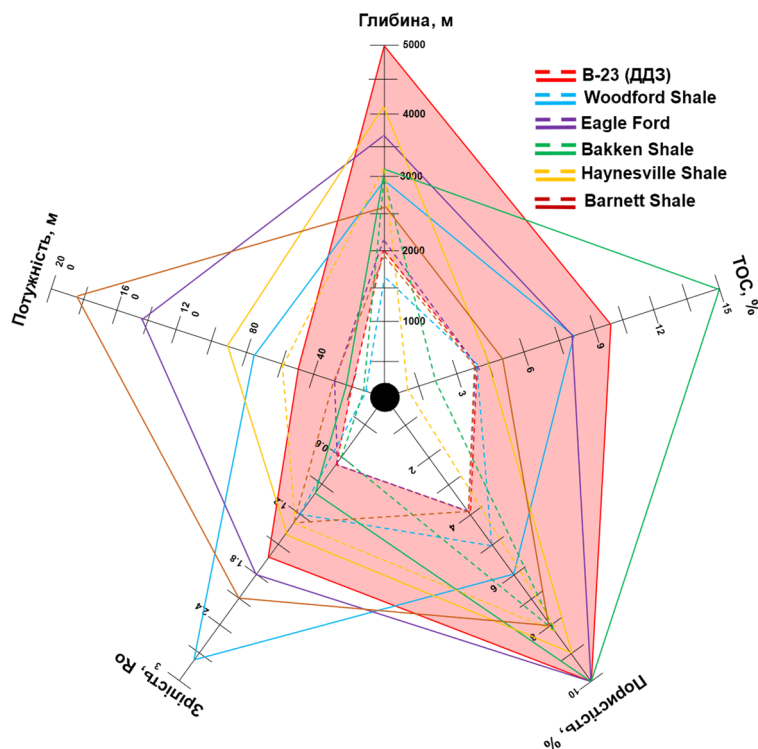


Рис. 16. Порівняльна радіальна діаграма головних геологічних і геохімічних характеристик у формаціях у США та горизонту В-23 (ДДЗ) за зведеними даними (Sohail et al., 2022)

Метод аналогії надав цінну інформацію щодо перспектив освоєння візейських нетрадиційних колекторів у межах ДДЗ (горизонти В-23, В-24-25). Хоча розглянуті Північноамериканські горизонти мають схожі характеристики з обраними для порівняння об'єктами в ДДЗ, дослідження демонструє, що немає "типових" параметрів для визначення рівня успішності розроблення горизонтів щільних або сланцевих порід. Кожна формація має різний мінералогічний склад, петрофізичні та геохімічні характеристики, що зумовлені мінливими геологічними умовами седиментації та літогенезу. З огляду на це визначення стратегій освоєння візейських колекторів нетрадиційного типу має індивідуальний характер. Проте ми можемо зробити такі висновки:

- Основні продуктивні поклади сланцевого газу та нафти у США мають спільні риси з візейськими нетрадиційними колекторами ДДЗ, серед яких високий вміст загального органічного вуглецю ($> 2\%$), значна пористість ($> 5\%$), низький вміст глинистих мінералів ($< 40\%$) й оптимальна термальна зрілість ($R_o = 0,8\text{--}1,3\%$ і більше).

- За мінералогічним складом рудівські верстви горизонту В-23 схожі до сланців Барнетт і Вудфорд, карбонатні горизонти В-24-25 відповідають формації Ігл-Форд.

- Породи, що залягають у тісній асоціації з карбонатними відкладами, є найкращими ресурсними системами для сланцевої нафти та газу.

Подальші дослідження візейських горизонтів В-23 та В-24-25 мають зосереджуватись на літофаціальному вивченні, моделюванні процесів седиментації, розширенні знань щодо палеогеографічних умов, а також геомеханічному моделюванні. Детальне літофаціальне моделювання та реконструкція умов седиментації горизонтів візейського віку допоможе виділити першочергові перспективні ділянки для запровадження горизонтального буріння та випробування цих горизонтів. Геомеханічне моделювання з використанням досліджень механічних властивостей порід

дасть змогу оптимізувати технічні операції для успішної розробки цих нетрадиційних колекторів.

Внесок авторів: Богдан Круглов – концептуалізація, написання (оригінальна чернетка); Сергій Левонюк – концептуалізація, написання (перегляд і редагування); Святослав Юрас – написання (перегляд і редагування); Іван Карпенко – написання (перегляд і редагування).

Список використаних джерел

- Вертюх, А. М. (2019). *Геологічна будова та перспективи нафтогазоносності нижнього карбону південної припортової зони Дніпровсько-Донецької западини*. [Неопубл. дис. д-ра геол. наук]. Київський національний університет імені Тараса Шевченка.
- Вижва, С. А., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Орлюк, М. І., Друкаренко, В. В., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2019). Петрофізичні параметри порід візейського ярусу Лохвицької зони Дніпровсько-Донецької западини. *Геофизический журнал*, 41(4), 145–160. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v4i4.2019.177380>
- Лазарук, Я. (2012). Геологічна будова та нафтогазовий потенціал відкладів хіа мікрофауністичного горизонту Дніпровсько-Донецької западини. *Мінеральні ресурси України*, 2, 17–20.
- Лукин, А. Е. (2011). О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли. *Доповіді НАН України*, 3, 114–123.
- Лукін, О., Гафич, І., Гончаров, Г., Макогон, В., & Пригаріна, Т. (2020). Вуглеводневий потенціал надр України та головні напрями його освоєння. *Мінеральні ресурси України*, 4, 28–38. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.4.28-38>
- 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., & Бабко, І. М. (2004). До геології візейської доманікоїдної товщі Дніпровсько-Донецької западини. *Нафтова і газова промисловість*, 5, 3–8.
- Михайлов, В. А., Вакарчук, С. Г., Зейкан, О. Ю., Касянчук, С. В., Куровець, І. М., Вижва, С. А., Загнітко, В. М., Коваль, А. М., Крупський, Ю. З., Гладун, В. В., Чепіль, П. М., Стрижак, В. П., & Кульчицька, Г. О. (2014). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України*. Ніка-Центр.
- 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>
- Старостенко, В., Пашкевич, І., Макаренко, І., Купрієнко, П. Я., & Савченко, О. С. (2017). Неоднородність литосфери Дніпровсько-

Донецкой впадины и ее геодинамические следствия. Ч. I. Геодинамическая интерпретация. *Геодинамика*, 1(22), 125–138. <https://doi.org/10.23939/jgd2017.01.125>

Abousleiman, Y., Tran, M., Hoang, S., Bobko, C., Ortega, A., & Ulm, F. J. (2008). Study characterizes Woodford shale. *Am Oil Gas Rep.*, 51(1), 106–115.

Bowker, K. A., (2007). Development of the Barnett Shale play, Fort Worth Basin. *American Association of Petroleum Geologists Search and Discovery*, article 10126. Tulsa, Oklahoma.

Bromhead, A., & Butt, T. (2019). Regional appraisal of shale resource potential within the Permian, Anadarko and Arkoma basins: how does the Alpine High stack up? *First Break*, 37(4), 43–47. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2018-2886116>

Bruner, K. R., & Smosna, R. A. (2011). A comparative study of the Mississippian Barnett shale, Fort Worth basin, and Devonian Marcellus shale, Appalachian basin. US department of energy.

Burruss, R. C., & Hatch, J. R. (1989). *Geochemistry of oils and hydrocarbon source rocks, greater Anadarko basin: evidence for multiple sources of oils and long-distance oil migration*. Oklahoma Geological Survey.

De Silva, P. N. K., Simons, S. J. R., Stevens, P., & Philip, L. M. (2015). A comparison of North American shale plays with emerging non-marine shale plays in Australia. *Marine and Petroleum Geology*, 67, 16–29. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.04.011>

Eker, I., Kurtoglu, B., & Kazemi, H. (2014). Multiphase rate transient analysis in unconventional reservoirs: theory and applications. In SPE/CSUR Unconventional Resources Conference–Canada. OnePetro. <https://doi.org/10.2118/171657-PA>

Energy Information Administration (EIA). (2019). *Dry shale gas estimates by play*. <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#production>

Eoff, D. J. (2013). Shale hydrocarbon reservoirs: Some influences of tectonics and paleogeography during deposition. *Geology of the Haynesville Gas Shale in East Texas and West Louisiana*, 105, 5–27.

Gavriush, V. K., Machulina, S. A., & Kurilenko, V. S. (1994). Visean oil-source formation of the Dnieper-Donets basin. *Reports of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 7, 92–95.

Goldhammer, R. K. (1998). Second-order accommodation cycles and points of stratigraphic turnaround: Implications for high-resolution sequence stratigraphy and facies architecture of the haynesville and cotton valley lime pinnacle reefs of the east texas salt basin. *Houston Geological Society Bulletin North American Explorationists Meeting*, 27, 1–2.

Hackley, P. C., & Cardott, B. J. (2016). Application of organic petrography in North American shale petroleum systems: *International Journal of Coal Geology*, 163, 8–51. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010>

Hammes, U., & Frébourg, G. (2012). Haynesville and Bossier mudrocks: A facies and sequence stratigraphic investigation, East Texas and Louisiana, USA. *Marine and Petroleum Geology*, 31(1), 8–26. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.10.001>

Hammes, U., Hamlin, H. S., & Ewing, T. E. (2011). Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in east Texas and west Louisiana. *AAPG bulletin*, 95(10), 1643–1666. <http://dx.doi.org/10.1306/021411101028>

Hentz, T. F., & Ruppel, S. C. (2010). Regional Lithostratigraphy of the Eagle Ford Shale: Maverick Basin to East Texas Basin. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 60, 325–337.

Huang, J., Caineng, Z., Jianzhong, L., Dazhong, D., Sheiao, W., Shiqian, W., & Cheng, K. (2012). Shale gas generation and potential of the lower Cambrian Qiongzhusi formation in the southern Sichuan Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 39(1), 75–81. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(12\)60017-2](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60017-2)

Huo, Z., Gao, J., Zhang, J., Zhang, D., & Liang, Y. (2021). Role of overlying and underlying limestones in the natural hydraulic fracturing of shale sections: The case of marine-continental transitional facies in the Southern North China Basin. *Energy Reports*, 7, 8711–8729. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.025>

Iuras, S., Orlyuk, M., Levoniuk, S., Drukarenko V., & Kruhlov, B. (2023). Unconventional shale gas potential of lower visean organic-rich formations of Glynsko-Solohivskiy petroleum region. *Geodynamics*, 34(1), 80–96. <https://doi.org/10.23939/jgd2023.01.080>

Iuras, S., Orlyuk, M., Karpyn, V., Levoniuk, S. (2024). Unconventional Reservoir Formation Evaluation of Visean organic rich formation with limited logging dataset in Dniro-Donets Basin, Eastern Ukraine. *GeoConvention, Cargary, June, 17–19, 2024*.

Jarvie, D. M. (2012). Shale resource systems for oil and gas. Part 2. Shale-oil resource systems. <https://doi.org/10.1306/13321446M973489>

Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., & Pollastro, R. M. (2007). Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG bulletin*, 91(4), 475–499. <https://doi.org/10.1306/121906060608>

Jiang, H. Y., Song, X. M., Wang, Y. J., An, X. X., Qi, R. L., & Peng, S. M. (2008). Current situation and forecast of the world's carbonate oil and gas exploration and development. *Offshore Oil*, 28(4), 6–13.

Kabyshv, B., Krivchenkov, B., Stovba, S., & Ziegler, P. A. (1998). Hydrocarbon habitat of the Dniepre-Donets depression. *Marine and Petroleum Geology*, 15, 177–190. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(98\)00018-X](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(98)00018-X)

Karpenko, I. (2016). Macerals of Devonian and Carboniferous Petroleum Source Rocks within Southern Border of Dnieper-Donets Basin, Ukraine. *5th National Conference-School: Modern Problems of Geological Sciences 2016, Kyiv, Ukraine* (p. 32–34).

Karpenko, O., Ohar, V., Karpenko, I., & Bezrodna, I. (2021). Differentiation of Rudov Beds based on the statistical methods on geological and

geophysical data. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 1, 5–10. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-1/005>

Klemme, H. D., & Ulmishek, G. F. (1991). Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors. *AAPG Bulletin*, 75, 1809–1851. <https://doi.org/10.1306/0C9B2A47-1710-11D7-8645000102C1865D>

Klemme, H. D. (1994). *Petroleum Systems of the World Involving Upper Jurassic Source Rocks: Chapter 3: Part I. Introduction* (p. 51–72). AAPG Special Volumes.

Kruhlov, B., Levoniuk, S., Iuras, S., & Karpenko, I. (2023). A Review of Ukrainian Visean Shales "Rudov Beds" for Shale Gas Exploration and Comparison to North American Shale Plays. *17th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*, 2023(1), 1–5. European Association of Geoscientists & Engineers. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2023520146>

Kuang, L., Yong, T., Dewen, L., Chang, Q., Ouyang, M., Lianhua, H., & Deguang, L. I. U. (2012). Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 39(6), 700–711. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(12\)60095-0](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60095-0)

Levoniuk, S., Iuras, S., Csizmeg, J., Vertiukh, A., Karpyn, V., Verhunencko, O., Khrapach, T., Kruhlov, B., Karpenko, I., & Sralla, B. (2023). Geological Settings and Depositional Model of Visean Unconventional Plays Within Dniro-Donets Basin. *AAPG 2023 International Conference and Exhibition (ICE)*. https://www.researchgate.net/publication/376582311_Geological_Settings_and_Depositional_Model_of_Visean_Unconventional_Plays_within_Dniro-Donets_Basin

Levoniuk, S., Csizmeg, J., Orynychak, S., Ostafiuchuk, A., Verhunencko, O., Karpyn, V., Vertiukh, A., Khrapach, T., Iuras, S., Kruhlov, B., & Sralla, B. (2024). Visean Unconventional Plays at Dnieper-Donets Basin, Ukraine: Geological Settings and Exploration Challenges. *AAPG 2024 Europe Regional Conference (ERC)*.

Li, Y., Zhou, D. H., Wang, W. H., Jiang, T. X., & Xue, Z. J. (2020). Development of unconventional gas and technologies adopted in China. *Energy Geoscience*, 1(1–2), 55–68. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.04.004>

Liang, D. G., Ran, L. H., & Dai, D. S. et al. (2011). A re-recognition of the prospecting potential of Jurassic large-area and non-conventional oils in the central-northern Sichuan Basin. *Acta Pet Sin.* 32(1), 8–17 [in Chinese].

Liu, W. et al. (2017). New knowledge of hydrocarbon generating theory of organic matter in Chinese marine carbonates. *Petroleum Exploration and Development*, 44(1), 159–169. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30020-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30020-4)

Mews, K. S., Alhubail, M. M., & Barati, R. G. (2019). A review of brittleness index correlations for unconventional tight and ultra-tight reservoirs. *Geosciences*, 9(7), 319. <https://doi.org/10.3390/geosciences9070319>

Misch, D., Gross, D., Mahlstedt, N., Makogon, V., & Sachsenhofer, R. (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., & Gratzner, 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>

Nordeng, S. H., & Helms, L. D. (2010). Bakken source system – Three Forks Formation assessment. *North Dakota Department of Mineral Resources*, 22.

Palacas, J. G. (1984). *Petroleum geochemistry and source rock potential of carbonate rocks*. American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/St18443>

Pollastro, R. M., Jarvie, D. M., Hill, R. J., & Adams, C. W. (2007). Geologic framework of the Mississippian Barnett shale, Barnett-paleozoic total petroleum system, Bend arch-Fort Worth basin, Texas. *AAPG bulletin*, 91(4), 405–436. <https://doi.org/10.1306/103006060608>

Sachsenhofer, R. F., & Koltun, Y. V. (2012). Black shales in Ukraine. A review. *Marine and Petroleum Geology*, 31(1), 125–136. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.08.016>

Sachsenhofer, R. F., Shymanovskyy, V. A., Bechtel, A., Gratzner, R., Horsfield, B., & Reischenbacher, D. (2010). Paleozoic Source Rocks in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine). *Petroleum Geoscience*, 16, 377–399. <https://doi.org/10.1144/1354-079309-032>

Smyer, K. M., Hamlin, H. S., Eastwood, R., & McDaid, G. (2019). Variability of geologic properties of shale gas and tight oil plays. *Gulf Coast Association of Geological Societies*, 8, 191–209.

Sohail, G. M., Radwan, A. E., & Mahmoud, M. (2022). A review of Pakistani shales for shale gas exploration and comparison to North American shale plays. *Energy Reports*, 8, 6423–6442. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.04.074>

Sonnenberg, S. A. (2017). Sequence stratigraphy of the Bakken and three forks formations, Williston Basin, USA. <https://doi.org/10.5724/gcs.17.121>

Stephenson, R. A., Yegorova, T., Brunet, M.-F., Stovba, S., Wilson, M., Starostenko, V., Saintot, A., Kusznir, N. (2006). Late Paleozoic intra- and pericratonic basins on the East European Craton and its margins. D. G. Gee, R. A. Stephenson (Eds.), *European Lithosphere Dynamics*, Geological Society of London, 32, 463–479. <https://doi.org/10.1144/gsl.mem.2006.032.01.29>

Sun, X., Zhang, T., Sun, Y., Milliken, K. L., & Sun, D. (2016). Geochemical evidence of organic matter source input and depositional environments in the lower and upper Eagle Ford Formation, south Texas. *Organic Geochemistry*, 98, 66–81. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2016.05.018>

Zhao, M., Zhang, S., Zhao, L., & Da, J. (2007). Geochemical features and genesis of the natural gas and bitumen in paleo-oil reservoirs of Nanpanjiang Basin, China. *Science in China Series D: Earth Sciences*, 50, 689–701. <https://doi.org/10.1007/s11430-007-0018-8>

References

- Abousleiman, Y., Tran, M., Hoang, S., Bobko, C., Ortega, A., & Ulm, F. J. (2008). Study characterizes Woodford shale. *Am Oil Gas Rep.*, 51(1), 106–115.
- Bowker, K. A., (2007). Development of the Barnett Shale play, Fort Worth Basin. *American Association of Petroleum Geologists Search and Discovery*, article 10126. Tulsa, Oklahoma.
- Bromhead, A., & Butt, T. (2019). Regional appraisal of shale resource potential within the Permian, Anadarko and Arkoma basins: how does the Alpine High stack up? *First Break*, 37(4), 43–47. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2018-2886116>
- Brunner, K. R., & Smosna, R. A. (2011). A comparative study of the Mississippian Barnett shale, Fort Worth basin, and Devonian Marcellus shale, Appalachian basin. US department of energy.
- Burruss, R. C., & Hatch, J. R. (1989). *Geochemistry of oils and hydrocarbon source rocks, greater Anadarko basin: evidence for multiple sources of oils and long-distance oil migration*. Oklahoma Geological Survey.
- De Silva, P. N. K., Simons, S. J. R., Stevens, P., & Philip, L. M. (2015). A comparison of North American shale plays with emerging non-marine shale plays in Australia. *Marine and Petroleum Geology*, 67, 16–29. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.04.011>
- Eker, I., Kurtoglu, B., & Kazemi, H. (2014). Multiphase rate transient analysis in unconventional reservoirs: theory and applications. In *SPE/CSUR Unconventional Resources Conference-Canada*. OnePetro. <https://doi.org/10.2118/171657-PA>
- Energy Information Administration (EIA) (2019). *Dry shale gas estimates by play*. <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#production>
- Eoff, D. J. (2013). Shale hydrocarbon reservoirs: Some influences of tectonics and paleogeography during deposition. *Geology of the Haynesville Gas Shale in East Texas and West Louisiana*, 105, 5–27.
- Gavrilish, V. K., Machulina, S. A., & Kurilenko, V. S. (1994). Visean oil-source formation of the Dnieper-Donets basin. Reports of the National Academy of Sciences of Ukraine, 7, 92–95.
- Goldhammer, R. K. (1998). Second-order accommodation cycles and points of stratigraphic turnaround: Implications for high-resolution sequence stratigraphy and facies architecture of the haynesville and cotton valley lime pinnacle reefs of the east texas salt basin. *Houston Geological Society Bulletin North American Explorationists Meeting*, 27, 1–2.
- Hackley, P. C., & Cardott, B. J. (2016). Application of organic petrography in North American shale petroleum systems: A review. *International Journal of Coal Geology*, 163, 8–51. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010>
- Hammes, U., & Frébourg, G. (2012). Haynesville and Bossier mudrocks: A facies and sequence stratigraphic investigation, East Texas and Louisiana, USA. *Marine and Petroleum Geology*, 31(1), 8–26. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.10.001>
- Hammes, U., Hamlin, H. S., & Ewing, T. E. (2011). Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in east Texas and west Louisiana. *AAPG bulletin*, 95(10), 1643–1666. <http://dx.doi.org/10.1306/02141110128>
- Hentz, T. F., & Ruppel, S. C. (2010). Regional Lithostratigraphy of the Eagle Ford Shale: Maverick Basin to East Texas Basin. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 60, 325–337.
- Huang, J., Caineng, Z., Jianzhong, L., Dazhong, D., Sheliang, W., Shiqian, W., & Cheng, K. (2012). Shale gas generation and potential of the lower Cambrian Qiongzhusi formation in the southern Sichuan Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 39(1), 75–81. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(12\)60017-2](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60017-2)
- Huo, Z., Gao, J., Zhang, J., Zhang, D., & Liang, Y. (2021). Role of overlying and underlying limestones in the natural hydraulic fracturing of shale sections: The case of marine-continental transitional facies in the Southern North China Basin. *Energy Reports*, 7, 8711–8729. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.025>
- Iuras, S., Orlyuk, M., Levoniuk, S., Drukarenko V., & Kruhlov, B. (2023). Unconventional shale gas potential of lower visean organic-rich formations of Glynsko-Solohivskiy petroleum region. *Geodynamics*, 34(1), 80–96. <https://doi.org/10.23939/jgd2023.01.080>
- Iuras, S., Orlyuk, M., Karpyn, V., Levoniuk, S. (2024). Unconventional Reservoir Formation Evaluation of Visean organic rich formation with limited logging dataset in Dniepr-Donets Basin, Eastern Ukraine. *GeoConvention, Cargary, June, 17–19, 2024*.
- Jarvie, D. M. (2012). *Shale resource systems for oil and gas. Part 2: Shale-oil resource systems*. <https://doi.org/10.1306/13321446M973489>
- Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., & Pollastro, R. M. (2007). Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG bulletin*, 91(4), 475–499. <https://doi.org/10.1306/12190606068>
- Jiang, H. Y., Song, X. M., Wang, Y. J., An, X. X., Qi, R. L., & Peng, S. M. (2008). Current situation and forecast of the world's carbonate oil and gas exploration and development. *Offshore Oil*, 28(4), 6–13.
- Kabyshv, B., Krivchenkov, B., Stovba, S., & Ziegler, P. A. (1998). Hydrocarbon habitat of the Dniepr-Donets depression. *Marine and Petroleum Geology*, 15, 177–190. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(98\)00018-X](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(98)00018-X)
- Karpenko, I. (2016). Macerals of Devonian and Carboniferous Petro-leum Source Rocks within Southern Border of Dniepr-Donets Basin, Ukraine. *5th National Conference-School: Modern Problems of Geological Sciences 2016, Kyiv, Ukraine* (pp. 32–34).
- Karpenko, O., Ohar, V., Karpenko, I., & Bezrodna, I. (2021). Differentiation of Rudov Beds based on the statistical methods on geological and geophysical data. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 1, 5–10. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-1/005>
- Klemme, H. D. & Ulmishek, G. F. (1991). Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors. *AAPG Bulletin*, 75, 1809–1851. <https://doi.org/10.1306/0C9B2A47-1710-11D7-8645000102C1865D>
- Klemme, H. D. (1994). *Petroleum Systems of the World Involving Upper Jurassic Source Rocks: Chapter 3: Part 1. Introduction*. AAPG Special Volumes, 51–72.
- Kruhlov, B., Levoniuk, S., Iuras, S., & Karpenko, I. (2023). A Review of Ukrainian Visean Shales "Rudov Beds" for Shale Gas Exploration and Comparison to North American Shale Plays. *17th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*, 2023(1), 1–5. European Association of Geoscientists & Engineers. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2023520146>
- Kuang, L., Yong, T., Dewen, L., Chang, Q., Ouyang, M., Lianhua, H., & Deguang, L. I. U. (2012). Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 39(6), 700–711. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(12\)60095-0](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60095-0)
- Lazaruk, Y. (2012). Geological structure and oil and gas potential of deposits of the xiii microfaunal horizon of the Dniepr-Donetsk Depression. *Mineral Resources of Ukraine*, 2, 17–20 [in Ukrainian].
- Levoniuk, S., Iuras, S., Csizmeg, J., Vertiukh, A., Karpyn, V., Verhunencko, O., Khrapach, T., Kruhlov, B., Karpenko, I., & Sralla, B. (2023). Geological Settings and Depositional Model of Visean Unconventional Plays Within Dniepr-Donets Basin. *AAPG 2023 International Conference and Exhibition (ICE)*. https://www.researchgate.net/publication/376582311_Geological_Settings_and_Depositional_Model_of_Visean_Unconventional_Plays_within_Dniepr-Donets_Basin
- Levoniuk, S., Csizmeg, J., Orynychak, S., Ostafichuk, A., Verhunencko, O., Karpyn, V., Vertiukh, A., Khrapach, T., Iuras, S., Kruhlov, B., & Sralla, B. (2024). Visean Unconventional Plays at Dniepr-Donets Basin, Ukraine: Geological Settings and Exploration Challenges. *AAPG 2024 Europe Regional Conference (ERC)*.
- Li, Y., Zhou, D. H., Wang, W. H., Jiang, T. X., & Xue, Z. J. (2020). Development of unconventional gas and technologies adopted in China. *Energy Geoscience*, 1(1–2), 55–68. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.04.004>
- Liang, D. G., Ran, L. H., & Dai, D. S., et al. (2011). A re-recognition of the prospecting potential of Jurassic large-area and non-conventional oils in the central-northern Sichuan Basin. *Acta Pet Sin.* 32(1), 8–17 [in Chinese].
- Liu, W. et al. (2017). New knowledge of hydrocarbon generating theory of organic matter in Chinese marine carbonates. *Petroleum Exploration and Development*, 44(1), 159–169. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30020-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30020-4)
- Loucks, R. G., & Ruppel, S. C. (2007). Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin Texas. *AAPG bulletin*, 91(4), 579–601. <https://doi.org/10.1306/11020606059>
- Lukin, A. E. (2011). On the nature and prospects of gas content of low-permeable rocks of the Earth's sedimentary shell. *Reports of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 3, 114–123 [in Russian].
- Lukin, O., Gafych, I., Goncharov, G., Makogon, V., Prygarina, T. (2020). Hydrocarbon potential in entrails of the earth of Ukraine and main trend of its development. *Mineral resources of Ukraine*, 4, 28–38 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.4.28-38>
- Machulina, S. O. & Babko, I. M. (2004). On the geology of the Visean pre-Nicolithic strata of the Dniepr-Donetsk Depression. *Oil and Gas Industry*, 5, 3–8 [in Ukrainian].
- 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>
- Mews, K. S., Alhubail, M. M., & Barati, R. G. (2019). A review of brittleness index correlations for unconventional tight and ultra-tight reservoirs. *Geosciences*, 9(7), 319. <https://doi.org/10.3390/geosciences9070319>
- Mikhailov, V. A., Vakarchuk, S. G., Zeikan, O. Y., Kasyanchuk, S. V., Kurovets, I. M., Vyzhva, S. A., Zagnitko, V. M., Koval, A. M., Krupskiy, Yu. Z., Gladun V. V., Chepil, P. M., Stryzhak V. P., & Kulchyska, H. O. (2014). *Unconventional sources of hydrocarbons in Ukraine*. Nika-Center [in Ukrainian].
- Misch, D., Gross, D., Mahlstedt, N., Makogon, V., & Sachsenhofer, R. (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., & Gratzner, 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>
- Nordeng, S. H., & Helms, L. D. (2010). Bakken source system – Three Forks Formation assessment. *North Dakota Department of Mineral Resources*, 22.
- 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>

Palacas, J. G. (1984). *Petroleum geochemistry and source rock potential of carbonate rocks*. American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/St18443>

Pollastro, R. M., Jarvie, D. M., Hill, R. J., & Adams, C. W. (2007). Geologic framework of the Mississippian Barnett shale, Barnett-paleozoic total petroleum system, Bend arch–Fort Worth basin, Texas. *AAPG bulletin*, 91(4), 405–436. <https://doi.org/10.1306/10300606008>

Sachsenhofer, R. F., & Koltun, Y. V. (2012). Black shales in Ukraine. *Marine and Petroleum Geology*, 31(1), 125–136. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.08.016>

Sachsenhofer, R. F., Shymanovskyy, V. A., Bechtel, A., Gratzner, R., Horsfield, B., & Reischenbacher, D. (2010). Paleozoic Source Rocks in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine). *Petroleum Geoscience*, 16, 377–399. <https://doi.org/10.1144/1354-079309-032>

Smyer, K. M., Hamlin, H. S., Eastwood, R., & McDaid, G. (2019). Variability of geologic properties of shale gas and tight oil plays. *Gulf Coast Association of Geological Societies*, 8, 191–209.

Sohail, G. M., Radwan, A. E., & Mahmoud, M. (2022). A review of Pakistani shales for shale gas exploration and comparison to North American shale plays. *Energy Reports*, 8, 6423–6442. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.04.074>

Sonnenberg, S. A. (2017). *Sequence stratigraphy of the Bakken and three forks formations*. Williston Basin, USA. <https://doi.org/10.5724/gcs.17.121>

Starostenko, V., Pashkevych, I., Makarenko, I., Kuprienko, P. Y., & Savchenko, O. S. (2017). Lithospheric heterogeneity of the Dnipro-Donetsk Basin and its geodynamic implications. Ch. 1. *Geodynamic Interpretation. Geodynamics*, 1(22), 125–138 [in Russian]. <https://doi.org/10.23939/jgd2017.01.125>

Stephenson, R. A., Yegorova, T., Brunet, M.-F., Stovba, S., Wilson, M., Starostenko, V., Saintot, A., Kuszniir, N. (2006). Late Paleozoic intra- and pericratonic basins on the East European Craton and its margins. D. G. Gee, R. A. Stephenson (Eds.), *European Lithosphere Dynamics, Geological Society of London*, 32, 463–479. <https://doi.org/10.1144/gsl.mem.2006.032.01.29>

Sun, X., Zhang, T., Sun, Y., Milliken, K. L., & Sun, D. (2016). Geochemical evidence of organic matter source input and depositional environments in the lower and upper Eagle Ford Formation, south Texas. *Organic Geochemistry*, 98, 66–81. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2016.05.018>

Vertyukh, A. M. (2019). Geological structure and prospects of oil and gas bearing capacity of the Lower Carboniferous of the southern coastal zone of the Dnipro-Donetsk Basin. [Unpublished doctoral dissertation]. Taras Shevchenko National University of Kyiv [in Ukrainian].

Vyzhva, S. A., Onyshchuk, V. I., Onyshchuk, I. I., Orluk, M. I., Drukarenko, V. V., Reva, M. V., & Shabatura, O. V. (2019). Petrophysical parameters of rocks of the Visean Stage of the Lohvytsia zone of the Dnipro-Donetsk Basin. *Geophysical Journal*, 41(4), 145–160 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177380>

Zhao, M., Zhang, S., Zhao, L., & Da, J. (2007). Geochemical features and genesis of the natural gas and bitumen in paleo-oil reservoirs of Nanpanjiang Basin, China. *Science in China Series D: Earth Sciences*, 50, 689–701. <https://doi.org/10.1007/s11430-007-0018-8>

Отримано редакцією журналу / Received: 25.03.24

Прорецензовано / Revised: 01.06.24

Схвалено до друку / Accepted: 30.08.24

Bohdan KRUHLOV¹, Master's Student

ORCID ID: 0000-0002-7899-2957

e-mail: bkr12@ukr.net

Serhii LEVONIUK², PhD (Geol.)

ORCID ID: 0000-0002-4073-8152

e-mail: serhii.levoniuk@ugv.com.ua

Sviatoslav IURAS³, PhD Student

ORCID ID: 0009-0004-4715-2914

e-mail: svyuras@gmail.com

Ivan KARPENKO^{4,5}, PhD (Geol.)

ORCID ID: 0000-0001-7753-9010

e-mail: karpenko.i.geoscience@gmail.com

¹Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

²JSC Ukrgezvydobuvannya, UkrNDIGas, Kyiv, Ukraine

³Institute of Geophysics NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine

⁴JSC Ukrgezvydobuvannya, Kyiv, Ukraine;

⁵M. P. Semenenko Institute of Geochemistry, Mineralogy and Ore Formation of the National Academy of Sciences of Ukraine

REVIEW OF VISEAN UNCONVENTIONAL RESERVOIRS WITHIN DNIPRO-DONETS DEPRESSION AND COMPARISON TO NORTH AMERICAN UNCONVENTIONAL FORMATIONS

Background. Modern advances in the extraction of hydrocarbons from shale and tight formations, namely improved horizontal drilling technologies and multi-stage hydraulic fracturing at economically viable costs, are opening up new horizons for oil and gas exploration and development around the world. The importance of shale oil and gas has sparked interest around the world following the great success of production in North America. This article is a continuation of a series of publications on the study of Visean unconventional reservoirs within Dnipro-Donets Depression. In this paper, the Visean sediments, namely the Lower Visean carbonate plate of the XIII MFH (horizons V-24-25), and the "Rudov Beds", siliceous calcified organic-rich shales (V-23) within the identified prospective zones of the Dnipro-Donets Basin (DDB), are considered for their unconventional reservoir development potential using the method of analogy with successful North American formations.

Methods. Key geological and geochemical parameters were compared with the selected analogues, namely, geological age, sedimentation conditions, lithology and sediment thickness, geochemical data (total organic carbon (TOC), vitrinite reflectance (Ro), rock generation properties according to pyrolytic studies and rock maturity), mineralogical composition and porosity.

Results. According to this study, the Visean unconventional deposits within DDB clearly correlate with the most productive gas fields from unconventional reservoirs (shales, organic-rich carbonates) in North America. The depth and geological position of the Visean unconventional targets are generally comparable to or slightly higher than their North American counterparts based on available data; sediment thicknesses are in similar ranges. In terms of mineralogical composition, namely X-ray diffraction (XRD) analysis, the ore beds are similar to the Barnett and Woodford shales, and the V-24-25 carbonate horizons correspond to the Eagle Ford Formation. The high average TOC content of the V-23 horizon (up to 10% by weight) is comparable to the Bakken and Woodford shales.

Conclusions. The geological and geochemical parameters of the Visean horizons considered in this paper are promising in terms of the prospects for the development of unconventional reservoirs to increase Ukraine's energy resource base. However, in order to draw conclusions about the economic profitability of the development of the studied objects, a more detailed study is required, taking into account the results of drilling and testing after multistage hydraulic fracturing.

Keywords: source rock, unconventional reservoirs, total organic carbon, shale gas, rudov beds, thermal maturity.

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.