

Святослав ЮРАС<sup>1</sup>, Михайло ОРЛЮК<sup>1</sup>, Сергій ЛЕВОНЮК<sup>2</sup>,  
Вікторія ДРУКАРЕНКО<sup>1</sup>, Богдан КРУГЛОВ<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Інститут геофізики НАН України, пр. Палладіна, 32, Київ, 02000, Україна, ел. пошта: svyuras@gmail.com, orlyuk@igph.kiev.ua, Tory\_D@ukr.net

<sup>2</sup> АТ «Укргазвидобування», Україна, вул. Кудрявська, 29, Київ, 04053, Україна, ел. пошта: serhii.levoniuk@ugv.com.ua

<sup>3</sup> Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Інститут геології, вул. Васильківська, 90, Київ, 03022, Україна, ел. пошта: bkr12@ukr.net

## ПОТЕНЦІАЛ НЕТРАДИЦІЙНОГО СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ НИЖНЬОВІЗЕЙСЬКИХ БАГАТИХ НА ОРГАНІКУ ТОВЩ ГЛИНСЬКО- СОЛОХІВСЬКОГО ГАЗОНАФТОНОСНОГО РАЙОНУ

Актуальність розвідки нетрадиційних ресурсів газу в Україні дуже висока, особливо для досягнення енергетичної незалежності України та Європи. Видобуток з наявних нафтових і газових родовищ та використання альтернативних джерел енергії є недостатніми для задоволення потреб населення сьогодні. Поки що неможливо повністю заповнити ці прогалини за допомогою енергоресурсів. У статті досліджено геологічне середовище, вік, мінералогічний склад та термальну зрілість нетрадиційних сланцевих і карбонатних газових колекторів нижнього візе в одному з найбільших родовищ Дніпровсько-Донецького басейну (ДДЗ). Подано вуглеводневий потенціал двох основних досліджуваних горизонтів В-23 і В-24-25 із використанням інтегрованого підходу до інтерпретації наявних даних аналізу керна. Результати геохімічного аналізу показують, що в рудівських шарах (В-23) рівень термальної зрілості сланців міститься у нафтовому вікні ( $R_o \sim 0$ , 8%), що може давати можливість генерувати нафту в ранній фазі зрілості. Такий рівень зрілості спостерігається у візейських карбонатів В-24-25 ( $R_o \sim 0,77$  %). У досліджуваних породах високий загальний вміст органіки (ТОС) – у середньому від 2 % для карбонатів, багатих на органіку, до 5,6 % для сланців, що свідчить про порівняно хороший або відмінний генеративний потенціал вихідної породи. За даними XRD-аналізу мінералів чорносланцевої формації, переважають кремнеземні мінерали (54,6 %), кальцит та глини (25,6 %) із незначною кількістю альбіту, польового шпату та піриту. Карбонатний горизонт В-24-25 логічно містить значно більше кальциту – 52,2 % за невеликої кількості доломіту – 5,5 %. Також характерний доволі високий вміст кварцу – в середньому 30,7 %. Глинисті мінерали не ідентифікуються в кожному зразку, але за середніми значеннями їх вміст становить близько 18,9 %. Вміст піриту – близько 6,8 %, що свідчить про безкисневе середовище цільових візейських утворень у межах Глинсько-Солохівського газонафтоносного району. Ці дані підтвердили, що горизонти В-23 і В-24-25 є крихкими шарами, сприятливими для багатостадійних гідророзривів. Аналіз шліфів підтверджує результати з мінералогічного погляду. Наявність тріщин у зразках керна є додатковим індикатором для здійснення гідророзриву та видобування газу з таких типів колекторів. Отже, нижньовізейські багаті на органіку шари Глинсько-Солохівського газонафтоносного району В-23 і В-24-25 є термально зрілими, у них високий вміст органічного вуглецю, достатня потужність (30–120 м) та велика площа залягання. Їх можна розглядати як потенційний об'єкт для видобування газу.

*Ключові слова:* материнські породи; нетрадиційного типу колектори; загальний вміст органічної речовини; XRD; рудівські верстви; нижнє візе; термальна зрілість; крихкість.

### *Вступ*

Дніпровсько-Донецький басейн (ДДЗ) – це великий палеозойський рифтовий басейн, розташований у Сарматському кратоні на сході України, глибина понад 15 км [Тектоника..., 2015; Старостенко и др., 2017]. Його вважають супербасейном із багатьма родовищами газу. У ДДЗ родовище Шебелинка є одним із найбільших газових родовищ Європи, із якого видобувають нині 22 трлн фт. куб. Основні нафтогазові поклади належать до пермського та кам'яновугільного періодів. Це звичайні колектори (пісковики, алев-

роліти) із доволі високою пористістю та проникністю, але для істотного збільшення видобутку газу та нафти в Україні необхідно зосередитися на нетрадиційних типах колекторів. Як відомо, основні з них [Lukin et al., 2020]: сланцевий газ; газ у щільних пластах (газ центрального басейну); метан вугільних пластів (МВП).

Нетрадиційні сланцеві поклади істотно вплинули на видобування нафти та газу в таких країнах, як США, Канада, Аргентина, Китай, Таїланд тощо. Ми вважаємо, що це також один із основних шляхів збільшення видобування в Україні, особливо з використанням провідних технологій горизонталь-

ного буріння та багатостадійного гідророзриву (ГРП). Як відомо, нетрадиційні поклади сланцевого газу – це материнська порода, резервуар і пастка для природного газу [Вижива та ін., 2019; Orlyuk et al., 2018]. Ці формування природного газу мають дуже низьку пористість і проникність у діапазоні Нано-Дарсі. У ДДЗ є три основні багаті на органіку материнські породи. 1) рудівські шари верхнього візе мають дуже високий вміст загального органічного вуглецю (ТОС) (у середньому 5,5 %); 2) нафтоносний нижньосерпуховський; 3) газоконденсатний середнього карбону в південній і південно-східній частині басейну. Крім того, девонські породи є найважливішими материнськими породами Прип'ятського прогину [Misch et al., 2015; Misch et al., 2016 (b); Вакарчук та ін., 2013].

Один із основних інтервалів нафтогазоматеринських гірських порід, як відомо, належить до нижнього візе, який складається із морського вапняку, кремнезему та органічних сланців. Завдяки інтенсивній розвідці та розробленню родовищ у всьому ДДЗ нижньовізейських материнських відкладень маємо змогу ретельно дослідити за допомо-

гою нових сучасних підходів і технологій. Це допоможе краще зрозуміти вуглеводневий потенціал цієї товщі.

Основна мета цієї роботи – визначення та описання ключових властивостей багатих на органіку порід (мінералогії, загального органічного вуглецю, термічної зрілості) та потенціалу сланцевого газу нижньовізейських материнських порід – рудівських шарів (В-23) і візейської карбонатної платформи (В-24-25). Ми зосередимося на північно-західній частині ДДЗ, глибина зони інтересу становить 4–4,5 км. Також спробуємо відповісти на запитання: чи може візейська карбонатна платформа бути цільовим нетрадиційного типу колектором? У цьому нам допоможе інтеграція спеціальних методів аналізу ядра (SCAL) і сучасних каротажних даних (елементарна спектроскопія, спектральне гамма-випромінювання, ЯМК тощо).

### Геологічний опис

Територія дослідження розташована на північному заході Дніпровсько-Донецької западини, яка обмежена Українським щитом і Воронежським масивом (рис. 1).

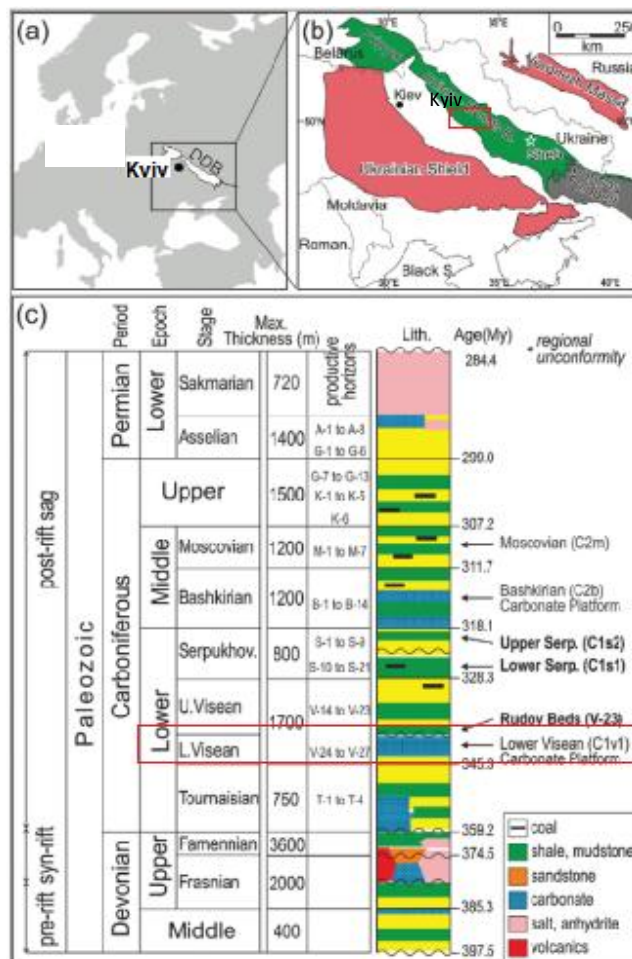


Рис. 1. Регіональне розташування Дніпровсько-Донецького басейну (ДДЗ) у Східній Європі (а, б); стратиграфічна колонка відкладень (с) [Misch et al., 2018].

У цьому дослідженні зосередимося на Глинсько-Солохівському нафтогазоносному регіоні та нафтогазових нетрадиційних сланцевих колекторах. Наш цільовий об'єкт розташований у північно-західній частині ДДЗ у межах південного схилу Жданівської западини і являє собою брахіантиклінальну складку північно-західного простягання. У зоні інтересу розробляють газові та нафтові поклади від башкирського (C2b) до девонського (D3f) віку. Однак чимало попередніх досліджень авторів [Лукін О., Макогон В., Заксенгофер Р. та ін.] свідчать, що в нижньовізейських пластах з високим вмістом органічної речовини (рудівські шари, карбонатна платформа В-24-25) є потенціал вуглеводнів, зокрема в ДДЗ, а також у родовищі "А" (рис. 2) [Lazaruk, 2012;

Mihailov, 2014; Misch et al.; 2016 (a); Ogar, 2012; Sachsenhofer et al., 2010]. Останніми роками в кількох свердловинах виконано низку сучасних геофізичних досліджень та аналіз кернів. Це дає нові результати та відповіді про потенціал сланцевого газу в цьому районі. Опис керна та шліфів дає інформацію про середовище осадконакопичення та вік горизонту В-23 і карбонатної платформи В-24-25. Це загалом підтверджують попередні дослідження О. Лука, О. Карпенка, І. Карпенка, В. Огаря та ін. Горизонт В-23 (гарячий сланець) відповідає морському середовищу, ймовірно, мілководному шельфу. Таке геологічне середовище притаманне карбонатній платформі В-24-35 [Karpenko et al., 2021; Mihailov, 2014; Misch et al., 2018].

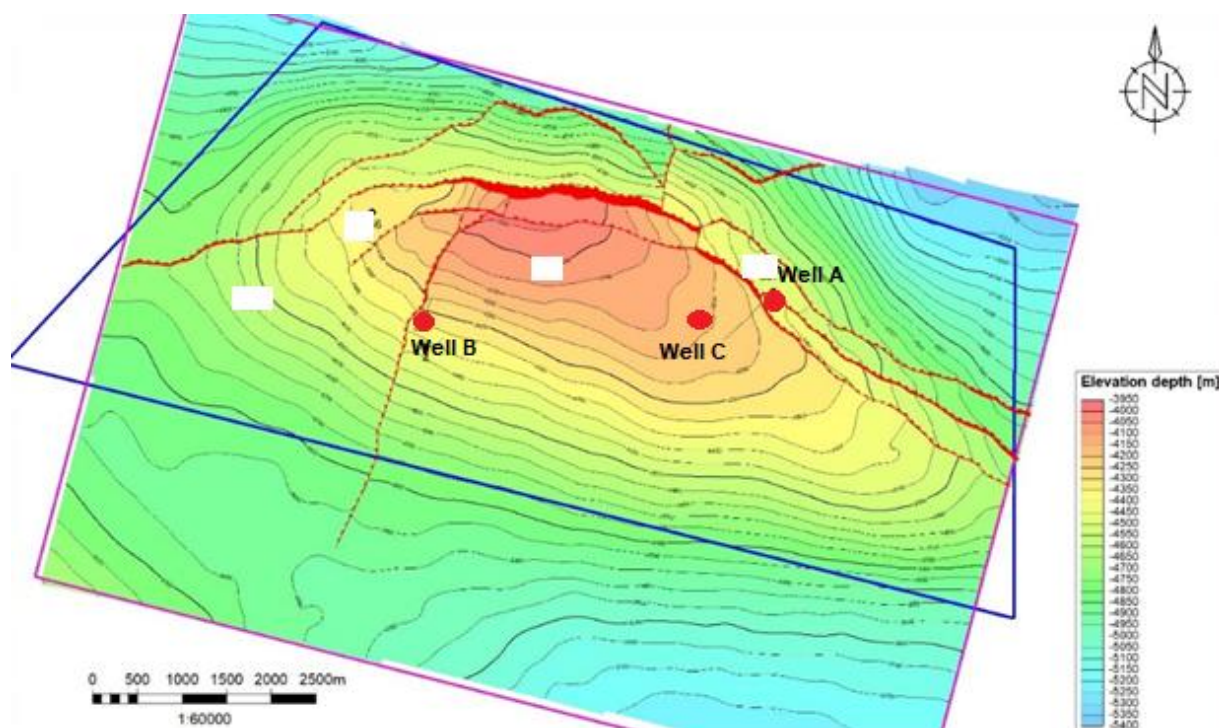


Рис. 2. Структурна карта родовища "А", досліджувані свердловини А, В, С.

### Зразки та методологія

Нетрадиційні сланцеві колектори набагато складніші, ніж звичайні цільові шари, оскільки маємо справу із комплекснішим мінеральним складом і дуже низькою пористістю та проникністю (<0,1 мД). Зазвичай ці породи складаються із кремнезему, глини, кальциту, піриту та керогену. Залежно від пропорцій цих ключових компонентів породи можна зробити припущення про вуглеводневий потенціал і потенціал щодо гідророзривання цих товщ. Згідно з міжнародним досвідом, якщо вміст глини в цій породі перевищує 40 %, неможливо здійснити гідророзрив і отримати результати, задовільні з еконо-

мічного погляду. Це пов'язано із геомеханічними властивостями дуже м'яких порід і, відповідно, низьким показником крихкості (BI) [Jarvie et al., 2007]. Зазвичай високий вміст кальциту не дуже позитивно впливає на вуглеводневий потенціал резервуарів нетрадиційної 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 зазвичай їх невелика кількість від загального мінералогічного складу нетрадиційного колектора.

Досліджено близько 75 зразків керну зі свердловин (А, В, С) родовища “А”, які розкрили горизонти В-23 та карбонати горизонтів В-24-25 (рис. 1, 2). У табл. 1 показано, скільки метрів керна взято і скільки вилучено в кінці. На підставі цих даних можна зробити висновок, що в свердловинах А, В, С доволі успішно виконано роботи з відбирання кернів, що дає багато корисної інформації про цільові пласти (рис. 3, 4).

Також важливо підкреслити, що всі зразки керна були пов’язані із даними геофізичних досліджень свердловин. У нашому випадку це стало можливим завдяки тому, що всі зразки керна були виміряні за допомогою гамма-променів, спектральних гамма-променів та способами визначення щільності в лабораторії (рис. 5) [Лизанець та ін., 2021]. Це робить дані дослідження набагато точнішими,

ніж якщо б ми використали доволі старі дані керна, підняті лише за допомогою вимірювань бурильних труб (у міру труб).

Після звичайного аналізу керна (RCAL) у свердловині С, А та спеціального аналізу керна в свердловині А ми припустили, що маємо справу із породами високої неоднорідності. У свердловині В, щоб позбутись впливу неоднорідності результатів лабораторних вимірювань, більшість зразків для таких досліджень, як XRD, TOC, Rock-Eval, вирішили розділити на три частини та використати їх середні значення. Виконано понад 200 вимірювань, що робить наші дослідження точнішими (рис. 6). Використано середні значення трьох вимірювань для кожного зразка керна для подальшого коректного оцінювання петрофізичних властивостей колектора.

Таблиця 1

Глибина відбирання кернів у свердловинах родовища “А”

Св.	Гор.	Глибина, м	Кількість відібраного керна, м	Відібрано на поверхню, м	Вилученого керна, %
А	V-24	4400–4500	33,5	32,18	96,63
В	V-23-24	4400–4500	27	23,42	86,74
С	V-24	4500	18,2	18,2	100



Рис. 3. Керн свердловини В (горизонт В-23, В-24-25).

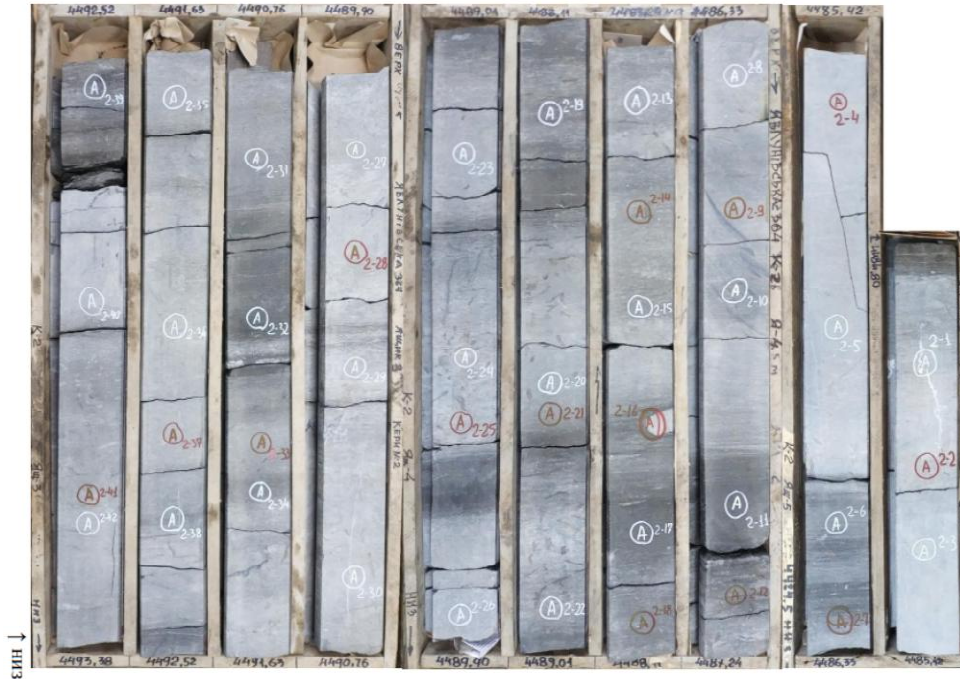


Рис. 4. Керн свердловини В (горизонт В-24-25).

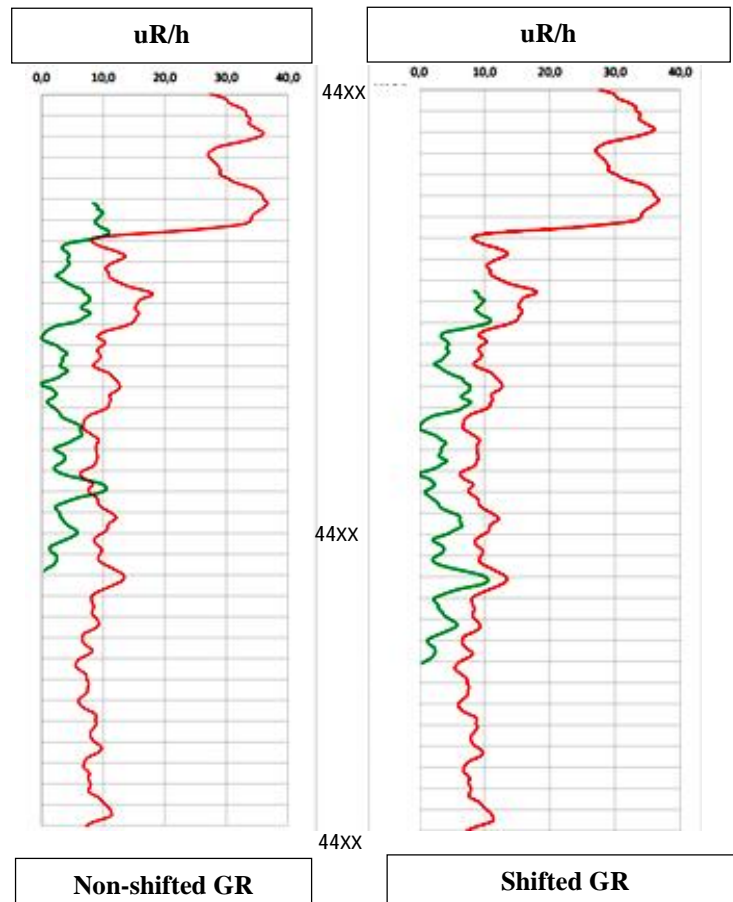


Рис. 5. На прикладі свердловини А показано, як дані кернів можуть бути зміщені за глибиною. Червона крива – каротажні гамма-випромінювання, зелена – гамма-випромінювання кернів.

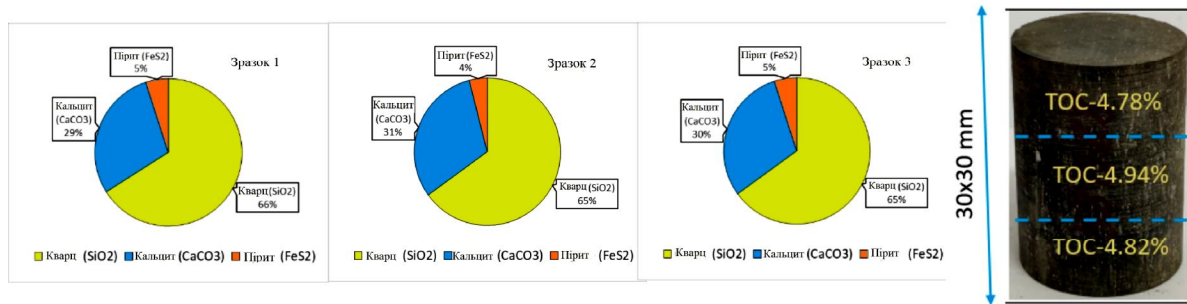


Рис. 6. Приклад зразка керна, отримані значення ТОС та мінералогічний склад (XRD).

### Мінеральний склад та визначення за допомогою XRD-аналізу

Для визначення складу гірських порід рентгеноструктурний аналіз здійснено у двох свердловинах з досліджуваної території. Він охоплював переважно горизонт В-24 і частково горизонт В-23. Близько 200 зразків підготовано для вимірювання на дифрактометрі Panalytical. Усі дослідження виконано в Українаукагеоцентрі (Полтава, Україна).

### Геохімічний аналіз

Геохімічні дослідження виконано за допомогою піролізної установки RockEval 6 Classic S3 з використанням програмного забезпечення Rock Six. Для здійснення піролізу вибрано метод Bulk Rock Basic, оскільки він дає змогу повніше визначити основні геохімічні параметри материнської товщі. Початкова температура піролізу – 300 °С, кінцева – 650 °С. Зразки керна карбонатів і сланців були подрібнені та відібрані для аналізу LECO ТОС. З кожного зразка (100 мг) видаляли карбонатну складову за допомогою 5 % розчинника HCL.

### Петрографічний аналіз

Для отримання результатів петрографічного аналізу шліфи виготовляли в комплексній лабораторії дослідження кернів за стандартною методикою. Зразки кернів проварювали в каніфолі, наклеювали на канадський бальзам, товщину шліфів ( $\approx 0,03$  мм) визначали під час вивчення під мікроскопом за кольором зерен кварцу. Після цього на канадський бальзам насаджували покривне скло.

### Результати та їх обговорення

#### Вміст мінеральних речовин

Масовий мінералогічний склад (кварц, польові шпати, пірит, апатит, кальцит, доломіт, глинисті мінерали тощо) 200 відібраних зразків визначено за допомогою рентгенівського дифракційного аналізу (XRD) із застосуванням дифрактометра Panalytical. Він дає детальну інформацію про

мінералогічний склад, що допомагає оцінити властивості колектора (пористість, насиченість) і геомеханічні властивості. Для нетрадиційного пласта дуже важливі ці властивості, як вже зазначено на початку цієї статті. Зразки керна для XRD-аналізу складались зі сланців горизонтів В-23 і В-24-25, вапняків та частково пісковиків.

16 із 73 досліджених зразків нижньовізейських материнських порід (Рудівські шари В-23) містять високий процент органіки (>5 %). Спостерігається переважання кремнеземних мінералів у всіх пробах – від 8,6 до 95,3 %, які переважно складаються із кварцу. В середньому визначено 54,6 % кремнезему, що є дуже непоганим показником, зважаючи на крихкість цільових утворень. Є окремі проби з вмістом альбіту (п'ять проб). Вміст карбонатних мінералів коливається в діапазоні від 1 до 34 %, а один зразок характеризується нетипово високим вмістом карбонатів – 83,4 %. Можливо, його було некоректно прив'язано до даних. Карбонати здебільшого представлені кальцитом, а деякі зразки – доломітом і анкеритом. Доломіт наявний у семи зразках, стільки ж зразків містять анкерит. Глинисті мінерали переважно представлені каолінітом, ілітом і дікітом у різних співвідношеннях. Мусковіт також є, але в горизонті В-23 трапляється нечасто. Каолініт та іліт – основні глинисті мінерали, наявні в більшості зразків. Загальний вміст глини в чорних сланцевих породах у середньому становить 25,6 %. Усі проби керна з високим вмістом органічних сланців містять пірит, що підтверджує безкисневе геологічне середовище нижньовізейських материнських порід. Вміст піриту становить від 1 до 15 % із середніми значеннями 5,9 % (рис. 12).

Досліджено мінералогічні характеристики карбонатних відкладів горизонту В-24. Лабораторний аналіз показав, що вміст карбонатів як основної породи в таких відкладах коливається від 8 до 94,3 %. Карбонати представлені кальцитом, доломітом та рідше анкеритом. Вміст кальциту, який виявлено у 55 пробах, коливається від 8 до 94,3 %

за середнього вмісту 52,2 %. Вміст доломіту, який є лише у восьми пробах, становить від 1 до 11 % за середнього вмісту 5,5 %. Лише в п'яти зразках, у яких наявний анкерит, його вміст коливається приблизно від 2 до 4,4 %. У другій досліджуваній нетрадиційній товщі є кілька сланців із високим вмістом органіки між шарами. У дев'яти зразків із загальної кількості менший вміст карбонату, але він все одно сягає 77,7 %. Спостерігається доволі високий вміст кремнезему в горизонті В-24, що робить досліджувані породи пластичнішими. Вміст кварцу, який виявлено у 55 пробах, коливається від 5,7 до 66,3 % за середнього вмісту 30,7 %. У 17 зразках виявлено альбіт, його вміст 3,9–26 %. За даними рентгеноструктурного аналізу кілька проб містять анортит (лише п'ять проб). Глинисті мінерали представлені не в кожному зразку, але в 16 пробах їх знайдено. Середнє значення загальної кількості глинистих мінералів у горизонті В-24 становить 18,9 %. Вони представлені переважно каолінітом, дікітом, ілітом та нечисленними зразками із мінералами мусковіт або смектит. Каолініт – основний глинистий мінерал із середнім вмістом у

породах 10,6 %, коливається від 5 до 17 %. Інші глинисті мінерали виявлені менш ніж у десяти зразках, що показано на гістограмі (рис. 13). Вміст піриту, який виявлено в більшості проб керна, коливається від 2 до 17 % за середнього вмісту 6,8 %. Цей мінерал наявний в 42 пробах з усіх 55 проб горизонту В-24.

Петрографічний аналіз шліфів, зокрема мінералогічного вмісту, також виконано для детальнішої характеристики досліджуваних цільових порід. За отриманими даними, більшість мінералів, наявних у досліджуваному інтервалі, підтверджують результати XRD-аналізу (рис. 9–11).

Відповідно до XRD та петрографічного аналізу шліфів можна зробити припущення про низький вміст глинистих мінералів у горизонті В-23 (середнє значення становить 25,6 %), значно нижчий їх вміст спостерігається у карбонатній платформі В-24 (середнє – 5,3 %), що робить цільові пласти придатними для багатостадійного ГПП і перспективними для видобування вуглеводнів. Крім того, це свідчить про потенціал збільшення показників пористості в цільових зонах.

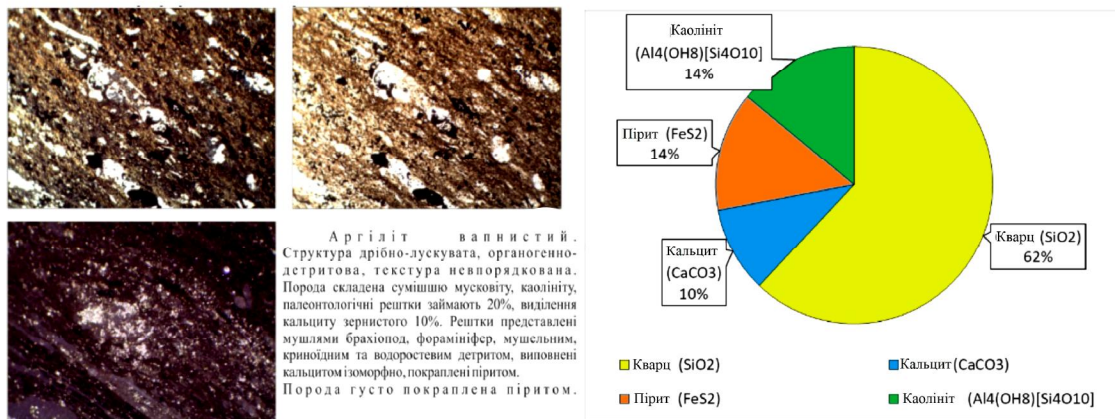


Рис. 7. Фото шліфів під мікроскопом та дані XRD-аналізу з горизонту В-23 (аргіліт).



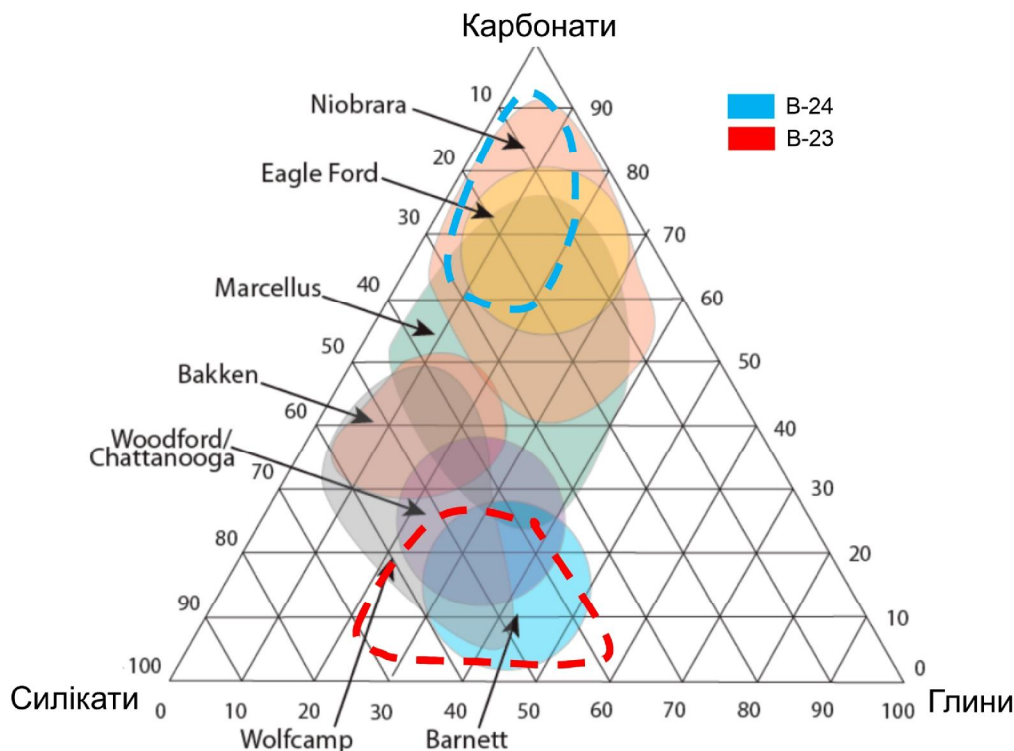
Рис. 8. Фото шліфів під мікроскопом та дані XRD-аналізу з горизонту В-24 (вапняк).





Літологічний склад для нетрадиційних порід-колекторів дуже важливий. Зазвичай у результаті можемо побудувати спеціальну мінералогічну трикутну діаграму. Крім того, в нашу діаграму ми ввели мінералогічні дані північно-американських аналогів покладів сланцевого газу (рис. 14). Згідно з цим графіком, горизонт В-24 складається з 60–90 % карбонатів, 5–20 % глини і 5–30 % кремнезему. У пласті В-23 (гарячі сланці) спостерігається більший вміст кремнезему в складі

породи: кремнезем – 45–70 %, карбонати – 4–27 % і глина 20–50 %. Можна зробити висновок, що найкращі збіги – на нашому родовищі зі сланцями Barnett для горизонту В-23 та Eagle Ford для горизонту В-24 як аналогів із родовищ США. У подальших дослідженнях заплановано виконати глибокий аналіз інших петрофізичних властивостей, а також порівняння між ними (загальний органічний вміст, пористість, пружні властивості тощо).



**Рис. 12.** Блакитне коло – дані з горизонту В-24 (карбонатна платформа), червоне – з горизонту В-23 (рудівські шари).

### ТОС і Rock-eval піроліз.

#### Термічна зрілість материнських порід

У нашій роботі виконано геохімічний аналіз керн для визначення ТОС, термальної зрілості та типу керогену. Для визначення вмісту органічної речовини та оцінювання генеративного вуглеводневого потенціалу сланців і багатих на органіку карбонатів (В-24-25) необхідно виміряти вміст загального органічного вуглецю (ТОС, мас. %). Визначено ТОС за допомогою експрес-аналізатора АН-7529М, який застосовують для експрес-визначення масової частки вуглецю, спалюючи породу в печі до вуглекислого газу (CO<sub>2</sub>) і подальшим його кулонометричним титруванням у кулонометричній комірці за значенням рН. Значення вмісту органічного вуглецю отримують методом прямого спалювання за температури 1200 °С у потоці кисню.

Вміст органічного вуглецю у досліджуваних зразках В-23 – у межах від 1,4 % мас. до 7,6 % мас. у зразках № 1–16. Середній показник становить 5,6 %, що свідчить про порівняно хороший або відмінний генеративний потенціал материнської породи [Кагрєнко, et al., 2021]. В інтервалі чорних карбонатів вміст органічного вуглецю становить від 0,4 % до 5,2 % за масою у пробах № 17–73 і в середньому становить близько 2 %, що підтверджує високий потенціал утворення вуглеводнів за доволі великої потужності (>100 м). Результати визначення вмісту органічного вуглецю наведено в табл. 2. Для визначення кореляції ТОС з глибиною побудовано графік залежності ТОС від глибини (рис. 15, а). У попередніх дослідженнях автори намагалися оцінити ТОС, використовуючи дані каротажу з кількох свердловин нашого цільового нафтогазоносного регіону, але,

на жаль, аналіз керну був недоступний для підтвердження результатів їх інтерпретації [Karpenko et al., 2021]. Вони застосували методику  $\Delta R_{Log}$  [Passey et al., 1990].

Згідно із даними піроліз-аналізу, отримано основні параметри щодо генераційного потенціалу материнських порід і наявності вуглеводнів –  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $T_{max}$ , HI, PI тощо. Кількість вуглеводнів ( $S_2$ ), що утворюється під час піролізу, є корисним параметром для оцінювання генераційного потенціалу материнської породи. Значення залишкового вуглеводневого потенціалу, вираженого показником  $S_2$ , у насичених органікою сланцях В-23 – в середньому 9,83 мг УВ/г, найнижче значення ста-

новить 0,84 мг УВ/г, найвище – 23,72 мг УВ/г. Через неоднорідність порід спостерігається широкий діапазон показників  $S_2$ , але переважно в межах від 8 до 15 мг УВ/г, що свідчить про хороший і дуже хороший генеративний потенціал цільових товщ сланців.

Залишковий вуглеводневий потенціал  $S_2$  у вапняку (В-24-25) коливається від 0,3 до 12,59 мгУВ/г породи. Середнє значення дорівнює 2,33 мг УВ/г породи. Основне значення для обох утворень становить від 1,5 до 4,5 мг УВ/г. Досліджувані зразки мають хороші генераційні властивості (табл. 2). Розраховано також водневі та продуктивні показники зразків.

Таблиця 2

**Об'ємні геохімічні результати для багатих на органіку сланців рудівських шарів (В-23) та зразків карбонатів В-24-25 після TOC/Rock-Eval-аналізу з використанням розрахованих параметрів і коефіцієнта відбиття вітриніту, %Ro**

Wells A & B			TOC,	$S_1$ ,	$S_2$ ,	$T_{max}$ ,	$R$ ,	HI	OI	PI
№	Hor	Litho	wt %	mg HC/g	mg HC/g	°C	%			
1	V-23	Shale	5,0	2,03	7,61	444	0,83	151,0		0,2
2	V-23	Shale	6,6	4,41	18,2	442	0,80	275,8		0,2
3	V-23	Shale	6,5	2,31	15,11	444	0,83	232,5		0,1
4	V-23	Shale	6,9	3,51	15,67	443	0,81	227,1		0,2
5	V-23	Shale	1,9	0,31	2,27	434	0,65	119,5		0,1
6	V-23	Shale	1,4	0,71	0,99	434	0,65	70,7		0,4
7	V-24	Limestone	0,5	0,39	0,31	439	0,74	62,0		0,6
8	V-24	Limestone	2,1	1,90	4,3	434	0,65	204,8		0,3
9	V-24	Limestone	1,1	1,52	2,17	419	0,38	197,3		0,4
10	V-24	Limestone	0,9	1,01	1,69	412	0,26	187,8		0,4
11	V-24	Limestone	1,4	1,22	1,49	419	0,38	106,4		0,5
12	V-24	Shale	4,3	1,12	2,46	444	0,83	57,0	1,0	0,3
13	V-24	Shale	1,7							
14	V-24	Limestone	2,2	1,09	3,84	446	0,87	174,0	5,0	0,2
15	V-24	Shale	2,3	2,31	6,82	450	0,94	302,0	5,0	0,3
16	V-24	Shale	1,5							
17	V-24	Limestone	1,6							
18	V-24	Shale	3,7	2,52	12,59	451	0,96	340,0	1,0	0,2
19	V-24	Limestone	1,7							
20	V-24	Shale	4,2	1,56	4,42	451	0,96	106,0	1,0	0,3
21	V-24	Shale	3,5	3,22	8,74	452	0,98	250,0	2,0	0,3
22	V-24	Shale	3,0	2,97	7,16	454	1,01	236,0	1,0	0,3
23	V-24	Limestone	0,8							

Wells A & B			TOC,	S1,	S2,	T <sub>max</sub> ,	R,	HI	OI	PI
№	Hor	Litho	wt %	mg HC/g	mg HC/g	°C	%			
24	V-24	Shale	3,7	1,65	4,12	447	0,89	112,0	1,0	0,3
25	V-24	Limestone	3,3	0,78	2,48	445	0,85	74,0	1,0	0,2
26	V-24	Limestone	0,9							
27	V-23	Shale	7,3	2,515	7,795	440	0,76	106,0	1,2	0,2
28	V-23	Shale	7,0	2,17	12,56	446	0,87	177,0	1,0	0,1
29	V-23	Shale	7,6	2,71	11,89	445	0,85	157,0	0,7	0,2
30	V-23	Shale	5,8	1,97	13,33	443	0,81	226,0	2,5	0,1
31	V-23	Shale	6,0	2,46	9,32	449	0,92	148,0	0,4	0,2
32	V-23	Shale	14,3	3,2	23,72	443	0,81	165,0	0,7	0,1
33	V-23	Shale	2,2	0,85	2,37	439	0,74	102,0	0,6	0,3
34	V-23	Shale	2,7	0,37	0,84	439	0,74	31,0	0,9	0,3
35	V-23	Shale	8,5	0,73	5,88	446	0,87	62,0	0,4	0,1
36	V-24	Limestone	0,9	0,9	1,8	443	0,81	187,0	6,8	0,3
37	V-24	Limestone	1,1	0,38	0,89	435	0,67	79,0	0,6	0,3
38	V-24	Limestone	4,4	0,29	1,81	448	0,90	41,0	2,1	0,1
39	V-24	Limestone	1,3	0,6	1,13	443	0,81	84,0	2,5	0,3
40	V-24	Limestone	2,1	0,49	1,31	440	0,76	55,0	1,5	0,3
41	V-24	Limestone	3,6	0,2	1,01	439	0,74	28,5	0,8	0,2
42	V-24	Limestone	2,2	0,7	1,32	441	0,78	60,0	2,9	0,3
43	V-24	Limestone	1,1	0,84	1,2	436	0,69	110,0	2,8	0,4
44	V-24	Limestone	1,6	0,87	1,88	448	0,90	114,0	2,7	0,3
45	V-24	Limestone	0,7	0,73	1,08	437	0,71	155,0	14,0	0,4
46	V-24	Limestone	0,8	2,3	3	444	0,83	317,0	5,2	0,4
47	V-24	Limestone	0,9	1,21	2,18	446	0,87	246,0	4,5	0,4
48	V-24	Limestone	0,5	0,87	1,93	446	0,87	370,0	18,4	0,3
49	V-24	Limestone	1,6	0,46	1,15	437	0,71	74,0	3,6	0,3
50	V-24	Limestone	4,8	0,64	2,25	447	0,89	46,0	1,2	0,2
51	V-24	Limestone	0,4	0,91	1,43	436	0,69	315,0	25,0	0,4
52	V-24	Limestone	2,0	0,67	1,43	442	0,80	67,0	0,5	0,3
53	V-24	Limestone	2,3	0,79	2,11	447	0,89	90,0	2,0	0,3
54	V-24	Limestone	0,6	0,75	1,33	443	0,81	202,0	9,3	0,4
55	V-24	Limestone	0,6	0,76	1,45	446	0,87	244,0	9,3	0,3
56	V-24	Limestone	3,2	0,31	0,297	438	0,72	30,0	0,7	0,5
57	V-24	Limestone	0,6	0,38	1,04	437	0,71	152,0	17,0	0,3
58	V-24	Limestone	1,9	0,53	1,52	437	0,71	80,0	1,9	0,3
59	V-24	Limestone	2,4	0,39	1,34	445	0,85	57,0	0,5	0,2
60	V-24	Limestone	1,1							

Wells A & B			TOC,	S1,	S2,	$T_{\max}$ ,	R,	HI	OI	PI
№	Hor	Litho	wt %	mg HC/g	mg HC/g	°C	%			
61	V-24	Limestone	1,6	0,39	1,29	436	0,69	83,0	1,6	0,2
62	V-24	Limestone	3,0	0,37	1,04	435,5	0,68	32,0	3,1	0,3
63	V-24	Limestone	1,9							
64	V-24	Limestone	1,1	1,04	1,71	441	0,78	155,0	6,5	0,4
65	V-24	Limestone	0,6	0,5	1,1	430	0,58	187,0	7,0	0,3
66	V-24	Limestone	5,2	0,33	1,21	438	0,72	23,0	0,5	0,2
67	V-24	Limestone	0,4	0,92	1,84	436	0,69	451,0	28,6	0,3
68	V-24	Limestone	1,0							
69	V-24	Limestone	4,0	0,47	1,46	438	0,72	35,0	0,4	0,2
70	V-24	Limestone	2,6	0,45	1,35	435	0,67	53,0	1,5	0,3
71	V-24	Limestone	3,0	0,46	1,11	440	0,76	37,0	7,4	0,3
72	V-24	Limestone	1,5	0,55	1,64	446	0,87	106,0	0,8	0,3

Вміст вільних вуглеводнів (C1-C33), що визначається показником S1, коливається від 0,31 до 4,41 мг УВ/г породи для всіх досліджуваних проб у межах горизонту В-23. У карбонатах отримано значення S1 від дуже низьких – 0,2 до 3,22 мг УВ/г породи. Це свідчить про насиченість досліджуваних проб вуглеводнями не тільки чорних сланців, а й порід нижньовізейської карбонатної товщі.

Термальна зрілість є одним із основних параметрів материнських порід і нетрадиційних колекторів для розуміння їхнього потенціалу утворення вуглеводнів у нафтовій системі [Peters et al., 1994]. Ми використовували аналіз даних  $T_{\max}$  і  $R_o$  для визначення термальної зрілості порід горизонту В-23 і карбонатів В-24-25.

Значення максимальної температури виділення вуглеводнів ( $T_{\max}$ ) для досліджуваних зразків з “рудівських верств” становить 434–449 °С. Такі значення свідчать про те, що поклади містяться в середньопізньому “нафтовому вікні” та відповідають стадії катагенезу градації МК3 (за М. Б. Вассоевичем).

Для карбонатних пластів  $T_{\max}$  становить 430–454 °С, але переважна більшість проб показує температуру >435 °С, що відповідає пізньому “нафтовому вікні”, як у зразках сланців з горизонту В-23. Є також три проби з карбонатної товщі з доволі низькою  $T_{\max} = 412\text{--}419$  °С, що не є типовим для загальної кількості проб (63 зразки). Ці зразки взято зі шламу, ймовірно, це могло вплинути на якість аналізу.

Рівняння відбиття вітриніту згідно з [Jarvie et al., 2001] –  $R_o = 0,018 \times T_{\max} - 7,16$ . Згідно з оцінкою,

значення  $R_o$  для чорних сланців становлять у середньому 0,8%, а для карбонатів (В-24) – 0,77%. Дані на діаграмі залежності  $R_o$  від глибини показують, що вибіркові дані здебільшого містяться у нафтовому вікні, тому можна зробити висновок, що рудівські шари (В-23) і багаті на органіку карбонатні утворення можуть потенційно генерувати нафту або, можливо, конденсат (рис. 13, б). Це також було підтверджено результатами досліджень залежності водневого індексу (HI) від  $T_{\max}$  (рис. 14, а). Так, нетрадиційні цільові інтервали нижнього візейського ярусу увійшли у фазу раніше від піка зрілості, а це означає, що вони можуть генерувати нафту та містять кероген типу II та III. Крім того, це підтверджено даними каротажу в деяких інтервалах пісковиків із високою пористістю над карбонатною платформою В-24-25 у свердловині В, яка має нафтові прояви на каротажах (дані каротажу Triple Combo, ЯМК та елементної спектроскопії). Аналіз шліфів свідчить про наявність органіки та бітуму (рис. 15, а). Це корелює з іншими даними піролітичного аналізу.

Тип керогену характеризується співвідношенням водневого (HI) і кисневого (OI) показників. Стосовно типу керогену модифікована діаграма Ван Кревелена, що показує графік залежності HI від OI на основі даних піролізу гарячих сланців В-23 і багатих на органіку карбонатів В-24-25 зі свердловин А і В, вказує на те, що за інтервалом материнська порода є газовою та є керогеном типу II-III (рис. 14, б).

Індекс видобування PI – це показник кількості легких “вільних” вуглеводнів, пов’язаних із наявністю мігруючої нафти або кількості перерозпо-

ділених рідких вуглеводнів (утворених у результаті крекінгу керогену) унаслідок первинної міграції. РІ для порід горизонту В-23 відповідає значенням

0,11-0,42 за середнього значення 0,2, що характеризує поклади як достатньо зрілі для генерації вуглеводнів.

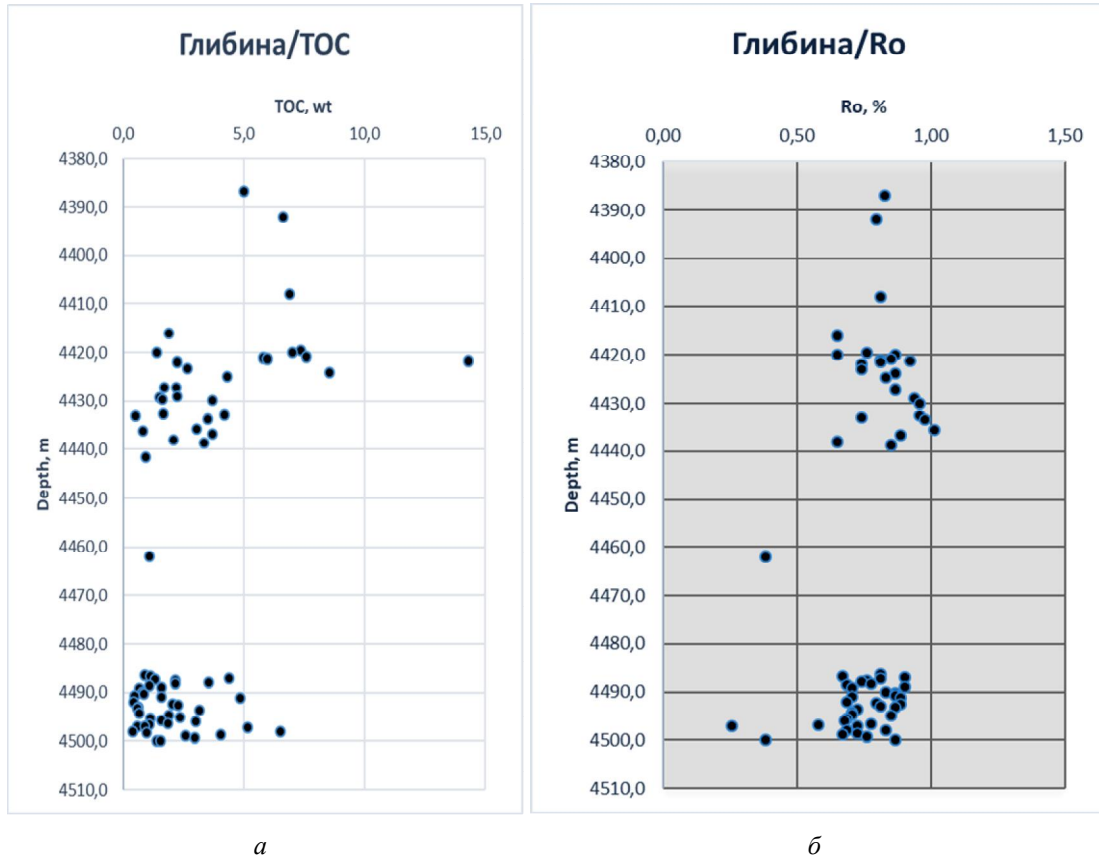


Рис. 13. Діаграми: а – залежності ТОС від глибини для порід горизонту В-23 та карбонатів горизонту В-24-25; б – залежності значення  $R_o$  від глибини.

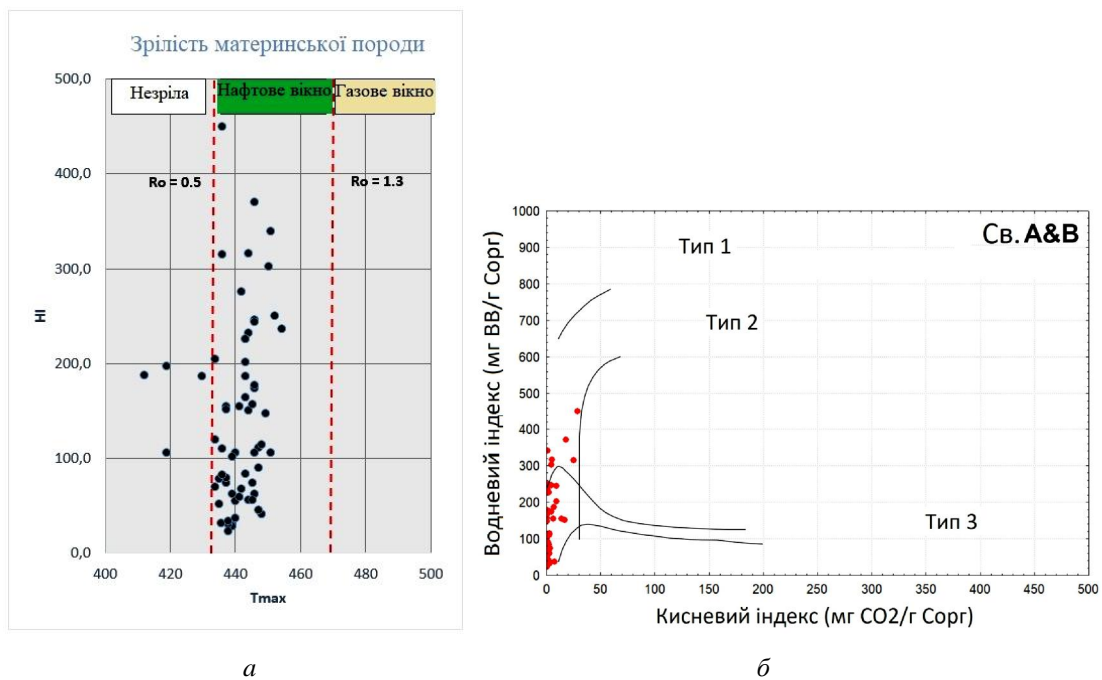
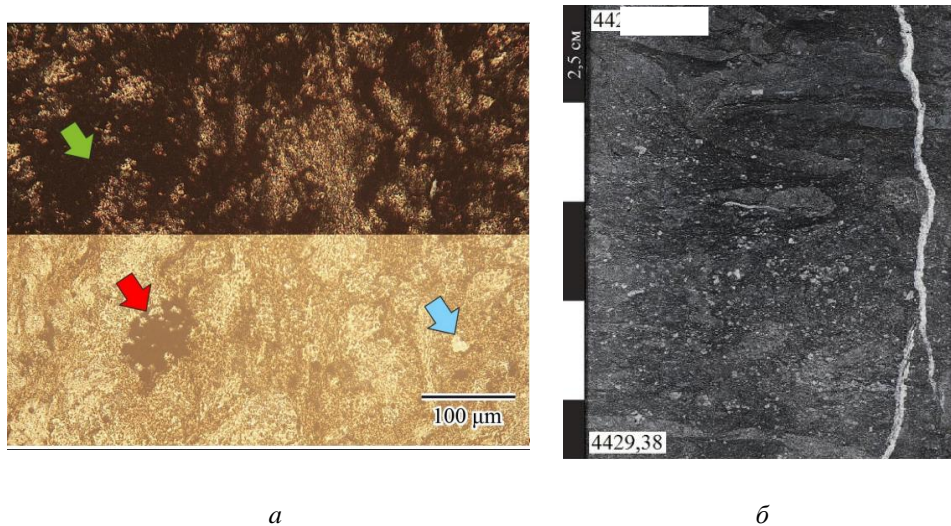


Рис. 14. Графік залежності індексу НІ від  $T_{max}$  (а), діаграма Ван Кревелена (свердловина В) (б).

Для карбонатної платформи з багатими на органіку аргілітовими покладами значення РІ становлять від 0,14 до 0,51. Середнє значення навіть вище, ніж у чорних сланців – 0,31, що свідчить про наявність перерозподілених вуглеводнів або мігруючої нафти в

більшості незабруднених проб. Водневий індекс (НІ) коливається від 28,5 до 451 НС/г ТОС мг для порід горизонту В-24-25. В органічних сланцях В-23 це значення становить від 31 до 275,8 НС/г ТОС мг. Усі результати наведено в табл. 2.



**Рис. 15.** Скін-аналіз: свердловина А: синя стрілка – уламкове зерно кварцу, червона стрілка – агломерація бітумінозної речовини, зелена стрілка – накопичення органічної речовини. Верхня частина – дослідження з аналізатором, нижня – без нього (а); свердловина В – біотурбований шар і тріщина, заповнена білим карбонатом (б).

### Висновки

У статті висвітлено, як використання інтегрованого підходу до аналізу багатих на органіку сланців та карбонатів нижньовізейських товщ у ДДЗ може дати відповіді щодо потенціалу видобування вуглеводнів із нетрадиційних типів колекторів. У дослідженні визначено основні параметри сланцевого газу – ТОС, коефіцієнт відбиття вітриніту, тип керогену та мінералогічний склад. Нові дані та точний підхід до підготовки зразків керн та їх аналізу дали можливість отримати надійніші та точніші результати порівняно із попередніми дослідженнями цього району.

Перспективність чорних сланців і карбонатних утворень нижнього візе оцінюють як ступінь вуглеводневого потенціалу від хорошого до дуже хорошого та класифікують за фазою від ранньої до максимальної зрілості. Це означає, що ці утворення можуть генерувати нафту та конденсат і містять кероген II та III типів. Мікроскопічні дослідження зразків свідчать про наявність керогену та органічних речовин. У сланцях високий вміст органічної речовини з показником ТОС до 7,6 мас. %, що відповідає добрій збереженості речовини. Для карбонатних пластів (В-24-25) значення вмісту загального органічного вуглецю нижчі, ніж у горизонті В-23, але все ще високі та

прийнятні для порід показники із хорошим вуглеводневим потенціалом (до 5,2 мас. %).

Аналіз піролізу показує, що у карбонатів і чорних сланців спостерігаються доволі високі значення S1 і S2, що відповідає видобуванню та генеруванню вуглеводнів із наших цільових пластів. Значення  $T_{\max}$  становить переважно  $>435$  °С, що підтверджує більш ранні припущення щодо потенціалу нижньовізейських сланців і карбонатів.

У складі сланців рудівських шарів переважають кварцові мінерали та карбонати, за якими – глинисті польові шпати та пірит. Вміст глини в середньому становить 25,6 %, тобто крихкість цих утворень висока. Горизонт В-24-25, який, здебільшого, складається із кальциту та кварцу, відповідає характеристикам породи, придатної для багатостадійного гідророзриву та видобування нафти та газу. Замість цього ми можемо спостерігати в більшості зразків керну багато відкритих і заповнених тріщин. Тріщини зазвичай заповнені кальцитом (рис. 15, б). Ці ознаки підтверджують, що цільові інтервали мають природну тріщинуватість, а це з додатковим застосуванням багатоступеневого ГРП може забезпечити позитивні результати випробування. Подальші дослідження будуть зосереджені на детальних петрофізичних і геоме-

ханічних властивостях порід із використанням результатів аналізу керна та передових сучасних каротажних даних.

Можна зробити висновок, що на досліджуваній території є два нетрадиційні формування для розвідки сланцевого газу. По-перше, це сланцеві утворення рудівських шарів (В-23), які в попередніх дослідженнях виділили інші автори як “материнську породу світового класу”. Друге – це карбонатна платформа із вмістом багатих на органіку порід, що характеризує ці утворення як високопотенційні, враховуючи доволі велику потужність цієї товщі (>100 м) [Iuras et al., 2021]. Сприятливими факторами для накопичення сланцевого газу в нетрадиційних пастках є: 1) високий вміст ТОС і висока зрілість порід; 2) велика потужність і площа поширення сланцевих порід; 3) висока крихкість порід; 4) стійке безкисневе глибоководне осадове середовище; 5) природна тріщинуватість.

#### Подяки

Автори висловлюють подяку керівництву АТ “Укргазвидобування” за використання даних та дозвіл на публікацію цієї роботи.

#### Література

- Вакарчук С. Г., Зейкан О. Ю., Довжок Т. Є., Михайлов В. А., Гладун В. В., Швидкий О. А., Вижва С., Філюшкін К. К., Харченко М. В., Кабишев Ю. Б., Башкіров Г. Л. (2013). Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти у східному нафтогазоносному регіоні України, Книга V., Київ.
- Вижва С. А., Онищук В. І., Онищук І. І., Орлюк М. І., Друкаренко В. В., Рева М. В., Шабатура О. В. Петрофізичні параметри порід візейського ярусу Лохвицької зони Дніпровсько-Донецької западини. *Геофизич. журнал*, 2019, т. 41, № 4. С. 140–160. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177380>
- Лизанець А., Бухтатий В., Степанов О., Дорошкевич В. Дослідження літофаціальних та ємкісно-фільтраційних властивостей порід керну пошуково-розвідувальних свердловин АТ “Укргазвидобування”: звіт про науково-дослідну роботу. Київ, 2021. С. 698–758.
- Старостенко В. І., Пашкевич І. К., Макаренко І. Б., Купрієнко П. Я., Савченко О. С. Неоднорідність літосфери Дніпровсько-Донецької западини і її геодинамічні наслідки. Частина I. Глибинна будова. *Геодинаміка*. 2017. № 1(22). С. 125–138. <https://doi.org/10.23939/jgd2017.01.125>
- Тектоника и углеводородный потенциал кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины. Под ред. В. И. Старостенко, О. М. Русакова. Киев: Галактика, 2015. 212 с.
- Iuras S., Ahmad S., Cavalleri C. and Akashev Y. (2021), Logging Optimization and Data Analysis Enabling Bypass Pay Identification and Hydrocarbon Quantification with Advanced Pulsed Neutron Behind Casing. SPE Eastern Europe Subsurface Conference, SPE-208512, Kyiv.
- 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, 475–499, <https://doi.org/10.1306/12190606068>.
- 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*, 2021. (1): 005–010. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-1/005>
- Lazaruk Y. G. (2012), Geological structure and oil and gas potential of sediments of the 12th microfaunistic horizon of the Dnipro-Donetsk valley. *Mineral resources of Ukraine*, 17–19.
- Lukin O, Gafych Ii, 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*, No. 4, 28–38 (in Ukrainian). <https://doi.org/10.31996/mru.2020.4.28-38>
- 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>
- Mihailov V., Karpenko A. and Karpenko I. (2014). Geological features of Ukrainian shale formations promising for the presence of industrial unconventional hydrocarbon accumulations in connection with hydraulic fracturing. Proceedings of XLII International Summer School-Conference.
- Misch, D., Sachsenhofer, R. F., Bechtel, A., Gratzner, 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 Visian 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., Mendez-Martin, F., Hawranek, G., Onuk, P., Gross, D., & Sachsenhofer, R. F. (2016). SEM and FIB-SEM investigations on potential gas shales in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine): Pore space evolution in organic matter during thermal maturation. In *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, Vol. 109, No. 1, p. 012010. IOP Publishing. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/109/1/012010>
- 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>
- Ogar V. (2012). Viséan siliceous rocks of USA and Ukraine: distribution, genesis, oil and gas content. *Collection of scientific works of the IGS NAS of Ukraine*, (5), 143–151.
- Orlyuk, M., Drukarenko, V., Onyshchuk, I., & Solodkyi, I. (2018). The association of physical properties of deep reservoirs with the geomagnetic field and fault-block tectonics in the Hlynsko-Solokhivskiy oil-and-gas region. *Geodynamics*, 2 (25), 71–88. <https://doi.org/10.23939/jgd2018.02.071>
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., & Stroud, J. D. (1990). A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG bulletin*, 74(12), 1777-1794. <https://doi.org/10.1306/0C9B25C9-1710-11D7-8645000102C1865D>
- Peters K. E. and Cassa M. R. (1994) Applied Source Rock Geochemistry The Petroleum System – From Source to Trap, ed. Magoon L. B. and W. G. Dow *AAPG Memoir* 80, 93–120. <https://archives.datapages.com/data/specpubs/methodo2/data/a077/a077/0001/0050/0093.htm>
- 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>

Sviatoslav IURAS<sup>1</sup>, Mykhailo ORLYUK<sup>1</sup>, Serhii LEVONIUK<sup>2</sup>,  
Viktoria DRUKARENKO<sup>1</sup>, Bohdan KRUHLOV<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Institute of Geophysics NAS of Ukraine, 32, Palladin Avenue, Kyiv, 02000, Ukraine, e-mail: svyuras@gmail.com, orlyuk@igph.kiev.ua, Tory\_D@ukr.net

<sup>2</sup> JSC Ukrgezvydobuvannya, 29, Kudryavska str., Kyiv, 04053, Ukraine, e-mail: serhii.levoniuk@ugv.com.ua

<sup>3</sup> Taras Shevchenko National University of Kyiv, Institute of Geology, 90, Vasylykivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine, e-mail: bkr12@ukr.net

#### UNCONVENTIONAL SHALE GAS POTENTIAL OF LOWER VISEAN ORGANIC-RICH FORMATIONS IN GLYNSKO-SOLOHIVSKYI PETROLEUM REGION

Exploration of unconventional gas resources in Ukraine is highly relevant and important for achievement energy independence of Ukraine and Europe. Production of current oil & gas fields and alternative energy resources are not able to cover our needs nowadays. Now we can not fully fill these gaps by energy resources. In this article geological environments, age, mineralogy composition and maturity of unconventional shale and carbonate gas reservoirs of Lower Viséan in one of the biggest field of Dnipro-Donets Basin (DDB) were studied. The hydrocarbon potential of two main target horizons V-23 and V-24-25 by using integrated approach of analyzing available core analysis data were performed. The results of the geochemical analysis show that the maturity level of shale of the Rudov beds (V-23) appear in oil window (Ro~0.8 %) which can generate oil in the early mature phase. Viséan carbonates (V-24-25) have the similar level of maturity – (Ro~0.77 %). Target rocks are characterized by high total organic content (TOC): average values vary from 2 % for organic-rich carbonates to 5.6 % for shales which indicates relatively good to excellent source rock generative potential. According to X-ray diffraction analyses (XRD) of black shale formation domination of silica minerals (54.6 %), calcite and clays (25.6 %) with minor amounts of albite, feldspar and pyrite were observed. Carbonate platform V-24-25 logically is characterized by much higher calcite content of 52.2 % with low amount of dolomite – 5.5 %. Quite high quartz content is also observed – average value is of about 30.7 %. Clay minerals are not identified in every



sample, but average values are of about 18.9 %, pyrite content – 6.8 %. It shows that Visean target formation of Glynsko-Solohivsky Petroleum region is characterized by anoxic environment. This data verified that V-23 and V-24-25 horizons are the brittle formations and favorable for multistage fracking. Thin section analysis confirms our results from mineralogical point of view. The presence of fractures in core samples is additional indicator for hydraulic fracturing and producing gas from such unconventional reservoirs. As a conclusion, the Lower Visean organic-rich formations V-23 and V-24-25 from Glynsko-Solohivsky Petroleum region are mature, are characterized by a high content of organic carbon, have enough thickness (30–120 m) and large areal extent. They should be regarded as a potential shale gas target.

*Key words:* source rock; unconventional reservoirs; total organic carbon; XRD; rudov beds; Lower Visean; thermal maturity; brittleness.

Надійшла 20.04.2023 р.