

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

УДК 553.98.045/477.83

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.110.05>

Олег ОСТАШ, асп.

e-mail: olehostash7@gmail.com

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, Україна

Валерій ОМЕЛЬЧЕНКО, канд. геол. наук, доц.

ORCID ID: 0000-0002-2939-4088

e-mail: ovgeo@nung.edu.ua

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, Україна

Тетяна КАЛИНІЙ, асист.

ORCID ID: 0009-0001-0902-2981

e-mail: tetiana.kalynii@nung.edu.ua

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, Україна

ЛІТОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ НИЗЬКОПРОНИКНИХ НАФТОГАЗОНАСИЧЕНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ У РОЗРІЗІ НЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ НА ПРИКЛАДІ БУЦІВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. В.А. Михайловим)

Вступ. Досліджено проблему низькопористих і низькопроникних порід-колекторів, що характерне для покладів вуглеводнів у неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Низька ефективність традиційних методів оцінки газонасиченості та продуктивності цих порід створює значні перешкоди для їх освоєння, що вимагає застосування нових підходів.

Методи. Дослідження проводилось на основі аналізу кернового матеріалу, відібраного з продуктивних горизонтів Буцівського газового родовища. Було виконано детальний петрофізичний аналіз, включаючи оцінку текстурних та структурних особливостей порід, а також характеристику пористості та проникності. Використовувалися методи насичення зразків фарбниками, мікроскопія та гранулометричний аналіз.

Результати. Встановлено, що низькопористі породи-колектори мають значний вплив текстури, структури та мінерального складу на їхні фільтраційно-ємнісні властивості. Основним типом пористості є субкапілярна, яка забезпечує обмежену проникність. Аналіз зразків показав, що частка ефективного порового простору, яка бере участь у фільтрації, є низькою (менш як 40 % у загальній структурі відкритого простору). Основними продуктивними горизонтами є піщано-глинисті відклади нижньодашавської світи.

Висновки. Дослідження підтвердило, що для інтенсифікації видобутку газу з низькопористих порід потрібно застосовувати методи хімічного впливу, такі як кислотні обробки, які сприяють створенню зв'язних каналів у поровому просторі. Отримані результати мають практичне значення для оптимізації розробки газових горизонтів Передкарпатського прогину та можуть бути використані при плануванні розвідувальних і експлуатаційних робіт.

Ключові слова: Зовнішня зона Передкарпатського прогину, порода-колектор, керн, фракції, псаміти, вуглеводні.

Вступ

Постановка проблеми. Проблема низькопористих, низькопроникних порід-колекторів актуальна для покладів вуглеводнів. Впровадження сучасних технологій інтенсифікації видобутку та повноти вилучення вуглеводнів із надр – це шляхи збільшення коефіцієнта вилучення вуглеводнів, які пов'язують з низькопористими породами-колекторами, при $K_p < 10\text{--}12\%$ (Орлов, Омельченко, & Локтев, 2012). Останні мають значне поширення в нафтогазоносних регіонах світу, але тривалий час були поза увагою, оскільки за рентабельністю освоєння зосереджених у них ресурсів не могли конкурувати з традиційними породами-колекторами. Уперше низькопористі породи-колектори почали освоювати у США, коли були виявлені значні за запасами поклади газу "центрально-басейнового" типу в щільних пісковицях мезозойського віку Скелястих гір, а потім і в палеозойських басейнах Північноамериканської платформи. Поклади газу "центральнобасейнового" типу можуть бути відкриті також у Західному нафтогазоносному регіоні України. За пошуковими критеріями, що використовують геологи США, вони прогножуються в межах центральної частини Крукеницької западини, де піщано-глинисті відклади міоценового віку перетворені до стадії катагенезу МКз. У межах локальних об'єктів низькопористі породи виповнюють окремі

структурні елементи родовищ – пласти, прошарки, лінзи – і в різних просторових співвідношеннях можуть контактувати з високопористими.

Аналіз джерел та літератури. На сучасному етапі пошуково-розвідувальних робіт на газ існуючі методи ГДС не дають змоги однозначно діагностувати та обґрунтувати характер насичення порід-колекторів у тонкошаруватому піщано-глинистому розрізі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (Атлас родовищ нафти і газу України, 1998). Керн зазвичай не відбирається повною мірою, а проби шламів не досліджуються належним чином (Крупський, 2014). В результаті зазначеного окремі потужні піщано-алевритові товщі (30–250 м) нижньосарматських відкладів неогену залишаються не вивченими на предмет їх газонасичення і оцінки можливих резервів приросту запасів та додаткового видобутку газу, оскільки інтервали глибин з невизначеним характером насичення не випробовуються на продуктивність. У результаті цього в Передкарпатті було пропущено багато промислових газонасних інтервалів у піщано-глинистих пачках (Бойко, & Колодій, 1995). Методичні питання дослідження порід-колекторів викладені в науковій літературі (Крупський та ін., 2014), але вони не можуть бути застосовані для дослідження проб шламів і потребують подальшого науково-методичного дослідження та удосконалення (Дригант, 2001; Крупський,

© Осташ Олег, Омельченко Валерій, Калиній Тетяна, 2025

2011). Слід відзначити, що низькопористі породи-колектори складають значну частину розрізів нафтогазоносних регіонів України (Колодій, 2004; Гладун та ін., 2011).

В.О. Федішин (Федішин, 2005) вказував на проблему низькопористих, низькопроникних порід-колекторів для газових покладів, наголошуючи на тому, що вуглеводневий газ істотно рухоміший за нафту, а різниця в розмірі та будові молекул дає йому змогу переміщатися по пласту через пори значно меншого діаметра. У Крукеницькій западині поклади газу пов'язані переважно з тонкошаруватими низькопористими породами-колекторами, які мають регіональне поширення, зокрема на Хідновицькому, Пинянському, Садковицькому, Залужанському, Буцівському родовищах та на перспективних площах, і вони можуть бути передумовою для збільшення газовіддаючого об'єму продуктивних пластів виявлених родовищ (Локтев, Локтев, & Грицанчук, 2023). Основними продуктивними горизонтами є піщано-глинисті горизонти нижнього сармату, які вміщують промислові поклади газу на Хідновицькому, Садковицькому, Пинянському та Залужанському газових родовищах (Орлов, Омельченко, & Локтев, 2012).

Результати випробування свердловини № 201-Залужани, в якій з пісковиків карпатію (коефіцієнт пористості 14 %) отримано змішану продукцію: газ, конденсат, нафта, свідчили про їх перспективність в межах Крукеницької западини.

Ю.З. Крупський (Крупський, 2001) приділяє увагу тонкошаруватим породам-колекторам у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Він звернув увагу на те, що в інтервалах глинистих порід майже завжди можуть бути прошарки піщаних порід-колекторів, в яких можна очікувати наявності мікропокладів газу. Думаємо, що із цим треба погодитись, оскільки це підтверджується результатами наших досліджень на багатьох площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (Михайлов та ін., 2021).

Підтвердженням наявності покладів вуглеводнів у крейдово-палеогенових відкладах Українських Карпат є результати дослідження органічної речовини (Колтун, 2000).

Постановка завдання. На сьогодні дослідження низькопористих і низькопроникних порід-колекторів є ключовим завданням вивчення та розробки вуглеводневих покладів у неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Актуальність завдання визначається потребою у впровадженні сучасних методів інтенсифікації видобутку газу з таких порід, а також у розробці методик оцінки газонасиченості та продуктивності колекторів неогенових відкладів. Недоліки існуючих

методів геофізичних досліджень свердловин і недостатнє дослідження кернавого матеріалу ускладнюють виявлення перспективних газонасних інтервалів і їх розробку. Завданням статті є аналіз літологічних особливостей низькопроникних порід-колекторів Буцівського газового родовища, визначення їхньої будови, пористості та рекомендації щодо інтенсифікації видобутку газу.

Методи

Дослідження проводилось на основі аналізу кернавого матеріалу, відібраного з продуктивних горизонтів Буцівського газового родовища. Було виконано детальний петрофізичний аналіз, включаючи оцінку текстурних та структурних особливостей порід, а також характеристики пористості та проникності. Використовувалися методи насичення зразків фарбниками, мікроскопія та гранулометричний аналіз.

Результати

Виклад основного матеріалу. На прикладі Буцівського газового родовища розглянемо досліджені літологічні особливості низькопроникних, щільних порід-колекторів на взірцях відібраного кернавого матеріалу з горизонтів нижньодашавської світи неогену, які є потенційно газонасиченими і з них можливо видобувати вуглеводні. Родовище розташоване в центральній частині Крукеницької западини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і межує з Хідновицьким газовим родовищем з південного заходу, на якому продуктивними відкладами є горизонти верхньодашавської ВД-12-13 та нижньодашавської підсвіти НД-1-5-7-9. За складом вони являють собою літологічні пакки з ритмічним перешаруванням пісковиків з глинами, аргілітами та алевролітами. Буцівське газове родовище відкрито в 2009 р. за результатами випробування пошукової свердловини № 2-Буцівська із нижньодашавської підсвіти, горизонт НД-3, з дебітом газу 4,10 тис. м³/добу, на шайбі Ø 3,02 мм.

У пошуковій свердловині № 1-Буцівська, горизонт НД-12 керна представлений тонкоритмічним перешаруванням двох щільних і сульфідизованих відмін з вуглефікованими рослинними рештками: алевропісковиків дрібнозернистих зі слюдисто-карбонатним цементом і алевролітистих глинисто-слюдисто-гідрослюдистих аргілітів (рис. 1). Колір аргілітів бурувато-сірий. Бурий відтінок зумовлений окисненням піриту і вуглефікованих рослинних решток (справа чорне). Текстура ритмічно-шарувата. Товщина шарів від часток мм до 1–2 мм, зрідка зустрічаємо шари завтовшки до 4 мм. Структура дрібно-псамітово-алевритова. Тріщини, ознаки видимої пористості та наявності вуглеводнів не спостерігаються.



Рис. 1. Керн пошукової свердловини № 1-Буцівська. Горизонт НД-12

В розвідувальній свердловині №7-Буцівська відібрано три зразки керну з різних горизонтів. Керн з горизонту НД-3, представлений неритмічним хвилястим перешаруванням крупно-дрібноуламкових алевролітів та аргілітів зі слюдисто-кальцитовим цементом, крапельно-лінзоподібними домішками бітумоїдів і сульфідів, глауконітом та з яскраво вираженою контрастно-шаруватою міжзерною проникністю (рис. 2). Колір породи сірий зі слабо проявленими бурими плямами. Текстура щільна, неритмічно шарувата. Товщина шарів і прошарків – від часток мм до 1–2 мм. Структура алевритова до алевро-

пелітової. У породі спостерігається плямиста дрібно-вкраплена сульфідизація (бурі плями) та пошарове розташування бітумоїдної речовини (чорне). Ознаки тріщинуватості та візуально помітної пористості відсутні. Коефіцієнт піщанистості становить 80 %.

Пористість породи визначалась шляхом насичення її фарбником зеленого кольору і показана на (рис. 3) у вигляді стилізованої колонки породи завтовшки 25 мм. У цій породі проникність забезпечується міжзерновими субкапілярними і частково капілярними порами.



Рис. 2. Керн розвідувальної свердловини № 7-Буцівська. Горизонт НД-3

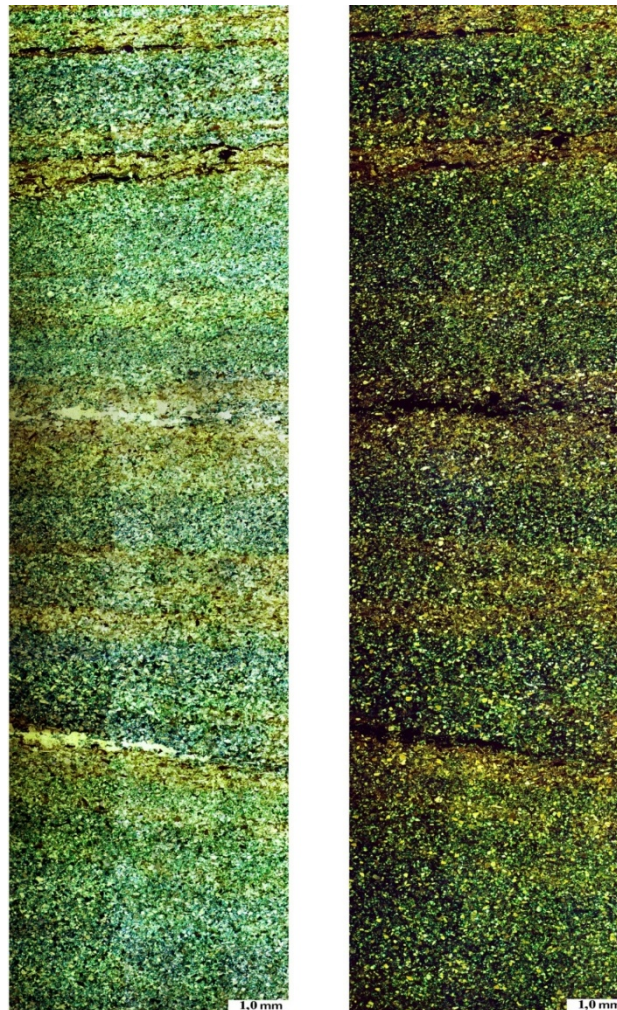


Рис. 3. Зразок розрізу розвідувальної свердловини № 7-Буцівська. Горизонт НД-3

Порода представлена неритмічним хвилястим перешаруванням крупно-дрібноуламкових кварцових алевролітів та аргілітів зі слюдисто-кальцитовим цементом, крапельно-лінзоподібним вмістом бітумоїдів і сульфідів, глауконітом та з яскраво вираженою контрастно-шаруватою міжзерною проникністю (рис. 4). Деталізовано фрагмент колонки, представленої на (рис. 3), який ілюструє контрастно-пошарове насичення породи і, відповідно, міжзерновий тип пористості, найбільш крупні капілярні і надкапілярні пори у породі відсутні. Показано у паралельних (зліва) і схрещених (справа) ніколях стилізовану мікроколонку породи заввишки 25 мм, яка ілюструє шарувату будову, контрастно-шарувату міжзернову проникність (зелений колір), пошарове насичення лінзоподібними утвореннями бітумоїдів. Піщанистість сягає 80 %, $K_{пр}=5,3$ мД, $K_{п}=23$ %. Проникність у цій породі забезпечена субкапілярними і частково капілярними порами. Мікротекстура тонкошарувата, зумовлена перешаруванням крупно-дрібноалевритової та алевро-аргілітової відмін. Структура алевроліту неоднорідна крупно-дрібноуламкова. Обкатаність уламків відсутня, для частини з них слабка. Розташування уламків неупорядковане і нерівномірне. Сортваність середня. Серед уламкових мінералів домінує кварц, крім нього, в незначній кількості присутні зерна плагіоклазу, мікрокліну, кварцитоподібних порід і грудки пелітоморфного кальциту еліпсоподібної форми. Цемент представлений витягнутими і деформованими лусками

слюди і тонко-дрібнокристалічним кальцитом. У цій масі інколи зустрічаємо шлам і детрит фауни та окремі зерна глауконіту. В алевроаргілітах кількість цементу значно більша, ніж в алевролітах, тут же зростає кількість слюдистих лусок. Тип цементациї: в алевролітах поширений плівковий, контактний і дотику, в алевроаргілітах – замкнутий або відкритий поровий.

Серед мінералів діагенетичного етапу слід відзначити пірит, який утворює дрібні вкраплення, слабо видовлені форми і зазвичай асоціює з бітумоїдами. Розташування останніх підпорядковане загальній мікрошаруватості. Вони утворюють вкраплення і частіше хвилястоподібні лінзи. Переважно бітумоїди зосереджені на межі двох відмін або ж в межах алевроаргілітів.

Кількісний вміст компонентів у цій породі: уламки кварцу 50 %, цементу 15 %, піриту – 2 %, бітумоїдів – 6 %, відкрита пористість зафіксована шляхом насичення барвником 23 %, уламки інших мінералів до 4 %.

Шліф породи (рис. 5) представлений неритмічним хвилястим перешаруванням крупно-дрібноуламкових кварцових алевролітів та алевролітових аргілітів зі слюдисто-кальцитовим цементом, крапельно-лінзоподібним вмістом бітумоїдів і сульфідів, глауконітом та з яскраво вираженою контрастно-шаруватою міжзерною проникністю. Показано детально суцільний пошарово-контрастний міжзерновий тип проникнення (синій колір). У межах бурих ділянок проникність відсутня.

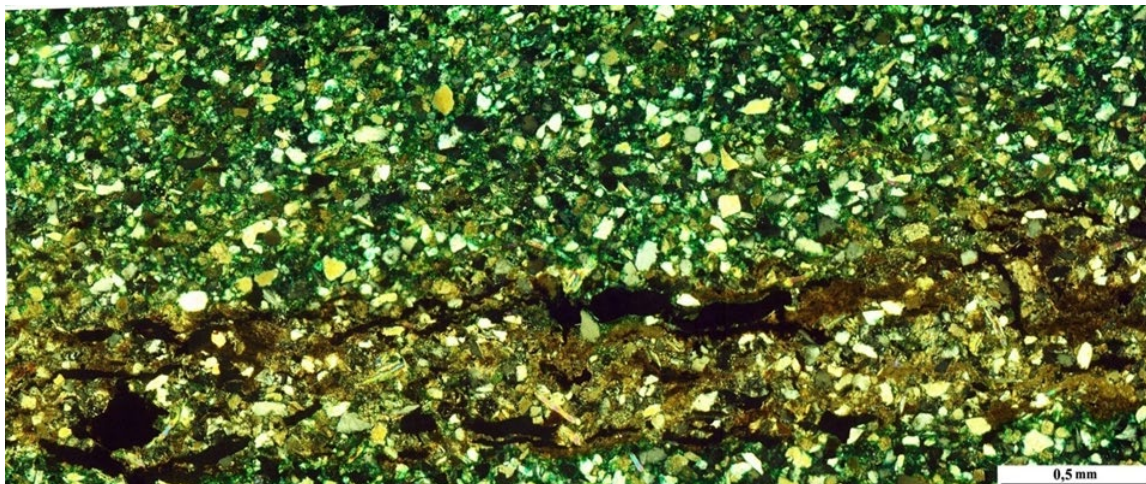


Рис. 4. Зразок розрізу розвідувальної свердловини № 7-Буцівська. Горизонт НД-3. Ніколі Х

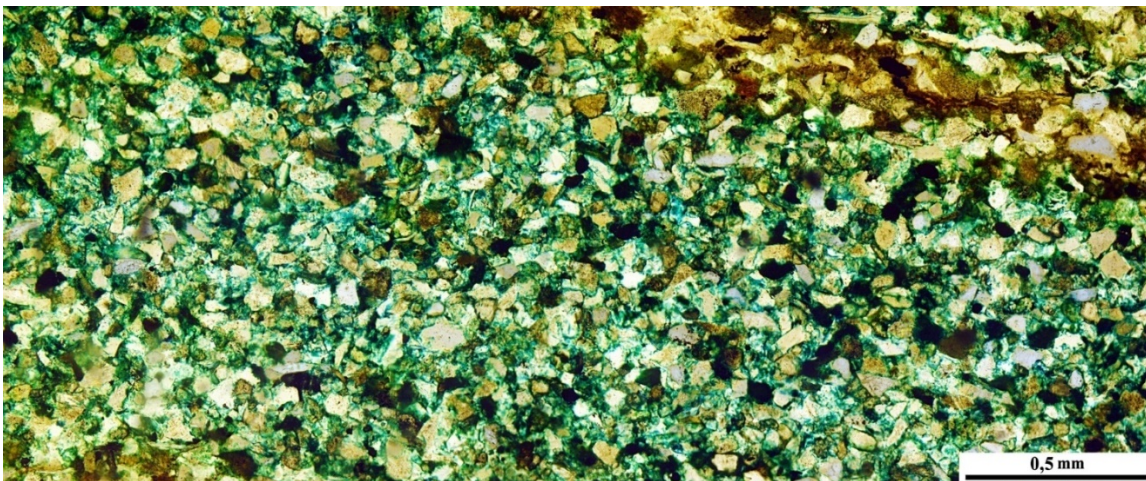


Рис. 5. Зразок розрізу розвідувальної свердловини № 7-Буцівська. Горизонт НД-3. Ніколі ІІ

У горизонті НД-4 керн представлений неправильно-ритмічним перешаруванням алевропískовиків дрібнозернистих та алевролітистих аргілітів, піритизованих, глауконітвмісних слюдисто-карбонатним (кальцитовим) цементом і вкрапленнями та лінзоподібними утвореннями бітумоїдів, з комірчасто-шаруватою проникністю (рис. 6). Сортованість низька, оскільки присутні уламки трьох типів розмірності: до 0,05 мм; 0,05 мм–0,1 мм; 0,1 мм–0,15 мм. Аргілітові прошарки відрізняються зростанням кількості слюди у складі цементу та більшим об'ємом цементу, в них переважають дрібні аргілітові уламки. Тип цементаций в таких прошарках відкритий та закрито-пористий. Тріщини та пори візуально не спостерігаються. Відмінність цього типу породи від попередньої полягає в такому: пошарово-контрастний характер

насичення, а відповідно і пористість виявляє перехід до пошарово-комірчастого, де поряд з окремими насиченими фарбником мікрощари змінюються плямисто-комірчастим рисунком насичення. Це яскраво проілюстровано на стилізованій колонці (рис. 7).

Абсолютна газопроникність $K_{\text{пр}}=0,007$ мД, відкрита пористість $K_{\text{п}}=11,4$ % (Нестеренко, 2010). З огляду на те, що надкапілярні пори (розмір більше 5 мкм) під мікроскопом не виявлені, а $K_{\text{пр}}$ є зникаюче малим, можна вважати, що існує пошарово-комірчасте насичення, а відповідно і міжзернова пористість (виявлена шляхом насичення породи барвником) практично у повному об'ємі забезпечується субкапілярними порами. Піщанистість сягає приблизно 60 %.



Рис. 6. Керн розвідувальної свердловини № 7-Буцівська. Горизонт НД-4

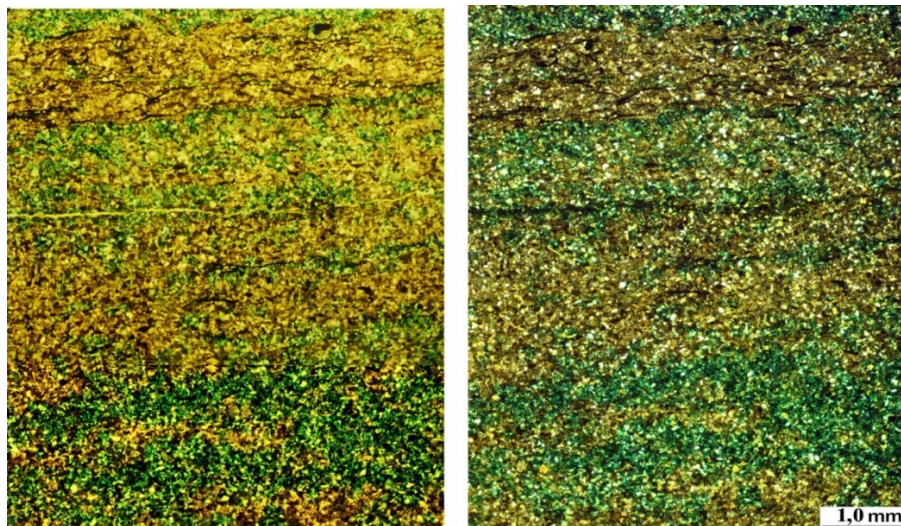


Рис. 7. Розріз керна розвідувальної свердловини № 7-Буцівська. Горизонт НД-4

На рис. 7 у шліфі спостерігаються неправильно-ритмічні перешарування алевропískовиків дрібнозернистих та алевролітистих аргілітів піритизованих глауконітвмісних, зі слюдисто-карбонатним (кальцитовим) цементом і вкрапленнями та лінзоподібними утвореннями бітумоїдів, з комірчасто-шаруватою проникністю. Показано у паралельних (зліва) і схрещених (справа) ніколях стилізовану мікроколонку породи заввишки 8 мм, яка ілюструє шарувату будову, комірчасто-шарувату міжзернову проникність (зелений колір), пошарове насичення лінзоподібними утвореннями бітумоїдів. Піщанистість сягає 60 %, $K_{\text{пр}}=0,007$ мД, $K_{\text{п}}=11,4$ %. Отже, проникність з

огляду на відсутність надкапілярних пор у цій породі швидше за все забезпечена субкапілярними і лише частково капілярними порами.

У шліфах (рис. 8, 9) спостерігаються неправильно-ритмічні перешарування алевропískовиків дрібнозернистих та алевролітистих аргілітів піритизованих глауконітвмісних, зі слюдисто-карбонатним (кальцитовим) цементом і вкрапленнями та лінзоподібними утвореннями бітумоїдів, з комірчасто-шаруватою проникністю. Особливості внутрішньої будови породи на цьому рисунку показують комірчастий характер насичення і деталізують колонку (рис. 7). Бурі ділянки показують відсутність насичення.

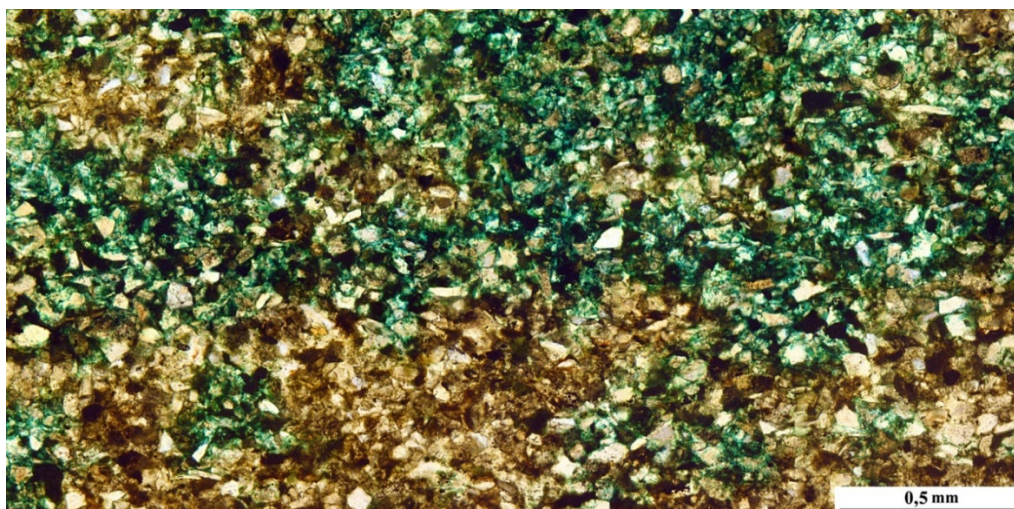


Рис. 8. Розріз розвідувальної свердловини № 7-Буцівська. Горизонт НД-4. Ніколі II

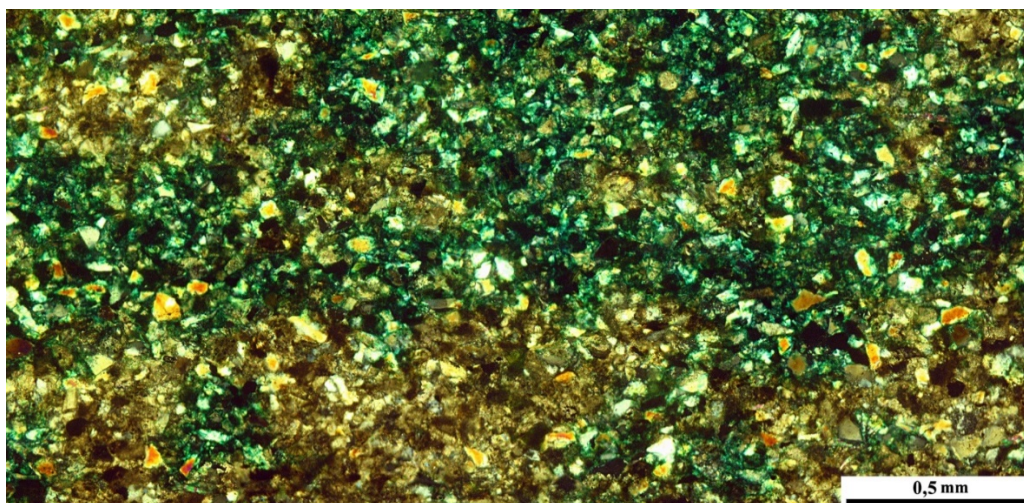


Рис. 9. Розріз розвідувальної свердловини № 7-Буцівська. Горизонт НД-4. Ніколі X

На рис. 10 у шліфі спостерігаються неправильно-ритмічні перешарування алевропískовиків дрібнозернистих та алевролітистх аргілітів піритизованих глауконітовмісних, зі слюди́сто-карбонатним (кальцитовим) цементом і вкрапленнями та лінзоподібними утвореннями бітумоїдів, з комірчасто-шаруватою проникністю. Особливості пошарової вкраплено-лінзоподібної локалізації бітумоїдів, присутність піриту разом з бітумоїдами і характер насичення породи (насичення зеленим барвником) показано у відбитому світлі.

Керн горизонту НД-7 представлений масивним глауконітовмісним алевритовим середньо-дрібнозернистим піскови́ком несортованим з карбонатним плівково-поровим кальцитовим цементом з домішкою слюди та цементацією контактового типу і дотику (рис. 11). Колір породи слабо-зеленувато-сірий, текстура масивна. Структура алевропсамітова, цемент карбонатний (кальцитовий).

Під мікроскопом керн у шліфах (рис. 12–14) має неоднорідну структуру, різноуламкову, алевритово-середньодрібнопсамітову. Уламки представлені переважно кварцом, кварцитоподібними утвореннями, окремими грудками пелітоморфного кальциту.

Цемент кальцитовий з домішками детриту і шламу фауністичних решток. У складі цементу присутні зерна глауконіту. Пірит присутній у незначній кількості у вигляді дуже дрібних вкраплень. Так само у незначній кількості

присутня органічна речовина бітумоїдного типу. Діагенетичні перетворення проявились у вигляді слабкої піритизації, утворення глауконіту і загального ущільнення породи. Кількісно-мінеральний склад породи такий: уламки 73 %, цемент 17 %, інша органічна бітумоїдна речовина до 2 %, поровий простір понад 6 %, інші мінерали менше 2 %.

Абсолютна газопроникність $K_{\text{гп}}=0,09$ мД, відкрита пористість $K_{\text{п}}=6,4$ %. З огляду на визначену структуру порового простору (рис. 12) видно, що на частку субкапілярних пор (радіус, менший за 0,2 мкм), які заповнені залишковою водою і участі у фільтрації не беруть, припадає 60 %, частка капілярних пор, які частково беруть участь у фільтрації (радіус 0,2–5 мкм) становить 33 %; решту загального об'єму складають надкапілярні пори з радіусом понад 5 мкм, їхня частка в загальному об'ємі порового простору – 7 %. Піщаність сягає практично 10 %.

Приймаючи те, що у субкапілярних порах флюїд нерухомий, а фільтрація флюїду може відбуватися лише з участю частки капілярних та всіх надкапілярних пор, доходимо висновку, що частка відкритого (ефективного) порового простору, яка реально бере участь у фільтрації, буде сягати лише 40 % у загальній структурі відкритого порового простору. Звідси, якщо відкрита пористість для даного зразка дорівнює 6,4 %, ефективний поровий простір буде становити не більш як 2,56 %.

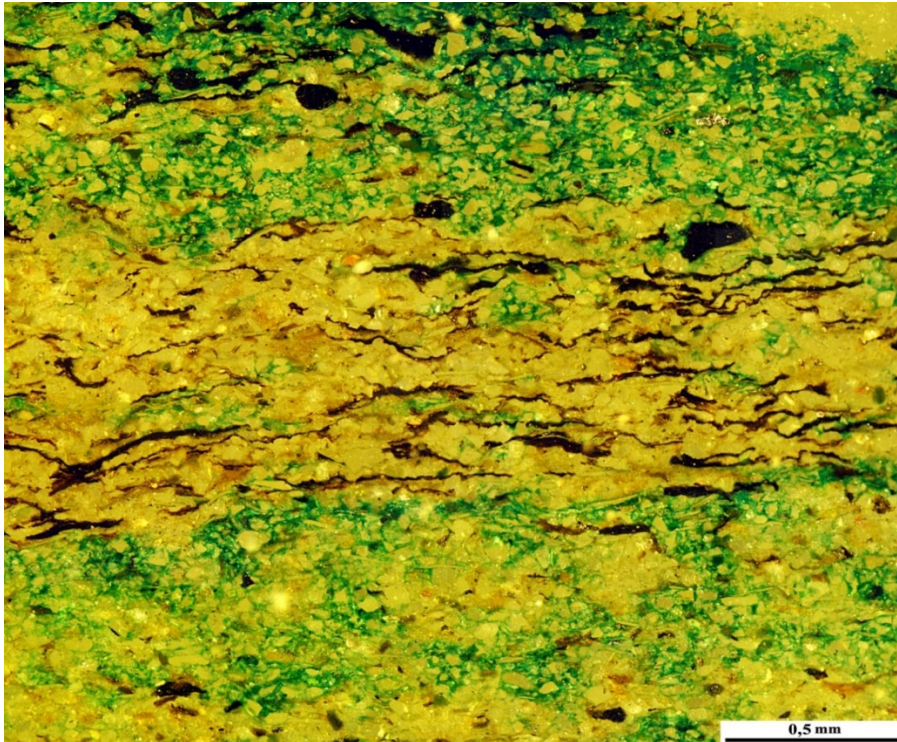


Рис. 10. Розріз розвідувальної свердловини № 7-Буцівська. Горизонт НД-4



Рис. 11. Керн розвідувальної свердловини № 7 -Буцівська. Горизонт НД-7

Абсолютна газопроникність $K_{пр}=0,09$ мД, відкрита пористість $K_n=6,4$ %. З огляду на визначену структуру порового простору (рис. 12) видно, що на частку субкапілярних пор (радіус, менший за 0,2 мкм), які заповнені залишковою водою і участі у фільтрації не беруть, припадає 60 %, частка капілярних пор, які частково беруть участь у фільтрації (радіус 0,2–5 мкм) становить 33 %; решту загального об'єму складають надкапілярні пори з радіусом понад 5 мкм, їхня частка в загальному об'ємі порового простору – 7 %. Піщанистість сягає практично 10 %.

Приймаючи те, що у субкапілярних порах флюїд нерухомий, а фільтрація флюїду може відбуватися лише з участю частки капілярних та всіх надкапілярних пор, доходимо висновку, що частка відкритого (ефективного) порового простору, яка реально бере участь у фільтрації, буде сягати лише 40 % у загальній структурі відкритого порового простору. Звідси, якщо відкрита пористість для даного зразка дорівнює 6,4 %, ефективний поровий простір буде становити не більш як 2,56 %.

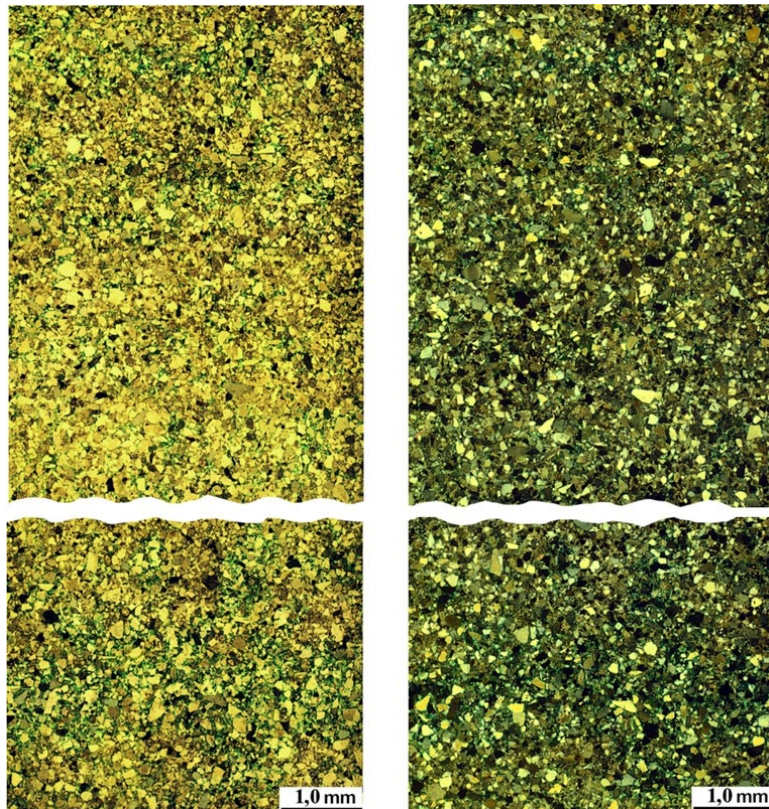


Рис. 12. Розріз розвідувальної свердловини № 7-Буцівська. Горизонт НД-7

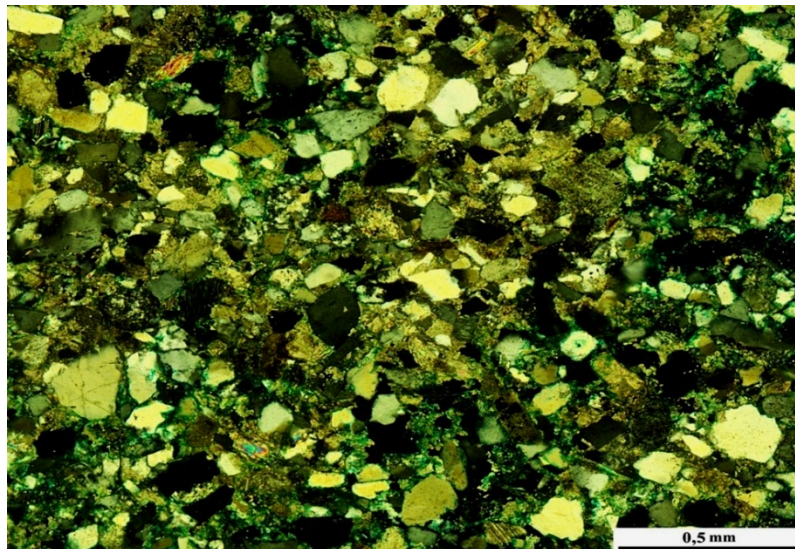


Рис. 13. Розріз розвідувальної свердловини № 7-Буцівська горизонт НД-7. Ніколі X

У розвідувальній свердловині № 8-Буцівська в межах горизонту НД-15 відібрано два зразки керну. Керн представлений хвилястошаруватим неправильноритмічним перешаруванням алевропісковиків дрібнозернистих та алевролітих аргілітів із кальцитовим цементом (рис. 15). Колір породи сірий зі слабким зеленуватим /відтінком, у разі наявності фрагментів аргіліту більшої товщини колір змінюється на чорний. Текстура неправильноритмічна хвилястошарувата. Зміна текстурного рисунка шаруватості відображає зміну режиму осадконагромадження. Структура неоднорідна, пошарово мінлива у шарах порід відповідного складу: пелітова або алевро-псамітова. Візуально тріщин і пор не

спостерігалось. Не виключено, що чорний колір символізує присутність органічної та глинистої речовин. Піщанистість цього зразка керна становить приблизно 50 %.

Зразок керну з горизонту НД-15 (рис. 16), представлений перешаруванням алевролітих середньо-дрібнозернистих пісковиків та алевролітів з кальцитовим (з домішкою слюди) цементом і з вкрапленнями піриту, глауконіту та вуглефікованих решток в обох відмінах. Колір породи сірий із зеленувато-синюватим слабким відтінком. Текстура неясношарувата, зумовлена неритмічним перешаруванням пісковика і алевроліта. Структура алевро-псамітова. Видимі тріщини та поровий простір не спостерігаються.

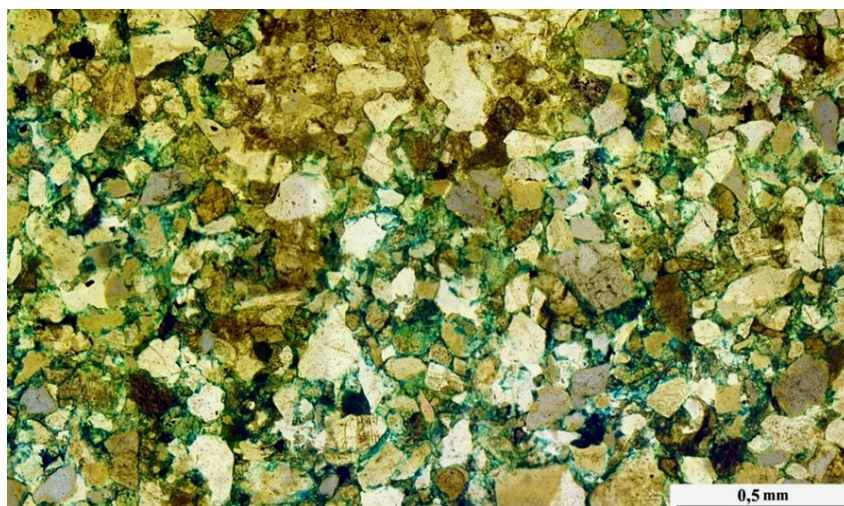


Рис. 14. Розріз розвідувальної свердловини № 7-Буцівська. Горизонт НД-7. Ніколі II



Рис. 15. Керн розвідувальної свердловини № 8-Буцівська. Горизонт НД-15

Під мікроскопом (рис. 17) у шліфі спостерігалася неясна шарувата текстура, зумовлена зміною шарів піско-вика та алевроліту. Структура в цих породних відмінах відповідно середньо-дрібнопсамітова та алевритова. Уламки містять такі мінерали: кварц, халцедон, кварцити, польові шпати. Три останні мінерали присутні в дуже незначній кількості. Цемент поровий, представлений кальцитом (переважає), незначною кількістю слюди та гідрослюдовими формами, що розвиваються по глинистих мінералах. Кількісно-мінеральний склад: уламки 70 %, цемент 25 %, відкрита пористість 3,6 %, інші мінерали 1,4 % (пірит, вуглефікована органіка тощо). Абсолютна газопроникність $K_{пр}=0,03$ мД, відкрита пористість $K_n=3,6$ %. З огляду на визначену структуру порового простору видно, що на частку субкапілярних пор (радіус, менший за 0,2 мкм), які заповнені залишковою водою і участі у фільтрації не беруть, припадає 72 %, частка капілярних пор, які частково беруть участь у фільтрації (радіус 0,2–5 мкм) становить 19 %, решту загального об'єму складають надкапілярні пори з радіусом понад 5 мкм,

їхня частка в загальному об'ємі порового простору – 9 %. Піщанистість сягає практично 100 %.

Приймаючи те, що у субкапілярних порах флюїд нерухомий, а фільтрація флюїду може відбуватися лише з участю частки капілярних та всіх надкапілярних пор, доходимо висновку, що частка відкритого (ефективного) порового простору, яка реально бере участь у фільтрації, буде становити лише 28 % у загальній структурі відкритого порового простору. Звідси, якщо відкрита пористість для цього зразка дорівнює 3,6 %, ефективний поровий простір буде становити не більше 1 %. Видимого насичення фарбником породи не відбулось. Це означає, що ефективний поровий простір у цьому зразку практично відсутній.

У шліфі (рис. 18) спостерігаються перешарування алевролітистих середньо-дрібнозернистих пісковиків та алевролітів з кальцитовим цементом та з вкрапленнями піриту, глауконіту і вуглефікованих решток в обох відмінах, погану відсортованість та відсутність впорядкованого розташування уламків, суцільну щільність, відсутність ділянок, де міг проникати барвник.

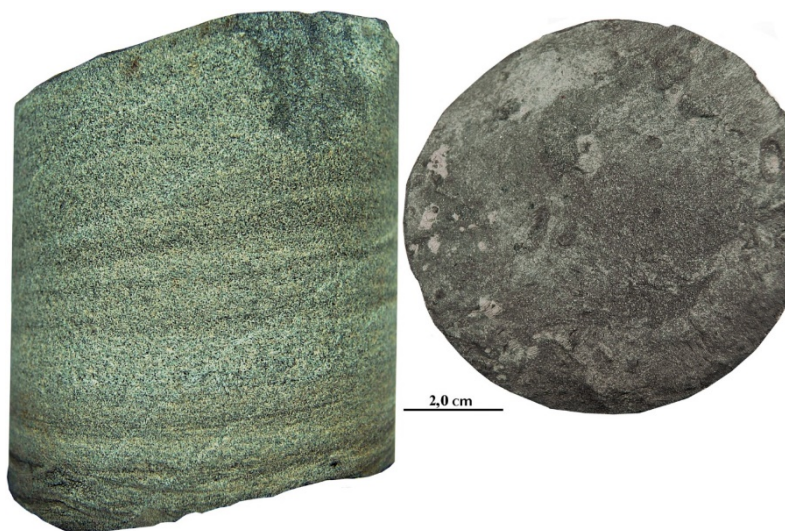


Рис. 16. Керн розвідувальної свердловини № 8-Буцівська. Горизонт НД-15

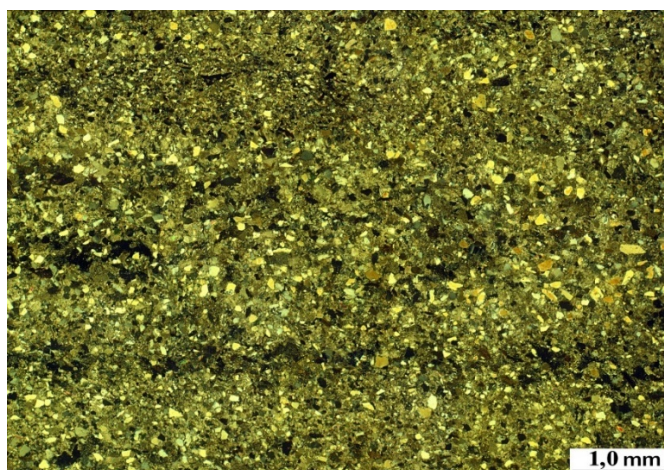


Рис. 17. Розріз розвідувальної свердловини № 8-Буцівська горизонт НД-15. Ніколи X

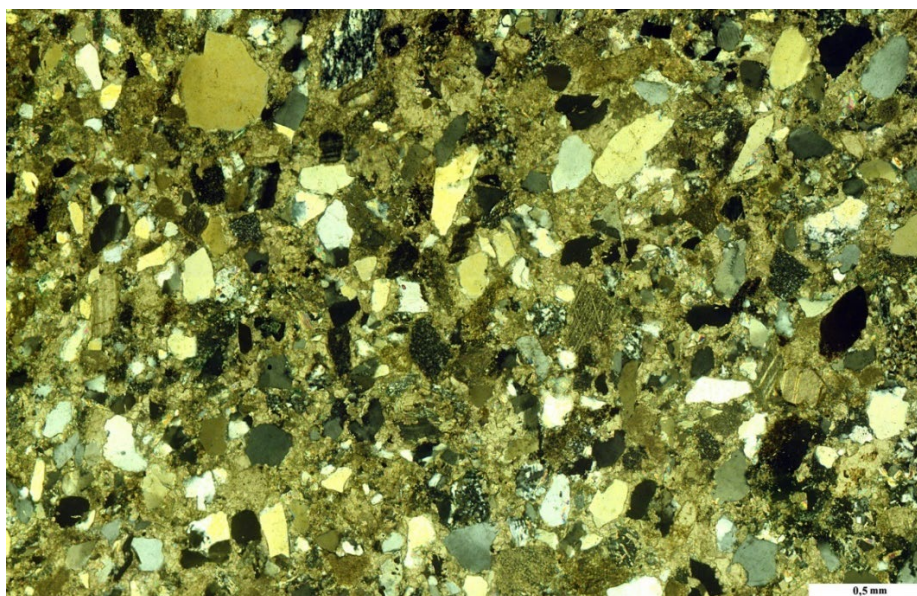


Рис. 18. Розріз розвідувальної свердловини № 8-Буцівська. Горизонт НД-15. Ніколи X

Для інтенсифікації припливів газу з низькопористих піщано-глинистих порід-колекторів потрібно брати до уваги їхню внутрішню будову (структуру та текстуру), мінеральний склад, кількісне співвідношення основних компонентів

породи (уламків та цементу), гранулометричний склад та ступінь сортованості уламків, їхню обкатаність (Нестеренко, 2010). Вказані характеристики більшою або меншою мірою безпосередньо впливають на колекторські

властивості порід та можливість або неможливість покращення цих властивостей. Позитивними факторами, які зумовлюють високі колекторські властивості, є: 1) відсутність мінералів, схильних до набухання (передусім такими є глинисті мінерали, серед них максимальне набухання характерне для мінералів групи монтморилоніту: монтморилоніт, сапоніт, бейделіт); 2) кальцитовий склад цементу і ступінь його кристалічності (пелітоморфні відміни розчиняються важче, ніж кристалічні); 3) високий ступінь сортованості (ідеальний варіант – розмір зерен змінюється в межах одного гранулометричного класу); поровий або базально-поровий тип цементу.

Дискусія і висновки

Зважаючи на вищевказане, слід відзначити, що поліпшення кількісної характеристики припливу газу слід очікувати в тих породах, де зерна мають кращу обкатаність та рівномірне поширення цементу між ними і після дії кислоти можемо отримати рівноспрямований розвиток пустот і сполучних каналів між ними. Дослідження літологічних характеристик низькопроникних порід-колекторів Буцівського газового родовища підтвердило значний вплив текстури, структури та мінерального складу порід на їхні фільтраційно-ємнісні властивості. Встановлено, що газопроникність забезпечується переважно субкапілярними і капілярними порами, а відкрита пористість у більшості досліджених зразків є низькою. Виявлено, що підвищення ефективності видобутку можливе за умови поліпшення фізико-хімічних характеристик цементу і застосування методів кислотного впливу для створення зв'язних каналів у поровому просторі. Отримані результати мають практичну значущість для оптимізації розробки низькопористих газових горизонтів Передкарпатського прогину та можуть бути використані при плануванні розвідувальних і експлуатаційних робіт.

Внесок авторів: Валерій Омельченко – концептуалізація, методологія; Олег Осташ – аналіз і обробка даних, методологія, написання; Тетяна Каліній – концептуалізація, програмне забезпечення, формальний аналіз.

Список використаних джерел

- Атлас родовищ нафти і газу України. (1998). В шести томах. УНГА.
- Бойко, Г. Ю., & Колодій, В. В. (1995). Проблеми пошуків і розвідки нафтогазоносних покладів у Передкарпатській нафтогазоносній області. *Геологія і геохімія корисних копалин*, 92–93, 3–17.
- Гладун, В., Крупський, Ю., Куровець, І. та ін. (2011). Газ ущільнених колекторів у Західному нафтогазоносному регіоні України. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 1–2(154–155), 34–36.
- Дригант, Д. М. (2001). Геологічний розвиток Волино-Подільської окраїни Східноєвропейської платформи і Передкарпатського прогину у середньому палеозої. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 2, 39–50.
- Іванюта, М. М. (Гол. ред.). (1998). *Атлас родовищ нафти і газу України (Т. 4–5)*. Центр Європи.
- Колодій, В. В. (2004). *Карпатська нафтогазоносна провінція*. ТОВ "Український Видавничий центр".
- Колтун, Ю. В. (2000). Генерація вуглеводнів у флішових відкладах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 4, 26–33.
- Кривуля, С. В., Владика, В. М., Нестеренко, М. Ю., & Балацький, Р. С. (2013). Процес визначення газовіддавальних властивостей порід-колекторів (Патент України № 83619). Державна служба інтелектуальної власності України.
- Крупський, Ю. (2011). Геологія і нафтогазоносність Українських Карпат та їхніх прогинів (погляд з початку ХХІ ст.). *Вісник Львівського університету. Серія геологічна*, 25, 3–19.
- Крупський, Ю. З. (2001). *Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України*. Видавничий центр УкрДГРІ.
- Крупський, Ю. З. (2014). Нетрадиційні поклади природного газу в Західному нафтогазоносному регіоні. *Вісник ЛГУ. Серія геологічна*, 28, 13–26.
- Локтев, А. А., Локтев, А. В., & Грицанчук, А. В. (2023). Перспективи нарошення видобування флюїдів з піщано-глинистих товщ у межах Передкарпатського та Закарпатського прогинів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 3(88), 79–88.

Михайлов, В. А., Вакарчук, С. Г., Вишва, С. А., Загнітко, В. М., Коваль, А. М., Крупський, Ю. З., Куровець, І. М., & Харченко, М. В. (2021). *Перспективи нарошення ресурсної бази вуглеводнів України за рахунок нетрадиційних джерел*. Київський університет.

Нестеренко, М. Ю. (2010). *Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів*. ЛВУкрДГРІ.

Орлов, О. О., & Локтев, А. В. (1997). Перспективні ділянки по виявленню нових газових горизонтів на Хідновицькому родовищі. *Тези науково-технічної конф. проф.-вickl. складу ун-ту*, 72. ІФНТУНГ.

Орлов, О. О., Омельченко, В. Г., & Локтев, А. В. (2012). Сланцевий і вугільний газ та інші джерела енергоносіїв майбутнього. *Симфонія форте* (с. 33–52).

Федишин, В. О. (2005). *Низькопористі породи-колектори газу промислового значення*. УкрДГРІ.

Хомин, В. (2015). Нетрадиційні джерела вуглеводнів західного нафтогазоносного регіону України (рецензія на монографію "Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга 2. Західний нафтогазоносний регіон / Ю. З. Крупський, І. М. Куровець, Ю. М. Сеньковський, В. А. Михайлов, П. М. Чепіль, Д. М. Дригант, В. Є. Шлапінський, Ю. В. Колтун, В. П. Чепіль, С. С. Куровець, В. П. Бодлак. К.: Ніка-центр, 2014. – 400 с."). *Геологія і геохімія горючих копалин*, 1–2, 174–175.

References

- Atlas of Oil and Gas Fields of Ukraine*. (1998). In six volumes. UNGA [in Ukrainian].
- Boyko, H. Yu., & Kolodiy, V. V. (1995). Problems of Prospecting and Exploration of Oil and Gas Deposits in the Precarpathian Oil and Gas Bearing Region. *Geology and Geochemistry of Minerals*, 92–93, 3–17 [in Ukrainian].
- Drygant, D. M. (2001). Geological development of the Volyn-Podilsky outskirts of the East European platform and the Precarpathian trough in the middle Paleozoic. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*, 2, 39–50 [in Ukrainian].
- Fedyshyn, V. O. (2005). *Low-porosity reservoir rocks of industrial gas significance: Monograph*. UkrDGR [in Ukrainian].
- Gladun, V., Krupskiy, Y., Kurovets, I., & others. (2011). Gas of compacted reservoirs in the Western oil and gas region of Ukraine. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*, 1–2 (154–155), 34–36. [in Ukrainian]
- Ivaniuta, M. M. (Ed.). (1998). *Atlas of oil and gas fields of Ukraine* (Vols. 4–5). Center of Europe [in Ukrainian].
- Khomyn, V. (2015). Unconventional hydrocarbon sources of the western oil and gas region of Ukraine (review of the monograph "Unconventional hydrocarbon sources of Ukraine. Book 2. Western oil and gas region / Yu. Z. Krupskiy, I. M. Kurovets, Yu. M. Senkovskiy, V. A. Mykhailov, P. M. Chepil, D. M. Drygant, V. Ye. Shlapinskyi, Yu. V. Koltun, V. P. Chepil, S. S. Kurovets, V. P. Bodlak. Kyiv: Nika-tsentr, 2014. – 400 p."). *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*, 1–2, 174–175 [in Ukrainian].
- Kolodiy, V. V. (2004). *Carpathian oil and gas province*. Ukrainian Publishing Center LLC [in Ukrainian].
- Koltun, Y. V. (2000). Generation of hydrocarbons in flysch deposits of the Inner zone of the Precarpathian trough. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*, 4, 26–33 [in Ukrainian].
- Krupskiy, Y. (2011). Geology and oil and gas potential of the Ukrainian Carpathians and their foredeeps (a view from the beginning of the XXI century). *Visnyk of Lviv University. Geological Series*, 25, 3–19 [in Ukrainian].
- Krupskiy, Y. Z. (2001). *Geodynamic conditions of formation and oil and gas potential of the Carpathian and Volyn-Podillia regions of Ukraine*. UkrDGR Publishing Center [in Ukrainian].
- Krupskiy, Y. Z. (2014). Non-traditional deposits of natural gas in the Western oil and gas region. *Bulletin of Leningrad State University. The series is geological*, 28, 13–26 [in Ukrainian].
- Kryvulia, S. V., Vladika, V. M., Nesterenko, M. Yu., & Balatskyi, R. S. (2013). Process for determining the gas-delivering properties of reservoir rocks (Ukraine Patent No. 83619). State Intellectual Property Service of Ukraine [in Ukrainian].
- Loktiev, A. A., Loktiev, A. V., & Hrytsanchuk, A. V. (2023). Prospects for increasing fluid production from sand-clay formations within the Precarpathian and Transcarpathian troughs. *Exploration and Development of Oil and Gas Fields*, 3(88), 79–88 [in Ukrainian].
- Mykhailov, V. A., Vakarchuk, S. H., Vyzhva, S. A., Zagnitko, V. M., Koval, A. M., Krupskiy, Y. Z., Kurovets, I. M., & Kharchenko, M. V. (2021). *Prospects for increasing Ukraine's hydrocarbon resource base through unconventional sources*. Kyiv University [in Ukrainian].
- Nesterenko, M. Yu. (2010). *Petrophysical bases for substantiating fluid saturation of reservoir rocks*. LVUkrDGR [in Ukrainian].
- Orlov, O. O., & Loktiev, A. V. (1997). Promising areas for identifying new gas horizons at the Khidnovychi field. In *Abstracts of the scientific and technical conference of the faculty of the university* (p. 72). IFNTUNG [in Ukrainian].
- Orlov, O. O., Omelchenko, V. H., & Loktiev, A. V. (2012). Shale and coal gas and other energy sources of the future. *Symphony forte* (pp. 33–52) [in Ukrainian].

Отримано редакцією журналу / Received: 24.04.25

Прорецензовано / Revised: 15.05.25

Схвалено до друку / Accepted: 30.06.25

Oleh OSTASH, PhD Student
e-mail: olehostash7@gmail.com
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

Valeriy OMELCHENKO, PhD (Geol.), Assoc. Prof.
ORCID ID: 0000-0002-2939-4088
e-mail: ovgeo@nung.edu.ua
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

Tetyana KALYNII, Assist.
ORCID ID: 0009-0001-0902-2981
e-mail: tetiana.kalynii@nung.edu.ua
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

LITHOLOGIC FEATURES OF LOW PERMEABLE OIL AND GAS SATURATED RESERVOIR ROCKS IN THE NEOGENE SEDIMENTS THICKNESS IN BUTSIVSKE GAS FIELD AS AN ANALOG

B a c k g r o u n d . *The article investigates the problem of low-porosity and low-permeability reservoir rocks, which are relevant for hydrocarbon deposits in the Neogene sediments of the Outer Zone of the Precarpathian Trough. The low efficiency of traditional methods for assessing the gas saturation and productivity of these rocks creates significant obstacles to their development, which requires the use of new approaches.*

M e t h o d s . *The study was conducted on the basis of the analysis of core material taken from the productive horizons of the Butsivske gas field. A detailed petrophysical analysis was performed, including the assessment of the textural and structural features of the rocks, their mineral composition, as well as the characteristics of porosity and permeability. The methods of saturation of samples with dyes, microscopy and granulometric analysis were used.*

R e s u l t s . *It was established that low-porosity reservoir rocks have a significant influence on texture, structure and mineral composition of their filtration and capacity properties. The main type of porosity is subcapillary, which provides limited permeability. Analysis of the samples showed that the proportion of effective pore space involved in filtration is low (less than 40 % in the total open space structure). The main productive horizons are sandy-clayey deposits of the Lower Dashava formation.*

C o n c l u s i o n s . *The study confirmed that it is necessary to apply chemical treatment methods, such as acid treatments, which contribute to the creation of connected channels in the pore space to intensify gas production from low-porosity rocks. The results obtained have practical significance for optimizing the development of gas horizons in the Precarpathian trough and can be used in planning exploration and exploitation works.*

K e y w o r d s : *Outer zone of Precarpathian depression, reservoir-rock, core, fractions, psamites, hydrocarbons.*

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; or in the decision to publish the results.