

## ГЕОФІЗИКА

УДК 550.8.056  
DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.105.02>

Владислав ЄМЕЦЬ, асп.  
ORCID ID: 0009-0007-0631-3488  
e-mail: vlad.yemets97@gmail.com  
Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

Ірина БЕЗРОДНА, канд. геол. наук, доц.  
ORCID ID: 0000-0002-6835-5276  
e-mail: bezin3@ukr.net  
Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

### ВИЗНАЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОЇ ПОРИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ СТРУКТУРИ ЇХ ПУСТОТНОГО ПРОСТОРУ У ВІЗЕЙСЬКИХ І ТУРНЕЙСЬКИХ ВІДКЛАДАХ БЕРЕЗІВСЬКОГО РОДОВИЩА

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, доц. О.В. Шабатурою)

**Вступ.** При дослідженні родовищ досить важливо простежити закономірності внутрішньої будови порід-колекторів з їхніми фізичними властивостями. Проведений аналіз геофізичних досліджень свердловини № 203 Березівського родовища Дніпровсько-Донецької западини необхідний для оцінки перспективності складнопобудованих порід-колекторів.

**Методи.** Методика вивчення структури пустотного простору складнопобудованих порід-колекторів включала кілька етапів: здійснення інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин; визначення параметрів початкової математичної моделі породи-колектора, проведення інверсії даних акустичних досліджень у криву розподілу пористості різних форматів; оцінювання типів порід-колекторів з подальшим визначенням їхньої ефективної пористості.

**Результати.** На основі даних швидкості поздовжніх, поперечних хвиль та густини пластів, було виділено три окремі групи порід: пісковик ущільнений, вапнистий пісковик, вапняк. Для кожної з 6 вибірок було отримано початкове наближення: набір форматів пористості та їхню концентрацію в пластах вибірки. Автори безпосередньо на основі аналізу результатуючих даних виявили, що найоптимальнішими форматами пористості досліджуваних інтервалів є: для міжзернових пористості –  $0,07 \div 0,9$ ; для перехідних пористості і мікротріщин літологічного ущільнення –  $0,05 \div 0,077$ ; для мікротріщин –  $0,007 \div 0,0019$ ; для каверн –  $4 \div 8$ . За результатами досліджень 51 пропластка встановлено, що переважальними типами колекторів із семи встановлених є гранулярно-кавернозний (39,2 % пропластків) та тріщинно-кавернозно-гранулярний (29,5 % пропластків), причому останній тип є доміантним для ущільнених порід-колекторів, коли відмічається зниження загальної пористості, і її значення стає нижче граничного значення у межах родовища.

**Висновки.** Розраховані значення форматів пористості вперше для даного родовища було використано для кількісної оцінки ефективної пористості на основі отриманих даних та показників питомого електричного опору на різних глибинах досліджень. Було вибрано результуюче наближення  $\alpha = 0,6996$ , яке дало змогу зменшити похибку в обчисленні коефіцієнта динамічної і, відповідно, ефективної пористості пластів-колекторів. Отримані результати показали, що запропоновані методики потрібні для розуміння та кількісної оцінки внутрішньої структури та фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів особливо в разі обмеженого комплексу каротажу і недостатнього відбору керну.

**Ключові слова:** структура пустотного простору, ефективна пористість, геофізичні дослідження свердловин, породи-колектори.

#### Вступ

**Постановка проблеми.** Невпинне зростання попиту на вуглеводні призводить до того, що видобуток нафти й газу дедалі частіше пов'язують із складнопобудованими та низькопористими колекторами. Тому у теперішній час досить важливо простежити закономірності внутрішньої будови порід-колекторів з їхніми фізичними властивостями, визначеними за даними геофізичних методів свердловин.

Питання тріщинуватості, кавернозності, ефективної пористості та кількісної оцінки структури пустотного простору порід нафтогазових комплексів має вийти на новий рівень дослідження, що дасть змогу приділити більше уваги ємнісним властивостям складнопобудованих колекторів нафти та газу, які вивчати традиційними геофізичними методами досить важко. Тому потрібні більш універсальні та сучасні методи оцінки якості пластів-колекторів. Важливо не тільки оцінити нафтогазонасиченість, але й визначити пропускну здатність пустотного простору породи, оскільки саме ці характеристики можуть ефективно охарактеризувати відновлювані запаси нафти та газу.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Для того щоб повністю дослідити будову складнопобудованих колекторів, необхідні спеціальні методики та різноманітні програмні засоби.

Виділяють два основні підходи до практичного вивчення структури пустотного простору порід: за допомогою даних петрофізичних досліджень зразків керна та методів геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

Геофізичні методи досліджень свердловин виконують на всіх етапах існування свердловин. Процес визначення фільтраційно-ємнісних параметрів є досить складним. Особливий інтерес становить пористість порід, зокрема її види і типи. Геофізичні прилади забезпечують вимірювання параметрів, які дають змогу виконати математичний розрахунок коефіцієнтів пористості різних типів, а саме, відкритої, загальної, ефективної, динамічної, тріщинної, кавернозної, гранулярної, літологічної, вторинної тощо.

Тріщинуватість у колекторі дуже важко дослідити через неоднорідний розподіл тріщин, малий об'єм вилучення під час відбору керну. Тому потрібно якомога більше використовувати дані каротажу, оскільки вони можуть охоплювати значний інтервал дослідження. Традиційними методами в ГДС є оцінка природної тріщинуватості з емпіричного рівняння з використанням даних електричного каротажу (Serra, 1984, Tiab, & Donaldson, 2004) або її розрахунок у лабораторії на основі аналізу петрофізичних залежностей "кern-кern", "кern-геофізика" (Tiab, & Donaldson, 2004). Важливе місце для

оцінки наявності тріщинуватості має акустичний каротаж – здебільшого під час його інтерпретації на поздовжніх хвилях відмічається значне затухання амплітуд і зростання інтервального часу пробігу на тріщинуватих ділянках. Методи сканування стовбуру свердловини (FMI – електричне сканування, DSI – акустичний сканувальний каротаж, UBI – ультразвукове акустичне зондування, FWSL – повнокартинний акустичний каротаж) дають змогу виявити зони дроблення, тріщинуватості і визначити тріщинну пористість, параметри тріщин (кут падіння, щільність тріщин, азимут падіння, розкриття) (Son, Quy, & Nhan, 2006), однак ця апаратура не завжди доступна при проведенні каротажних робіт. Крім того, за допомогою названих вище методів оцінити типи і кількісні характеристики інших пористот є доволі складним, а можливо, навіть не вирішуваним завданням.

Ефективна пористість характеризує частину об'єму, яка зайнята рухомих флюїдом за повного насичення пустотного простору цим флюїдом. Транспортування вуглеводнів здійснюється головним чином через зв'язані або сполучені пустоти. Для порід з міжзерновими порами зі слабкою цементацією загальна пористість приблизно дорівнює ефективній пористості. Проте для більш зцементованих порід і деяких карбонатів можуть виникнути значні розбіжності між значеннями загальної пористості та ефективної пористості. Пустоти, що з'єднуються і сприяють проведенню електричного струму чи руху рідини або газу через гірську породу, повинні бути взаємопов'язані (Collett, & Katsube, 1973). Коefіцієнт ефективної пористості визначається зазвичай у комбінації нейтронного та щільнісного методів, використовуючи рівняння Шлюмберже (Schlumberger, 1998) після введення поправки за вміст глини у породі. Більш точним методом для визначення ефективної пористості і водночас більш дороговартісним є метод ядерно-магнітного каротажу, оснований на реєстрації ефектів вільної прецесії ядер водню.

Оцінивши кількісно ефективну пористість та визначивши тип колектору, можна легко і з високим ступенем достовірності передбачити колекторський потенціал того чи іншого інтервалу.

Пустотний простір породи відіграє важливу роль при вторинному розкритті пластів. У роботі (Brie et al., 1985) було запропоновано підхід для оцінки вторинної пористості у карбонатних відкладах з використанням акустичних швидкостей і електропровідності.

У роботах Г.Т. Продайводи, С.А. Вижви, І.М. Безродної (Продайвода та ін., 2011, Безродна та ін., 2007) запропоновано модель складнопобудованого колектора, числовий метод розрахунків ефективних пружних сталей та електричної провідності порід-колекторів зі спектром хаотично орієнтованих пористот різних форматів. Також багато для вивчення складнопобудованих колекторів за даними ГДС зробили Я.Н. Басін, Б.Ю. Вендельштейн, К.Р. Девіс, О.М. Карпенко, В.М. Курганський, В.А. Новгородова, В.І. Петерсілье та ін.

**Формулювання цілей статті.** Метою даної роботи є інтерпретація даних ГДС свердловини № 203 Березівського родовища Дніпровсько-Донецької западини; виділення порід-колекторів у візейських і турнейських відкладах; дослідження структури пустотного простору виділених складнопобудованих порід-колекторів в інтервалі 5800–6110 м з подальшою оцінкою їх ефективної пористості.

**Геологічні особливості об'єкта дослідження.** Породи вивченого розрізу свердловини № 203 Березівського нафтогазоконденсатного родовища належать до

турнейського і візейського ярусів карбону, вони представлені в горизонтах Т-1 та В-26–В-24 чергуванням вапняків, аргілітів, пісковиків, мергелів. Нафтогазоносність порід пов'язана з пісковиками та вапняками.

#### Методи

**Оцінка структури пустотного простору.** Методика вивчення структури пустотного простору складнопобудованих порід-колекторів включала кілька етапів: здійснення інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин; визначення параметрів початкової математичної моделі породи-колектора, проведення інверсії даних акустичних досліджень у криву розподілу пористот різних форматів; оцінювання типів порід-колекторів (Вижва, & Безродна, 2016).

Будова породи математично уявляється у вигляді жорсткої матриці зі спектром пористот, що апроксимуються сфероїдами обертання з різними форматами  $\alpha = \frac{a}{c}$ , де  $a$  та  $c$  – коротка й довга напіввісь сфероїда.

При виборі початкового наближення математичної моделі пласта-колектора (групи пластів) можуть бути використані такі дані:

- апріорна інформація геолого-геофізичного характеру;
- стандартні методи ГДС та методи їх обробки;
- результати петрофізичних досліджень;
- результати математичного моделювання порід;
- результати вивчення керну під електронним або поляризаційним мікроскопом (Вижва, Безродна, & Ткаченко, 2019).

Після стандартної інтерпретації даних ГДС на першому етапі формуються вибірки пластів з подібним літологічним складом, фізичними властивостями і з однотипною структурою пустотного простору. В таких пластах наявні кореляційні залежності типу:

$$\begin{aligned} \Delta T_p &= f(K_n), \\ \Delta T_s &= f(K_n), \rho = f(K_n), \end{aligned} \quad (1)$$

де  $\Delta T_p$  і  $\Delta T_s$  – інтервальний час поширення поздовжніх і поперечних хвиль,  $K_n$  – коефіцієнт відкритої пористості,  $\rho$  – густина порід.

Для створення математичної моделі вибірки пластів визначаються: параметри пустотних наповнювачів, параметри матриці породи-колектора і структура її пустотного простору.

Початковим наближенням для параметрів матриці порід прийнято ефективні пружні модулі (модуль об'ємного стискання ( $K$ ), модуль зсуву ( $G$ ) та густина ( $\rho$ ) скелету породи-колектора), що визначаються за формулами

$$K_M = \rho_M \left( V_{pM}^2 - \frac{4}{3} V_{sM}^2 \right), \quad G_M = \rho_M V_{sM}^2, \quad (2)$$

де  $\rho_M$  – густина скелету вибірки порід,  $V_{pM}$ ,  $V_{sM}$  – швидкості поздовжньої та поперечної хвиль скелету вибірки порід пластів, що розраховані з даних акустичного каротажу або отримані за петрофізичними даними.

Початкове наближення параметрів матриці для окремих вибірок порід розраховується за допомогою крос-плотів (1) шляхом екстраполяції функцій в область нульової пористості.

Для визначення початкового наближення для параметрів пустотних наповнювачів (швидкості пружних хвиль та густини флюїду чи газу) використовують апріорну (фондову, промислову) інформацію щодо параметрів пластових флюїдів (табл. 1).

Визначення початкового наближення структури пустотного простору  $n$ -тих пластів є пошуком глобальних екстремумів функції складного типу ( $X_n$ ) за закріпленими параметрами форматів пористот  $\alpha_n$  і проводиться

методом перебору значень концентрації певних форматів пустот  $C_n(\alpha_n)$  з кроком  $\Delta n$ , обчислених для кожного формату з умови:

$$X_v + 1(C_n + \Delta n, \alpha_n) - X_v(C_n, \alpha_n) = k\varepsilon, \quad (3)$$

де  $\varepsilon$  – експериментальна точність визначення вхідних параметрів;  $k$  – коефіцієнт, що залежить від необхідної точності отримання наближення.

Вибір початкового наближення структури пустотного простору (формати пустот і їх концентрація для вибірки пластів) може проводитися методом найменших квадратів при перетині області пошукових параметрів по вектору за фіксованих значень форматів пустот  $\alpha$ . Це забезпечує експресне знаходження точки з мінімальним значенням рівня відхилення значення від попереднього.

Таблиця 1

| Пружні та густинні параметри пустотних наповнювачів |                              |   |
|---|------------------------------|---|
| Тип пустотного наповнювача                          | Швидкість пружних хвиль, м/с | Густина флюїду чи газу, г/см <sup>3</sup> |
| Вода  | 1470–1880                    | 1,0–1,1                                   |
| Нафта   | 1035–1370                    | 0,82–0,92                                 |
| Газ   | 500                          | 0,02–0,0001                               |

Знайдене початкове наближення використовується при інверсії акустичних даних за допомогою програми "Karal" з використанням даних акустичного каротажу та коефіцієнта пористості, визначеного за методиками, що виключають матеріали акустичних методів. Задача зводиться до визначення концентрації пустот  $C_n(\alpha)$  окремих форматів  $\alpha$  для кожної вибраної точки чи пласта (Вижва, & Безродна, 2016).

Одержані в результаті розрахунків набори форматів пустот різних типів відповідають окремим типам пористості, на основі цього розраховуються коефіцієнти: міжзернової ( $K_{мз}$ ), перехідної ( $K_{пр}$ ), тріщинної ( $K_{тр}$ ), кавернозної ( $K_{кв}$ ) та вторинної ( $K_{вт} = K_{пр} + K_{тр} + K_{кв}$ ) пористості та, відповідно, встановлюється тип породи-колектора (Безродна, 2007).

**Визначення ефективної пористості з врахуванням структури пустотного простору.** Матриця породи є непровідною, тому каротаж питомого електричного опору в основному відображає інформацію про електропровідність флюїду всередині сполучених пустот пласта. Проте варто також враховувати й інші фактори (мінеральний склад та ін.), які впливають на електропровідність гірської породи. На практиці електропровідність матриці породи є константою або функцією водонасиченості (Worthington, 2004).

У пласті без проникнення флюїду виконуються такі граничні умови:

- електропровідність, що визначена за даними каротажу ( $C_t$ ) є фонову електропровідністю ( $C_{bg}$ ), якщо поточна пористість дорівнює 0;

- виміряна електропровідність є електропровідністю пустотних флюїдів ( $C_f$ ), якщо поточна пористість дорівнює 1.

На основі властивостей лінійної суперпозиції електропровідності, динамічна пористість ( $\varphi_f$ ) встановлюється як коефіцієнт:

$$\varphi_f = \frac{C_t - C_{bg}}{C_f - C_{bg}}, \quad (4)$$

де  $C_t$ ,  $C_f$  і  $C_{bg}$  – електропровідність за даними каротажу, електропровідність пустотних рідин і фонові електропровідність відповідно.

Не всі водонасичені пустотні простори з'єднані між собою, тобто коефіцієнт пористості водонасиченої породи ( $\varphi_w$ ) не завжди прирівнюється значенню коефіцієнта динамічної пористості ( $\varphi_f$ ), тому при співіснуванні вуглеводнів і води електропровідність пустотних флюїдів залежить від кількості пластової води та розміру простору, де вільно протікає електричний струм.

Через те що вуглеводні не є провідниками електричного струму, можна навести рівняння

$$C_f = S_{wf} C_w = \frac{\varphi_f}{\varphi} C_w, \quad (5)$$

де  $S_{wf}$  – насиченість пластової води;  $C_w$  – електрична провідність пластової води;  $\varphi$  – коефіцієнт загальної пористості, визначений за даними каротажу.

З рівнянь (4) і (5) відомо, що якщо пустотний простір не є провідником електричного струму, то коефіцієнт динамічної пористості ( $\varphi_f$ ) дорівнює 0, коефіцієнт загальної пористості ( $\varphi$ ) дорівнює коефіцієнту статичної пористості ( $\varphi_s$ ) і електропровідність за даними електрокаротажу є фонову електропровідністю. А якщо коефіцієнт динамічної пористості ( $\varphi_f$ ) рівний 1 і коефіцієнт статичної пористості ( $\varphi_s$ ) дорівнює 0, то виміряна провідність є провідністю пластової води.

Для того щоб відрізнити динамічну пористість від загальної та зменшити похибку в обчисленні коефіцієнта динамічної пористості за ідеальних умов рівняння (5) можна представити як

$$\frac{\varphi_f}{\alpha} = \frac{C_t - C_{bg}}{C_f - C_{bg}}, \quad (6)$$

де  $\alpha$  – формат пустот.

Таким чином, коефіцієнт динамічної пористості виражається як

$$\varphi_f = \frac{(C_t - C_{bg}) \alpha}{C_f - C_{bg}}. \quad (7)$$

Під час буріння буровий розчин проникає в пористі пласти і спричиняє зміну питомого електричного опору пласта, що відбувається через різницю між питомим опором фільтрату бурового розчину та питомим опором пластової води. До утворення глинистої кірки на цей ефект проникнення можуть впливати кілька факторів: пористість, проникність, різниця тиску між буровим розчином і пластом, властивості бурового розчину та час буріння. Під час проникнення фільтрату бурового розчину вільний пустотний простір колектора поступово заміщується фільтратом бурового розчину.

Коефіцієнт ефективної пористості в такому випадку може бути визначений шляхом обчислення різниці між об'ємом провідного пустотного простору промитої зони та пласта в початкових умовах формування (Shen, Wu, & Wang, 2017)

$$\varphi_{\text{effective}} = \varphi_{f_{xo}} - \varphi_{ft}, \quad (8)$$

де  $\varphi_{\text{effective}}$  – коефіцієнт ефективної пористості;  $\varphi_{f_{xo}}$  – коефіцієнт динамічної пористості пласта промитої зони;  $\varphi_{ft}$  – коефіцієнт динамічної пористості пласта в початкових умовах формування.

### Результати

Після стандартної обробки матеріалів ГДС виділено 51 пропласток, які можна вважати породами-колекторами. За каротажними і петрофізичними (об'ємна густина) даними було визначено параметри мінерального скелету порід (інтервальний час пробігу повздовжньої хвилі та густина скелету порід), розраховані пружні модулі об'ємного стиску та зсуву для скелету моделі кожної з 3 груп пластів, що виділено за літологічними ознаками.

За допомогою представленої вище методики на етапі статистичного аналізу даних для визначення параметрів скелету вибірки порід побудовано кореляційні залежності типу  $V_p = f(K_n)$  та  $\sigma = f(K_n)$ . За літологічними ознаками та

характером отриманих кореляційних залежностей пласти порід були поділені на шість вибірок, що значно підвищило значення коефіцієнтів кореляції між багатьма параметрами (Yemets, & Bezrodna, 2023). З побудованих кореляційних

залежностей шляхом екстраполяції кривих в область нульової пористості визначено параметри матриці вибірок порід (прикладі на рис. 1–3).

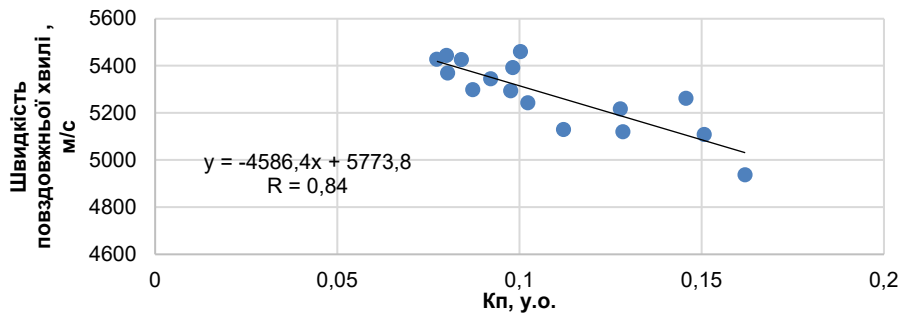


Рис. 1. Приклад визначення швидкості повздожньої хвилі скелету пісковик ущільненого за залежністю повздожньої швидкості від коефіцієнта пористості

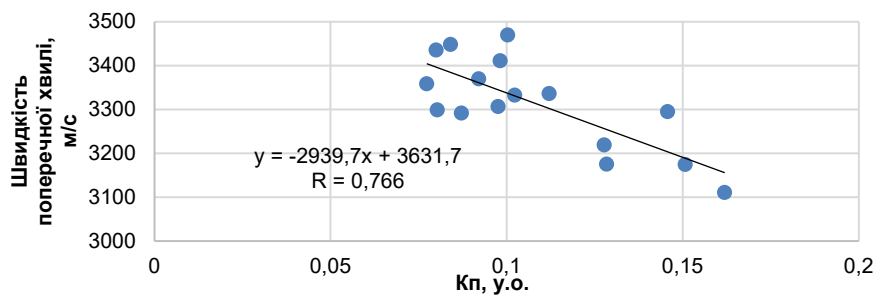


Рис. 2. Приклад визначення швидкості поперечної хвилі скелету пісковик ущільненого за залежністю поперечної швидкості від коефіцієнта пористості

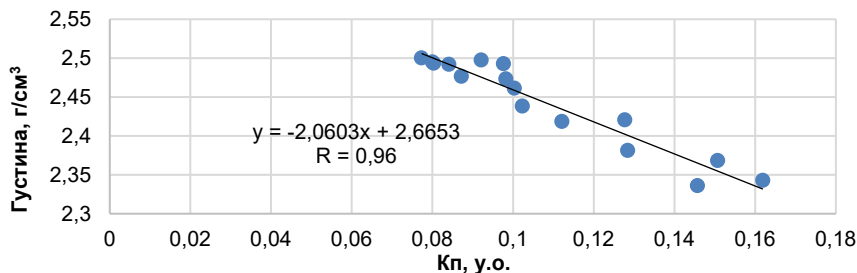


Рис. 3. Приклад визначення густини скелету пісковик ущільненого за залежністю густини від коефіцієнта пористості

Використавши отримані значення, автори розраховали пружні модулі скелету вибірок пластів-порід (табл. 2). Варто відзначити, що значення пружних модулів у межах вибірок пісковик ущільненого та вапняку досить близькі, що свідчить про їх подібну структуру

мінерального скелету та літологічний склад порід. У той же час для трьох вибірок вапнистого пісковик значення пружних модулів доволі різняться, що може бути зумовлено мінералогічними та літологічними відмінностями всередині вибірки і неоднорідним складом цементу.

Таблиця 2

Початкове наближення параметрів матриці досліджуваних вибірок порід

| Вибірка             | Параметри матриці |        |                            |
|---------------------|-------------------|--------|----------------------------|
|                     | K, ГПа            | G, ГПа | $\rho$ , кг/м <sup>3</sup> |
| Пісковик ущільнений | 41,98             | 35,15  | 2665                       |
| Вапнистий пісковик  | 40,20             | 43,68  | 2688                       |
|                     | 62,56             | 49,50  | 2751                       |
| Вапняк              | 63,00             | 29,41  | 2740                       |
|                     | 62,08             | 30,23  | 2720                       |

На основі розрахунків отримано початкове наближення для форматів пустот ( $\alpha$ ) досліджуваних інтервалів, для шести вибірок порід воно склало:

- для міжзернових пустот – 0,6995–0,9;
- для перехідних пустот і мікротріщин літологічного ущільнення – 0,05–0,078;

- для мікротріщин – 0,007–0,0019;
- для каверн – 4–8.

За результатами інверсії акустичних даних для 51 пропластка розраховано значення  $\alpha$  та їхніх концентрацій  $C_n(\alpha)$  (табл. 3), а також кількісно оцінено внесок різних типів пористості (гранулярної, тріщинної та вторинної) у загальну (рис. 4).

На рис. 4 проілюстровано, що гранулярна та кавернозна пористості є переважальними типами для порід в інтервалі глибин 5892,0–6106,0 м. Зокрема, за розрізом середнє значення коефіцієнта гранулярної пористості

становило 1,84 %, кавернозної – 2,81 %, тріщинної – 0,13 %, перехідної – 2,17 %. Збільшення глибини призводить до зростання тріщинної пористості із зменшенням гранулярної та кавернозної.

Таблиця 3

**Результати обчислених форматів пустот ( $\alpha$ ) досліджуваних вибірок порід**

| Вибірка             | Формат пустот, $\alpha$ |        |         |         |
|---------------------|-------------------------|--------|---------|---------|
|                     | 0,9                     | 4,0000 | 0,0663  | –       |
| Пісковик ущільнений | 0,6996                  | 4,0000 | 0,0604  | 0,006   |
|                     | 0,6994                  | 4,0000 | 0,0837  | 0,00287 |
| Вапнистий пісковик  | 0,6997                  | 4,0000 | 0,07857 | 0,00374 |
|                     | 0,6996                  | 4,0000 | 0,07348 | 0,00315 |

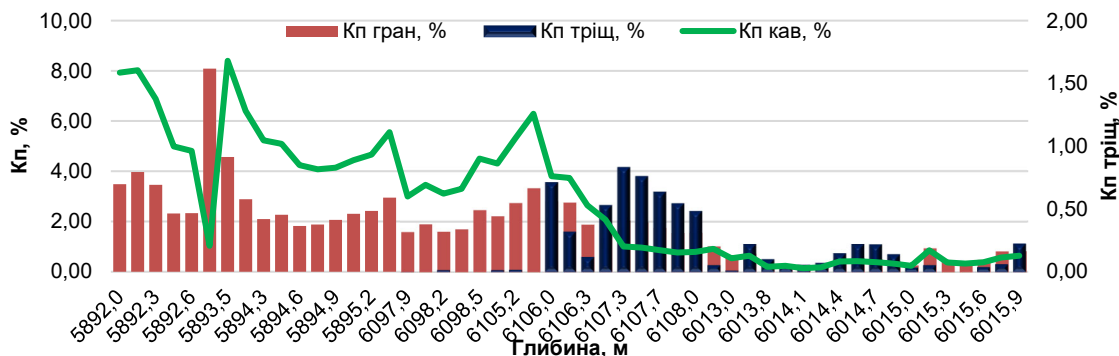


Рис. 4. Результати оцінки структури пористого простору пластів свердловини № 203 Березівського НГКР

За результатами обробки даних ГДС та кількісної оцінки типів пористості автори встановили, що у розрізі в пластах візейських і турнейських відкладів в інтервалі глибин 5800–6110 м свердловини № 203 Березівського родовища Дніпровсько-Донецької западини переважальними типами колекторів є гранулярно-кавернозний

(39,2 % пропластків) та тріщинно-кавернозно-гранулярний (23,5 % пропластків) (рис. 5), причому останній тип є домінантним для ущільнених порід-колекторів, коли відзначається зниження загальної пористості та її значення стає нижчим від граничного (нижче 6,0 %) у межах родовища.

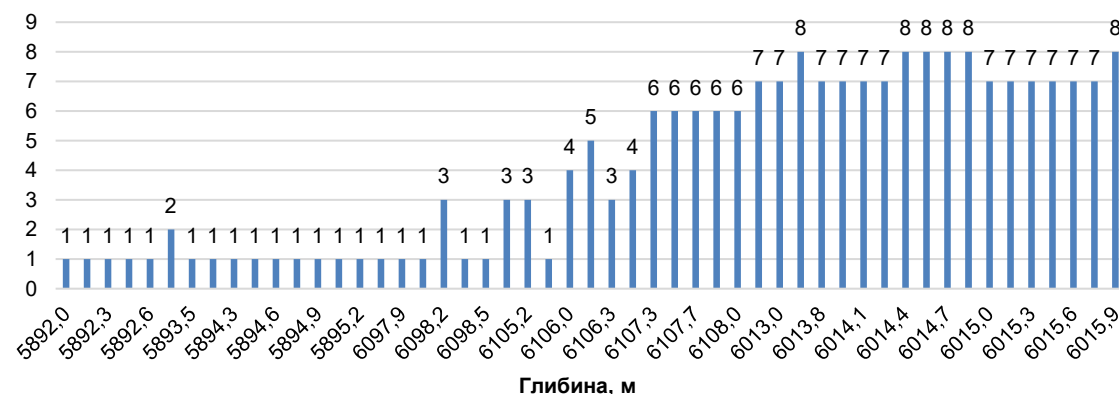


Рис. 5. Типи порід колекторів пластів свердловини № 203 Березівського НГКР:

- 1 – гранулярно-кавернозний; 2 – кавернозно-гранулярний; 3 – тріщинно-гранулярно-кавернозний;
- 4 – гранулярно-кавернозно-тріщинний; 5 – гранулярно-тріщинно-кавернозний; 6 – кавернозно-гранулярно-тріщинний;
- 7 – тріщинно-кавернозно-гранулярний; 8 – кавернозно-тріщинно-гранулярний

**Коефіцієнт ефективної пористості** автори визначили шляхом обчислення різниці між провідним пустотним простором промитої зони пласта та пласта в початкових умовах формування. Вона коливається в межах від 1 % у низькопроникній частині до 9,5 % в зоні з високим ступенем проникнення бурового розчину. На рис. 6 показано результуючу криву ефективної пористості пласта з кавернозно-гранулярним типом колектора в інтервалі 5890–5895 м.

Коефіцієнт динамічної пористості пласта промитої зони та коефіцієнт динамічної пористості пласта в

початкових умовах формування були обраховані на основі рівнянь (4) – (7), причому початкове наближення формату пустот  $\alpha = 0,6996$  було обране для того, щоб зменшити похибку в обчисленні коефіцієнта динамічної пористості пласта-колектора в інтервалі 5890–5895 м.

На рис. 7 показано залежність між динамічною пористістю промитої зони та ефективною пористістю пласта-колектора в інтервалі 5890–5895 м для свердловини № 203 Березівського НГКР. Високий ступінь кореляції ( $R = 0,94$ ) свідчить про те, що ємнісні властивості промитої зони пласта є доволі цінним

джерелом інформації для оцінки ефективної пористості колекторів нафти й газу, особливо тоді, коли ядерний матеріал відсутній, а комплекс методів геофізичних

досліджень свердловин (ядерно-магнітний, щільнісний та нейтронний каротаж) – обмежений.

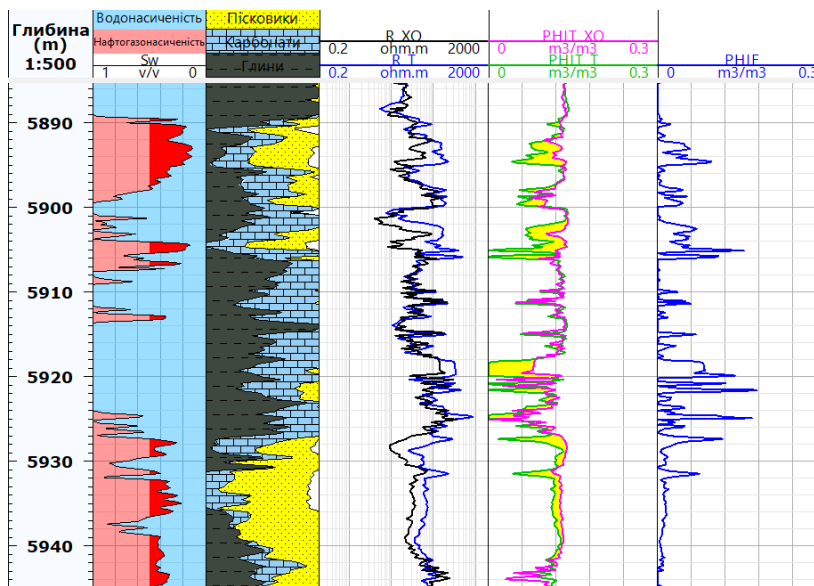


Рис. 6. Приклад результатів визначення ефективної пористості пласта-колектора в інтервалі 5890–5895 м для свердловини № 203 Березівського НГКР:

RhoE – коефіцієнт ефективної пористості; R\_XO – питомий електричний опір промітої зони пласта; R\_T – питомий електричний опір пласта в початкових умовах формування; RhoT\_XO – коефіцієнт динамічної пористості пласта промітої зони; RhoT\_T – коефіцієнт динамічної пористості пласта в початкових умовах формування

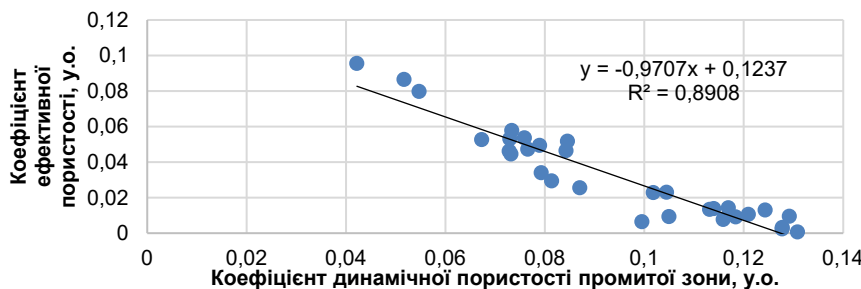


Рис. 7. Порівняння значень динамічної пористості промітої зони та ефективної пористості пласта-колектора в інтервалі 5890–5895 м для свердловини № 203 Березівського НГКР

**Дискусія і висновки**

У даній роботі для візейських і турнейських відкладів Березівського родовища вперше було визначено структуру пустотного простору на основі даних ГДС за оригінальною методикою, яка розроблена на кафедрі геофізики ННІ "Інститут геології" КНУ імені Тараса Шевченка. Для кількісної оцінки структури пустотного простору були використані дані швидкостей поздовжніх, поперечних хвиль та густини пластів. Було виділено три окремі групи порід: пісковик ущільнений, вапнистий пісковик, вапняк, для яких отримано набір форматів пустот для вибірок порід та їхню концентрацію пустот кожного типу для пропластків. На основі аналізу результуючих даних було встановлено, що найоптимальнішими форматами пустот досліджуваних інтервалів є: для міжзернових пустот – 0,6995–0,9; для перехідних пустот і мікротріщин літологічного ущільнення – 0,0598–0,0837; для мікротріщин – 0,0028–0,0079; для каверн – 4–8. Подібна структура пустотного простору порід у межах вибірок пісковика ущільненого та вапняку підтверджується близькими значеннями пружних модулів. Неоднорідний склад цементу, мінералогічні та літологічні відмінності всередині вибірки вапнистого пісковика спричинили

розбіжності при підрахунку пружних модулів. За результатами досліджень 51 пропластка встановлено, що переважальними типами колекторів із семи встановлених є гранулярно-кавернозний (39,2 %) та тріщинно-кавернозно-гранулярний (29,5 %).

Розраховані значення форматів пустот вперше для даного родовища було використано для кількісної оцінки ефективної пористості на основі отриманих даних і показників питомого електричного опору на різних глибинах досліджень. Враховуючи те, що у розрізі у пластах візейських і турнейських відкладів в інтервалі глибин 5800–6110 м свердловини № 203 Березівського родовища Дніпровсько-Донецької западини одним із переважальних типів колекторів є гранулярно-кавернозний, було вибране початкове наближення формату пустот  $\alpha = 0,6996$ , яке дало змогу зменшити похибку в обчисленні коефіцієнтів динамічної, а відповідно, і ефективної пористості пластів-колекторів.

Отримані результати показали, що запропоновані методики є необхідними для розуміння та кількісної оцінки внутрішньої структури та фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів особливо в разі обмеженого комплексу каротажу і недостатнього відбору керну.

**Внесок авторів:** Владислав Ємець – методологія, валідація даних, написання (оригінальна чернетка); Ірина Безродна – концептуалізація, формальний аналіз, написання (перегляд і редагування).

#### Список використаних джерел

- Безродна, І. М. (2007). *Методика кількісної оцінки структури пористо-пустотного простору складнопобудованих порід-колекторів та прогнозу їх продуктивності за даними ГДС та петрофізики* [Дис. канд. геол. наук: 04.00.22, Київський національний університет імені Тараса Шевченка].
- Вижва, С. А., & Безродна, І. М. (2016). Вивчення структури пустотного простору складнопобудованих порід за даними петроакустичних досліджень Семиренківської площі. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3(74), 11–17.
- Вижва, С. А., Безродна, І. М., & Ткаченко, О. В. (2019). Структура пористо-пустотного простору складнопобудованих башкирських карбонатних порід-колекторів Опішнянського родовища ДДЗ. *Геофізичний журнал*, 41(3), 189–202.
- Продайвода, Г. Т., Вижва, С. А., Безродна, І. М., & Продайвода, Т. Г. (2011). *Геофізичні методи оцінки продуктивності колекторів нафти і газу*. ВПЦ "Київський університет".
- Collett, L. S., & Katsube, T. J. (1973). Electrical parameters of rocks in developing geophysical techniques. *Geophysics*, 38 (1), 76–91. <https://doi.org/10.1190/1.1440336>
- Serra, O. (1984). *Fundamentals of Well Log Interpretation*. Developments in Petroleum Science.
- Schlumberger (1998). *Cased Hole Log Interpretation Principles/Applications*. Schlumberger Wireline and Testing.
- Shen, B., Wu, D., & Wang, Z. (2017). A new method for permeability estimation from conventional well logs in glutenite reservoirs. *J. Geophys.*, 14, 1268–1274.
- Son, P. X., Quy, H. V., & Nhan, D. D. (2006). Basroc 3.0 – A special software for processing wireline log in fractured basement. Science and Technics Publishing House, p. 459–467.
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2004). *Petrophysics Theory and Practice of Measuring of Reservoir Rocks*. 2nd Edition, Gulf Professional Publishing.
- Worthington, D. F. (2004). Improved quantification of fit for purpose saturation exponents, *SPE Reservoir Eval.*, 7, 270.
- Yemets, V. Y., & Bezrodna, I. M. (2023). Evaluation of the void space structure and reservoir properties of rocks in the visevian and turnaisian formations of the Berezivske field of the Dnipro-Donetsk depression. *Матеріалу*

XVII Міжнародної конференції "Моніторинг геол. проц. та екол. стану серед." <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2023520034>

#### References

- Bezrodna, I. M. (2007). *The method of quantitative estimation for the empty space structure of composite rock-reservoirs and of their productivity prediction by the logging and petrophysics data* [The thesis ... Cand. Sci. (Geol.): 04.00.22. Taras Shevchenko National University of Kyiv] [in Ukrainian].
- Collett, L. S., & Katsube, T. J. (1973). Electrical parameters of rocks in developing geophysical techniques. *Geophysics*, 38 (1), 76–91. <https://doi.org/10.1190/1.1440336>
- Prodaivoda, H. T., Vyzhva, S. A., Bezrodna, I. M., & Prodaivoda, T. H. (2011). Geophysical methods for assessing the productivity of oil and gas reservoirs. VPT "Kyivskiy universytet" [in Ukrainian].
- Serra, O. (1984). *Fundamentals of Well Log Interpretation*. Developments in Petroleum Science.
- Schlumberger (1998). *Cased Hole Log Interpretation Principles/Applications*. Schlumberger Wireline and Testing.
- Shen, B., Wu, D., & Wang, Z. (2017). A new method for permeability estimation from conventional well logs in glutenite reservoirs. *J. Geophys.*, 14, 1268–1274.
- Son, P. X., Quy, H. V., & Nhan, D. D. (2006). Basroc 3.0 – A special software for processing wireline log in fractured basement. Science and Technics Publishing House, p. 459–467.
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2004). *Petrophysics Theory and Practice of Measuring of Reservoir Rocks*. 2nd Edition, Gulf Professional Publishing.
- Vyzhva, S., Bezrodna, I., & Tkachenko, O. (2019). The structure of void space of complex structured Bashkir carbonate reservoir rocks from the Opishnianske deposit of the DDD. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 41(3), 189–202 [in Ukrainian].
- Vyzhva S. A., & Bezrodna I. M. (2016). Determination of the void space structure of complex rocks using the petroacoustic studies data from the Semyrenkivska area. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 74, 11–17 [in Ukrainian].
- Worthington, D. F. (2004). Improved quantification of fit for purpose saturation exponents, *SPE Reservoir Eval.*, 7, 270.
- Yemets, V. Y., & Bezrodna, I. M. (2023). Evaluation of the void space structure and reservoir properties of rocks in the visevian and turnaisian formations of the Berezivske field of the Dnipro-Donetsk depression. *Materials of the XVII International Scientific Conference "Monitoring of Geological Hazards and State of the Environment"*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2023520034>

Отримано редакцією журналу / Received: 10.10.23  
Прорецензовано / Revised: 01.03.24  
Схвалено до друку / Accepted: 29.05.24

Vladyslav YEMETS, PhD Student  
ORCID ID: 0009-0007-0631-3488  
e-mail: vlad.yemets97@gmail.com  
Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

Iryna BEZRODNA, PhD (Geol.), Assoc. Prof.  
ORCID ID: 0000-0002-6835-5276  
e-mail: bezin3@ukr.net  
Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

## DETERMINATION OF THE EFFECTIVE POROSITY OF ROCK RESERVOIRS BASED ON THE VOID SPACE STRUCTURE IN THE VISEVIAN AND TURNAISIAN FORMATIONS OF THE BEREZIVSKE FIELD OF THE DNIPRO-DONETSK DEPRESSION

**Background.** Currently, it is quite important to track the patterns of the internal structure of reservoirs with their physical properties. The analysis of well-logging data in the well 203 of the Berezivske field of the Dnipro-Donetsk depression is necessary to assess the prospectivity of complexly structured reservoirs.

**Methods.** The methodology for studying the void space structure in complexly structured reservoirs involved several stages: interpretation of well logging data; determination of parameters for the initial mathematical model of the reservoir; inversion of data from acoustic surveys into a curve of the distribution of different void formats; evaluation of reservoir rock types with determination of their effective porosity.

**Results.** Based on the data of compressional and shear wave velocities, as well as density, three distinct rock groups were identified: compacted sandstone, calcareous sandstone and limestone. The initial approximation was obtained for each rock sample, including the set of void formats and their concentration within the reservoir layers. Direct analysis of the resulting data by the authors revealed that the most optimal void formats for the investigated intervals are: for intergranular voids – 0.07 to 0.9; for transitional voids and microcracks – 0.05 to 0.077; for microcracks – 0.007 to 0.0019; for caverns – 4 to 8. Based on the research results, it has been established that granular-cavernous porosity (39,2 %) and fractured-cavernous-granular porosity (29,5 %) are prevailing types of reservoirs.

**Conclusions.** The calculated values of the void formats were used for these formations to quantitatively assess effective porosity based on the obtained data and specific electrical resistivity values at different depths of investigation. The resulting approximation of  $\alpha = 0.6996$  was selected, which reduced the error in calculating the effective porosity of reservoir rocks. The obtained results have demonstrated that the proposed methodologies are essential for understanding and quantitatively assessing the void space structure and filtration-capacitive properties of reservoir rocks, particularly when we are facing with a limited well logging data and restrictive core sampling.

**Keywords:** void space structure, effective porosity, well-logging data, reservoir rocks.

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.