

## ГЕОФІЗИКА

УДК 550.8.056

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.98.04>С. Вижва, д-р геол. наук, проф.,  
E-mail: s.vyzhva@knu.ua;В. Онищук, канд. геол. наук, доц.,  
E-mail: viktor.onyshchuk@knu.ua;І. Онищук, канд. геол. наук, ст. наук. співроб.,  
E-mail: ivan.onyshchuk@knu.ua;М. Рева, канд. фіз.-мат. наук, доц.,  
E-mail: mvreva@gmail.com;О. Шабатура, канд. геол. наук,  
E-mail: dard@ukr.net;Київський національний університет імені Тараса Шевченка,  
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна**ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ПАРАМЕТРИ УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРІД КЕМБРІЮ  
СХІДНОГО СХИЛУ ЛЬВІВСЬКОГО ПАЛЕЗОЙСЬКОГО ПРОГИНУ***(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. М.І. Орлюком)*

Висвітлено результати дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей ущільнених теригенних порід-колекторів кембрію перспективних ділянок східного схилу Львівського палеозойського прогину. Мета досліджень полягала у вивченні петрофізичних параметрів ущільнених порід-колекторів як основи комплексного аналізу їх фізичних властивостей. Дослідженню підлягали такі фільтраційно-ємнісні характеристики зразків порід: коефіцієнт відкритої та ефективно пористості, коефіцієнт проникності та коефіцієнт залишкового водонасичення. Наведено межі змін та середні значення фільтраційно-ємнісних параметрів досліджених порід, а також класифікацію їх колекторських властивостей. Виконано оцінку структури пустотного простору порід на основі капілярOMETРИЧНИХ досліджень способом центрифугування.

За допомогою кореляційного аналізу встановлено ряд кореляційних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами досліджених порід – густиною, коефіцієнтом пористості, коефіцієнтом ефективно пористості та коефіцієнтом залишкового водонасичення, а також між коефіцієнтами пористості, визначеними в атмосферних та пластових умовах. Ці залежності можуть бути використані під час інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин та моделюванні фільтраційно-ємнісних параметрів ущільнених порід-колекторів східного схилу Львівського палеозойського прогину.

**Ключові слова:** алевроліти, пісковики, густина, коефіцієнти пористості, проникності та залишкового водонасичення, фільтраційно-ємнісні параметри, кореляційні залежності.

**Постановка проблеми.** Поклади вуглеводнів в ущільнених колекторах займають особливе місце серед нетрадиційних джерел видобутку нафти та газу. Вони представлені слабкопроникними, низькопористими гірськими породами (Михайлов та ін., 2014а, б, 2015, 2018). Наявність нетрадиційних покладів вуглеводнів (газ ущільнених порід, сланцевий газ тощо) встановлено в багатьох регіонах світу, в тому числі на Волино-Поділлі (Україна). Запаси вуглеводнів в ущільнених породах можуть у разі перевищувати ресурси традиційного типу (Михайлов та ін., 2014б, 2018). Ущільнені породи в низці регіонів містять значну кількість органіки і можуть слугувати як материнськими породами, так і колекторами газу. Новітні технології видобутку газу на основі гідророзриву пласта змінили ставлення до цих відкладів. З багатих органікою ущільнених порід можна добувати газ у великих обсягах і з економічно прийнятною за нинішніх умов собівартістю.

Ущільнені колектори за цілою низкою ознак відрізняються від порід традиційних родовищ нафти та газу. Для ущільнених колекторів характерно регіональне поширення. Значні поклади газу характерні для центральних, найбільш занурених частин нафтогазових басейнів ("газ центральнобасейнового типу").

Під час вивчення ущільнених колекторів важливу роль відіграють геофізичні та петрофізичні дослідження, а також математичне моделювання, на основі яких визначаються напрямки горизонтального стовбура свердловини і параметри гідророзриву пласта.

У статті досліджено фільтраційно-ємнісні параметри ущільнених порід, представлених низькопористими пісковиками і алевролітами кембрію східного схилу Львівського палеозойського прогину. Характеристика

петрофізичних властивостей цих порід є одним із важливих засобів оцінки нафтогазового потенціалу перспективних товщ ущільнених колекторів, що обумовлює актуальність їх петрофізичного вивчення.

**Аналіз публікацій за темою досліджень.** Вивченню фізичних властивостей порід нафтогазоперспективних районів України присвячена низка публікацій (Вижва та ін., 2012-2014, 2016-2021; Vyzhva et al., 2017, 2019; Карпенко та ін., 2014, 2015; Маслов та ін., 2017; Михайлов та ін., 2014а, б, 2015, 2018; Нестеренко, 2010; Орлюк та ін., 2001, 2011, 2013, 2018; Orlyuk et al., 2018а, б; Рубалка та Карпенко, 2016; Соболь та Карпенко, 2021; Старостенко та Русаков, 2015; Федоришин, 2018 та ін.) та багатьох інших авторів. Петрофізичні параметри порід мають важливе значення для оцінки їх колекторських властивостей за даними свердловинних електрометричних та акустичних досліджень, тому їх лабораторним дослідженням приділяється значна увага. При цьому петрофізичні параметри порід і кореляційні залежності між ними мають досить виражений індивідуальний характер стосовно кожної ділянки досліджень. Отже, лабораторне визначення цих властивостей та встановлення відповідних кореляційних зв'язків між ними для кожної перспективної площі потребують виконання як окремих досліджень, так і окремого публічного висвітлення їх результатів.

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми.** На сучасному етапі проблема пошуків та вивчення нетрадиційних джерел вуглеводнів на території України є надзвичайно актуальною, зважаючи на ситуацію з енергоносіями у світі. Тому вивчення петрофізичних властивостей гірських порід з метою оцінки перспективності геологічних структур та комплексів на

вуглеводні має важливе значення. Як вже зазначалося, петрофізичні властивості порід необхідні при інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин, а також при оцінці параметрів гідророзриву пласта.

Незважаючи на значну кількість відповідних публікацій, для ущільнених порід практично відсутні дані їх лабораторних фільтраційно-ємнісних досліджень та кореляційних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами для конкретних площ і утворень. Слід відзначити, що петрофізичні дослідження до недавнього часу були спрямовані переважно на вивчення порід-колекторів традиційних джерел вуглеводнів і на даному етапі петрофізичні параметри ущільнених порід слабо вивчені або не вивчені.

**Мета досліджень.** Метою даних досліджень була оцінка петрофізичних параметрів ущільнених теригенних порід-колекторів кембрію перспективних ділянок східного схилу Львівського палеозойського прогину як основи комплексного аналізу їх фізичних властивостей.

Встановлено, що кореляційні зв'язки між ємнісно-фільтраційними параметрами і даними свердловинних та польових геофізичних методів є досить складними і потребують ретельного вивчення. Комплекс лабораторних петрофізичних досліджень – основа для визначення цих зв'язків. Отримані в результаті лабораторних досліджень дані про зміни густини порід, їх питомого електричного опору, швидкості поширення пружних хвиль у них та їх кореляційні зв'язки із фільтраційно-ємнісними параметрами використовуються для інтерпретації результатів електрометричних і акустичних методів досліджень свердловин, польової електророзвідки і сейсморозвідки.

**Експериментальні петрофізичні дослідження.** У НДЛ Теоретичної і прикладної геофізики ННІ "Інститут геології" КНУ імені Тараса Шевченка виконано комплекс петрофізичних досліджень, що включав визначення: густини порід; відкритої та ефективно пористості; структури капілярного простору; проникності; питомого електричного опору; швидкості пружних хвиль в атмосферних і пластових умовах. Усі лабораторні дослідження виконувались відповідно до чинних нормативних документів.

У статті наведено результати комплексних досліджень петрофізичних властивостей колекції із 80 зразків ущільнених порід кембрію – пісковиків (67 зразків) і алевролітів (13 зразків) східного схилу Львівського палеозойського прогину, площі: Бучачська (інтервал глибин 1453–1811 м); Володимирська (інтервал глибин 2189–2525 м); Добротвірська (інтервал глибин 3236–3702 м); Лудинська (інтервал глибин 2760–3110 м); Ліщинська (інтервал глибин 3003–3222 м); Сокальська (інтервал глибин 2525–2609 м); Сушнівська (інтервал глибин 2408–2562 м). Досліджені породи представлені пісковиками тонкозернистими, дрібнозернистими і середньозернистими, сірими та світлосірими, а також алевролітами сірими.

**Методика петрофізичних досліджень.** Об'ємна густина досліджених порід у сухому стані визначалась шляхом зважування та вимірювання геометричних розмірів спеціальних лабораторних зразків циліндричної форми, а в насиченому стані (насичувалися моделлю пластової води – розчином NaCl) застосовувався метод гідростатичного зважування за стандартною методикою попередньо насичених зразків (Дортман, 1992 а, б; Інструкція ..., 1977; Туаб і Доналдсон, 2009). Для визначення ваги зразків використовувались цифрові аналітичні ваги WPS 360/c/2 (точність  $\pm 0,001$  г).

Коефіцієнт відкритої пористості визначався газоволюметричним способом та методом гідростатичного зважування згідно зі стандартною методикою. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта пористості складала 1,2 %.

Капілярметричні дослідження виконувалися шляхом центрифугування зразків порід за допомогою центрифуги ОС-6М (Породы..., 1985; Рудько, 2005). Обертова швидкість ротора центрифуги змінювалась від 1000 до 6000 об/хв із кроком 1000 об/хв, при цьому тиск витиснення змінювався від 0,03 до 1 МПа.

Для встановлення кореляційних зв'язків між ємнісними, електричними та акустичними параметрами порід в атмосферних і пластових умовах виконаний комплекс петрофізичних досліджень із фізичним моделюванням пластових умов (температура  $t=60-100^{\circ}\text{C}$ ; ефективний тиск  $p_{\text{еф}}=26-45$  МПа; мінералізація  $M=90-120$  г/л).

**Аналіз даних лабораторних досліджень.** У статті висвітлено результати виконаних комплексних лабораторних досліджень, визначено петрофізичні параметри ущільнених порід центрального грабену ДДЗ. Відомості про межі змін та середні значення петрофізичних параметрів порід, залежно від їх літології, наведено у відповідних таблицях.

**Густина.** За результатами лабораторних визначень густини встановлено, що цей параметр для сухих порід змінюється: алевролітів від  $2506 \text{ кг/м}^3$  (перешаровування алевроліту та аргіліту) до  $2750 \text{ кг/м}^3$  (алевроліт сірий) за середнього значення  $2629 \text{ кг/м}^3$ , а пісковиків – від  $2336 \text{ кг/м}^3$  (пісковик світло-сірий) до  $2656 \text{ кг/м}^3$  (пісковик тонкозернистий, темно-сірий), за середнього значення  $2524 \text{ кг/м}^3$ . Густина порід, насичених моделлю пластової води, варіює в межах: алевролітів – від 2516 до  $2754 \text{ кг/м}^3$  за середнього значення  $2648 \text{ кг/м}^3$ , а пісковиків – від 2456 до  $2670 \text{ кг/м}^3$  за середнього значення  $2573 \text{ кг/м}^3$ . Уявна мінералогічна густина алевролітів змінюється від 2623 до  $2760 \text{ кг/м}^3$  за середнього значення  $2685 \text{ кг/м}^3$ , а пісковиків – від 2605 до  $2706 \text{ кг/м}^3$  за середнього значення  $2650 \text{ кг/м}^3$ . Широкі межі зміни густини свідчать про мінливість як літологічного складу досліджених порід, так і власне їх пористості (табл. 1).

Таблиця 1

Межі змін і середні значення густинних параметрів порід

Порода	Значення параметра	Густина (сухі), кг/м <sup>3</sup>	Густина (насич. NaCl), кг/м <sup>3</sup>	Уявна густина мінералогічна, кг/м <sup>3</sup>
Алевроліти	мін.	2506	2516	2623
	макс.	2750	2754	2760
	сер.	2629	2648	2685
Пісковики	мін.	2336	2456	2605
	макс.	2656	2670	2706
	сер.	2524	2573	2650

**Пористість.** Властивість породи вмщувати флюїди (нафту, газ і воду) називається пористістю. Пористість породи – важливий параметр, який визначає ємність колектора. Виділяють загальну, відкриту та ефективну пористість (Дортман, 1992 а, б; Інструкція ..., 1977; Тиаб и Доналдсон, 2009). Коефіцієнт пористості – один із головних параметрів, що характеризує пустотний простір породи. Цей параметр породи для кожного типу флюїду визначає його об'єм. Окрім того, важливими властивостями порід-колекторів є структура їх пустотного простору та вміст залишкової води (залежно від капілярного тиску), а також звивистість порових каналів.

Лабораторні визначення цих параметрів дозволяють отримати інформацію про катагенетичні і діагенетичні процеси та про механізми, які діяли під час транспортування й відкладення осадового матеріалу, ущільнення й деформації осаdkів (Тиаб и Доналдсон, 2009). За структурою породи візуально на якісному рівні оцінюється ступінь її пористості.

Слід відзначити, що ущільнені породи характеризуються зниженими значеннями пористості, в тому числі і досліджені у даній статті. Відомості про межі змін та середні значення коефіцієнта пористості порід залежно від їх виду наведено в табл. 2.

Таблиця 2

Межі змін і середні значення ємнісних параметрів порід

Порода	Значення параметра	Коефіцієнт відкритої пористості, $k_n$		Коефіцієнт ефективної пористості, $k_p$	Коефіцієнт пористості в пласт. ум., $k_{n,пл}$
		насич. азотом	насич. NaCl		
Алевроліти	мін.	0,009	0,004	0,001	0,003
	макс.	0,047	0,038	0,014	0,035
	сер.	0,024	0,019	0,005	0,016
Пісковики	мін.	0,014	0,013	0,001	0,008
	макс.	0,103	0,096	0,015	0,091
	сер.	0,056	0,047	0,007	0,043

Значення коефіцієнта відкритої пористості порід, визначеного газоволюметричним способом, змінюються: для алевролітів від 0,009 до 0,047 за його середнього значення 0,024, а для пісковиків – від 0,014 до 0,103 за його середнього значення 0,056. Коефіцієнт відкритої пористості порід, визначений насиченням моделлю пластової води (розчином NaCl), змінюється: для алевролітів від 0,004 до 0,038 за його середнього значення 0,019, а для пісковиків – від 0,013 до 0,096 за його середнього значення 0,047.

За коефіцієнтом відкритої пористості (Дахнов, 1975) досліджені породи належать до IV–V класів колекторів (пористість від низької до дуже низької) за винятком окремих зразків із середньою пористістю (III клас), що викликано їх тріщинуватістю. Алевроліти належать до III класу колекторів (пористість середня,  $k_n = 10–20\%$ ) – 7 % зразків та V класу (пористість дуже низька,  $k_n < 5\%$ ) – 93 % зразків. Відповідно, пісковики належать до IV класу (пористість дуже низька,  $k_n = 5–10\%$ ) – 39 % зразків та V класу (пористість дуже низька,  $k_n < 5\%$ ) – 61 % зразків.

Аналіз лабораторних даних дозволив встановити кореляційні залежності між коефіцієнтами пористості

досліджених порід, визначеними газоволюметричним способом і методом насичення розчином NaCl (модель пластової рідини), що описуються лінійними функціями:

$$k_{n,NaCl} = 0,8327 \cdot k_{n,гв} - 0,0023, \text{ при } R^2 = 0,975 \text{ – алевроліти;}$$

$$k_{n,NaCl} = 0,9228 \cdot k_{n,гв} - 0,0041, \text{ при } R^2 = 0,978 \text{ – пісковики,}$$

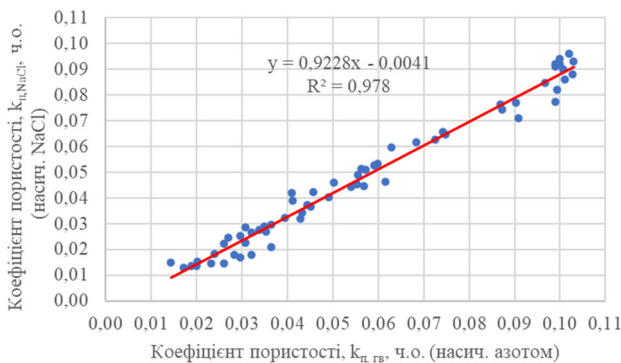
де  $k_{n,гв}$ ,  $k_{n,NaCl}$  – коефіцієнти відкритої пористості, визначені, відповідно, газоволюметричним способом та насиченням моделлю пластової води. Графіки цих залежностей наведено на рис. 1а (алевроліти) та 1б (пісковики).

У результаті аналізу отриманих даних також встановлені кореляційні залежності між густиною досліджених порід ( $\sigma$ ) та їх коефіцієнтом пористості ( $k_{n,NaCl}$ ), які описуються лінійними функціями:

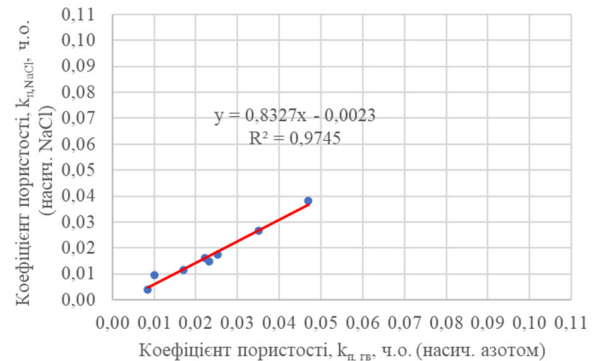
$$k_{n,NaCl} = -0,0001 \cdot \sigma + 0,3274, \text{ при } R^2 = 0,736 \text{ – алевроліти;}$$

$$k_{n,NaCl} = -0,0004 \cdot \sigma + 1,1735, \text{ при } R^2 = 0,803 \text{ – пісковики.}$$

Графіки отриманих кореляційних залежностей наведено на рис. 2а (алевроліти) та 2б (пісковики).



а



б

Рис. 1. Залежність між коефіцієнтами відкритої пористості, визначеними газоволюметричним способом ( $k_{n,гв}$ ) і методом насичення розчином NaCl ( $k_{n,NaCl}$ ): а – алевроліти, б – пісковики

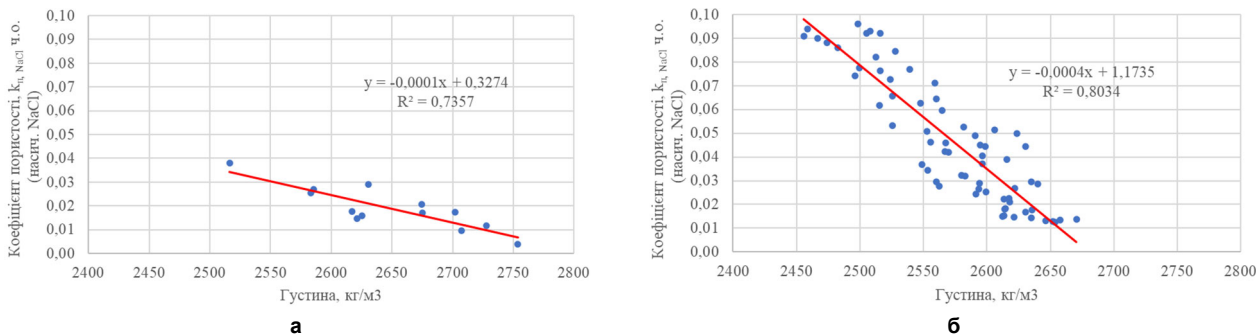


Рис. 2. Залежність коефіцієнта відкритої пористості порід ( $K_{p,NaCl}$ ), визначеного методом насичення розчином NaCl, від густини ( $\sigma$ ): а – алевроліти, б – пісковики

**Структура пустотного простору порід.** Структура пустотного простору осадових порід значною мірою визначається формою й окатаністю зерен, їх розмірами, сортуванням, орієнтуванням і типом упаковки, а також хімічним складом (Дортман, 1992 а, б; Інструкція ..., 1977; Тиаб и Доналдсон, 2009). Структура пустотного простору порід визначалась способом центрифугування їх зразків за допомогою центрифуги ОС-6М. Аналіз кривих капілярного тиску (ККТ), отриманих за

результатами центрифугування, дозволив визначити коефіцієнти залишкового водонасичення ( $K_{зв}$ ) та структуру пустотного простору ущільнених порід. Відомості про структуру пустотного простору і коефіцієнти залишкового водонасичення наведено в табл. 3.

Для прикладу на рис. 3а (алевроліти), 3б (пісковики) наведено типові криві капілярного тиску досліджених порід з різними фільтраційно-ємнісними властивостями.

Таблиця 3

Межі змін і середні значення параметрів пустотного простору порід

Порода	Значення параметра	Вміст пор, %			Коефіцієнт залишкового водонасичення, $K_{зв}$
		надкапілярні	капілярні	субкапілярні	
Алевроліти	мін.	6	4	45	0,45
	макс.	23	46	87	0,87
	сер.	11	13	77	0,77
Пісковики	мін.	1	2	40	0,40
	макс.	38	48	98	0,98
	сер.	7	10	83	0,83

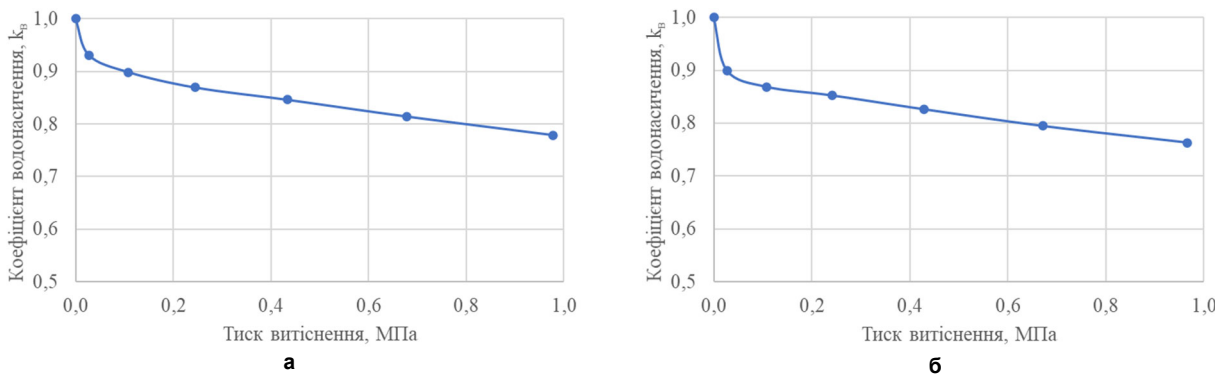


Рис. 3. Типова крива капілярного тиску: а – алевроліти, б – ущільнені пісковики

За допомогою аналізу кривих капілярного тиску (ККТ) встановлено, що коефіцієнт залишкового водонасичення ущільнених порід змінюється: для алевролітів від 0,45 до 0,87 за його середнього значення 0,77, а для пісковиків – від 0,40 до 0,98 за його середнього значення 0,93 (табл. 3). За коефіцієнтами залишкового водонасичення порід, згідно з класифікацією колекторів (Дахнов, 1975), розподіл досліджених зразків порід за класами їх колекторських властивостей такий. Алевроліти належать до IV класу (нафтогазонасичення низьке,  $K_{зв} = 0,5-0,7$ ) – 12 % зразків та V класу (нафтогазонасичення дуже низьке,  $K_{зв} > 0,7$ ) – 88 % зразків. Відповідно, пісковики належать до: III класу колекторів (нафтогазонасичення середнє,  $K_{зв} = 0,3-0,5$ ) – 6 % зразків; IV класу (нафтогазонасичення низьке,  $K_{зв} = 0,5-0,7$ ) – 11 % зразків та V класу (нафтогазонасичення дуже низьке,  $K_{зв} > 0,7$ ) – 83 % зразків.

З використанням коефіцієнта залишкового водонасичення визначений коефіцієнт ефективної пористості (табл. 2), який змінюється для алевролітів від 0,001 до 0,014 за його середнього значення 0,005, а для пісковиків – від 0,001 до 0,015 за його середнього значення 0,007. Встановлено кореляційні залежності між коефіцієнтом залишкового водонасичення ( $K_{зв}$ ) і коефіцієнтом ефективної пористості порід ( $K_{п,еф}$ ), які мають лінійний характер:

$$K_{п,еф} = -0,022 \cdot K_{зв} + 0,0231, \text{ при } R^2 = 0,846 \text{ – алевроліти;}$$

$$K_{п,еф} = -0,0238 \cdot K_{зв} + 0,0268, \text{ при } R^2 = 0,727 \text{ – пісковики.}$$

Графіки цих залежностей наведено на рис. 4а (алевроліти) та 4б (пісковики).

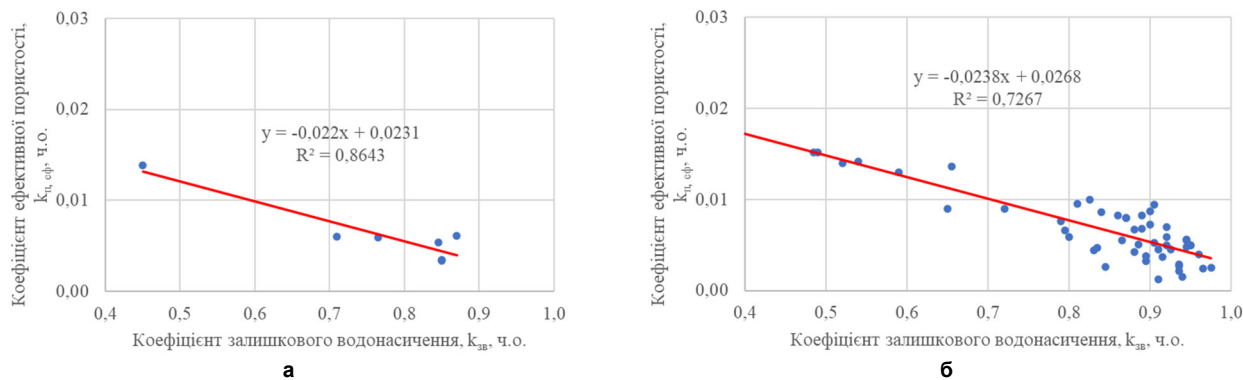


Рис. 4. Залежність коефіцієнта залишкового водонасичення ( $k_{zb}$ ) від коефіцієнта ефективної пористості порід ( $k_{n,ef}$ ): а – алевроліти, б – пісковики

За результатами капілярометричних досліджень виконано оцінку структури пустотного простору ущільнених порід за діаметром капілярів. Розподіл пустотного простору порід на субкапілярні (діаметр <0,2 мкм), капілярні (діаметр 0,2–3 мкм) та надкапілярні (діаметр 3–100 мкм) пори (Нестеренко, 2010) наведено в табл. 3. Слід відзначити, що субкапілярні пори участі у фільтрації флюїдів не беруть і зазвичай заповнені залишковою водою. Натомість флюїди, зосереджені у надкапілярних і капілярних порових каналах, можуть брати участь у фільтраційних процесах. У результаті лабораторних капілярометричних досліджень встановлено, що поровий простір досліджених порід має таку структуру: для пісковиків вміст надкапілярних пор змінюється від 1 % до 38 % за середнього значення 7 %; вміст капілярних пор – від 2 % до 48 % за середнього значення 10 %; вміст субкапілярних пор – від 40 % до 98 % за середнього значення 83 %; для алевролітів вміст надкапілярних пор змінюється від 6 % до 23 % за середнього значення 11 %; вміст капілярних пор – від 4 % до 46 % за середнього значення 13 %; вміст субкапілярних пор – від 45 % до 87 % за середнього значення 77 %.

Отже, за структурою пустотного простору досліджені ущільнені пісковики і алевроліти здебільшого мають

досить низькі фільтраційні властивості, за винятком окремих зразків із середніми фільтраційними параметрами.

**Фізичне моделювання пластових умов** виконано з використанням установки високого тиску ВСЦ-1000. Під час досліджень визначено коефіцієнт пористості порід у пластових умовах. Залежно від умов залягання порід при фізичному моделюванні пластових умов ефективний тиск  $p_{ef}$  становив 26–45 МПа, а температура  $t$  змінювалась в межах 60–100° С. У результаті аналізу даних лабораторних досліджень пористості порід у змодельованих пластових умовах встановлено, що цей параметр для алевролітів змінюється від 0,003 до 0,035 за середнього значення 0,016, а для ущільнених пісковиків – від 0,008 до 0,091 за середнього значення 0,043 (табл. 2). Також отримано кореляційні залежності між коефіцієнтами пористості в атмосферних ( $k_n$ ) і пластових ( $k_{n,пл}$ ) умовах, аналітичні вирази яких представлені лінійними функціями:

$$k_{n,пл} = 0,9066 \cdot k_n - 0,0016, \text{ при } R^2 = 0,954 \text{ – алевроліти;}$$

$$k_{n,пл} = 0,9852 \cdot k_n - 0,003, \text{ при } R^2 = 0,995 \text{ – пісковики.}$$

Графіки цих залежностей мають лінійний вигляд і наведені на рис. 5а (алеволіти) та 5б (пісковики):

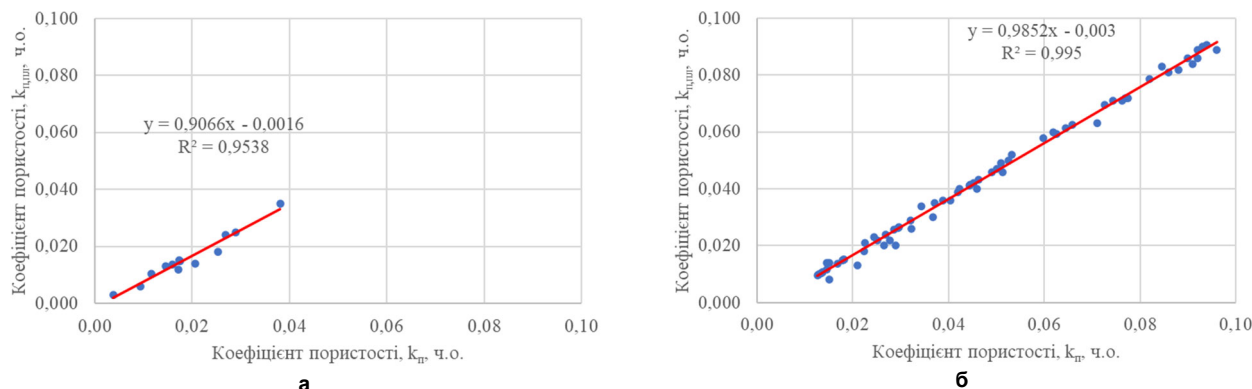


Рис. 5. Кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості у атмосферних ( $k_n$ ) і пластових ( $k_{n,пл}$ ) умовах: а – алевроліти, б – пісковики

У результаті фізичного моделювання пластових умов відбувається закриття мікротріщин під навантаженням, що спричиняє зменшення пористості порід порівняно з їх пористістю в атмосферних умовах. Аналіз даних показує, що відносне зниження ( $\epsilon$ ) коефіцієнта пористості за зміни атмосферних умов на пластові ( $\epsilon = (k_n - k_{n,пл}) / k_n \cdot 100\%$ ) сягає: для досліджених алевролітів від 8,1 % до 21,3 % за

середнього значення 13,3 %, а для пісковиків – від 1,0 % до 21,8 % за середнього значення 8,9 %.

**Проникність** – властивість гірських порід, що характеризує їх здатність пропускати флюїди, тобто швидкість руху флюїду і технологію видобутку. Проникність порід контролюється розміром зерен породи, їх формою та просторовим розподілом за розмірами, а також їхньою упаковкою, ступенем глинистості, консолідації й

цементациї. Зміни проникності можна прогнозувати, виходячи із змін розміру й форми частинок, а також розподілу пустотних каналів у породі. На проникність також спричиняє суттєвий вплив тип глинистого або іншого цементувального матеріалу між піщаними зернами, особливо у разі присутності води. Деякі глинисті мінерали, зокрема монтморилоніт і смектит, розбухають у воді і можуть частково або повністю закупорювати пустотний простір (Туаб і Доналдсон, 2009; Порода..., 1985).

Здатність породи пропускати через себе флюїди характеризується коефіцієнтом проникності  $k_{пр}$ . У випадку, коли порода на 100 % насичена одним флюїдом (фазою), таким як газ, нафта або вода, маємо абсолютну проникність для даного флюїду. У разі присутності у породі більше одного флюїду, проникність для кожного з них є фазовою, при цьому коефіцієнти проникності  $k_{прг}$ ,  $k_{прн}$ ,  $k_{прв}$  характеризують ефективну фазову проникність для газу, нафти й води відповідно. У процесі руху по пустотних каналах пластів флюїди взаємодіють між собою, гальмуючи один одного, тому сума ефективної проникності усіх трьох фаз завжди менша абсолютної проникності.

Згідно з літературними даними, проникність порід-колекторів нафти і газу змінюється в діапазоні від 0,1 до

1000 фм<sup>2</sup>, інколи й більше. Клас колектора зумовлюється його проникністю, що поділяється на: дуже низьку –  $k_{пр} < 1$  фм<sup>2</sup>, низьку –  $k_{пр} = 1-10$  фм<sup>2</sup>, середню –  $k_{пр} = 10-50$  фм<sup>2</sup>, високу –  $k_{пр} = 50-250$  фм<sup>2</sup> і дуже високу –  $k_{пр} > 250$  фм<sup>2</sup> (Туаб і Доналдсон, 2009). Порода, що мають проникність нижчу за 1 фм<sup>2</sup>, вважаються ущільненими. Низька проникність властива алевролітам, аргілітам, ущільненим газоносним пісковикам та матриці вапняків. Промислова розробка газоносних ущільнених порід можлива шляхом застосування технологій інтенсифікації продуктивних товщ таких, як кислотна обробка та гідророзрив пласта. Ці заходи суттєво підвищують проникність ущільнених порід і дозволяють вести видобуток вуглеводнів із порід-колекторів, які раніше вважалися некондиційними.

Коефіцієнт проникності досліджених алевролітів і пісковиків визначався методом стаціонарної фільтрації азоту за допомогою спеціально розробленої установки (Порода..., 1985). Середня відносна похибка визначень коефіцієнта проникності становила 2,3 %. У таблиці 4 наведено межі змін і середні значення коефіцієнта проникності досліджених алевролітів і ущільнених пісковиків.

Таблиця 4

Межі змін і середні значення проникності порід

Порода	Значення параметра	Коефіцієнт проникності $k_{пр}$ , фм <sup>2</sup>
Алевроліти	мін.	0,0001
	макс.	2,927
	сер.	0,545
Пісковики	мін.	0,002
	макс.	4,689
	сер.	0,191

Аналіз результатів лабораторних досліджень коефіцієнта проникності порід показав, що цей параметр змінюється: для аргілітів від 0,0001 фм<sup>2</sup> до 2,927 фм<sup>2</sup> за його середнього значення 0,545 фм<sup>2</sup>, а для пісковиків від 0,002 фм<sup>2</sup> до 4,689 фм<sup>2</sup> за його середнього значення 0,191 фм<sup>2</sup>. За класифікацією порід згідно з їх проникністю (Дахнов, 1975) досліджені породи належать до: IV класу колекторів (проникність низька,  $k_{пр} = 1-10$  фм<sup>2</sup>) – 4 % зразків та V класу колекторів (проникність дуже низька,  $k_{пр} < 1$  фм<sup>2</sup>) – 96 % зразків.

**Висновки.** Лабораторні дослідження петрофізичних властивостей низькопористих пісковиків і алевролітів є актуальними щодо оцінки нафтогазового потенціалу перспективних товщ ущільнених колекторів. У статті висвітлено результати лабораторних досліджень колекторських властивостей ущільнених порід кембрію східного схилу Львівського палеозойського прогину.

Виконано комплекс петрофізичних досліджень фільтраційно-ємнісних параметрів, а саме.

1. Визначено, що об'ємна густина сухих порід змінюється: алевролітів від 2506 до 2750 кг/м<sup>3</sup> (середнє 2629 кг/м<sup>3</sup>); пісковиків – від 2336 до 2656 кг/м<sup>3</sup> (середнє 2524 кг/м<sup>3</sup>). Порода, насичені моделлю пластової води, мають густину: алевроліти від 2516 до 2754 кг/м<sup>3</sup> (середнє 2648 кг/м<sup>3</sup>); пісковики – від 2456 до 2670 кг/м<sup>3</sup> (середнє 2573 кг/м<sup>3</sup>). Уявна мінералогічна густина алевролітів змінюється від 2623 до 2760 кг/м<sup>3</sup> (середнє 2685 кг/м<sup>3</sup>), а пісковиків – від 2605 до 2706 кг/м<sup>3</sup> (середнє 2650 кг/м<sup>3</sup>). Мінливість як літологічного складу досліджених порід, так і пористості спричиняє варіації їх густини.

2. Встановлено, що коефіцієнт пористості, визначений газоволюметричним способом, змінюється: для

алевролітів від 0,009 до 0,047 (середнє 0,024), а для пісковиків – від 0,014 до 0,103 (середнє 0,056). Методом гідростатичного зважування визначено, що коефіцієнт відкритої пористості змінюється: алевролітів від 0,004 до 0,038 (середнє 0,019); пісковиків – від 0,013 до 0,096 (середнє 0,047). За коефіцієнтом відкритої пористості досліджені породи належать до IV–V класів колекторів (пористість від низької до дуже низької) за винятком окремих зразків із середньою пористістю (III клас), що викликано їх тріщинуватістю. Коефіцієнт ефективної пористості порід змінюється: для алевролітів від 0,001 до 0,014 (середнє 0,005), для пісковиків – від 0,001 до 0,015 (середнє 0,007).

Коефіцієнт пористості порід у змодельованих пластових умовах змінюється: для алевролітів від 0,003 до 0,035 (середнє 0,016), а для ущільнених пісковиків – від 0,008 до 0,091 (середнє 0,043). Закриття мікротріщин під навантаженням у пластових умовах зумовило зменшення пористості порід порівняно з атмосферними умовами. При цьому відносне зниження коефіцієнта пористості порід змінюється: для алевролітів від 8,1 % до 21,3 % (середнє 13,3 %), а для пісковиків – від 1 % до 21,8 % (середнє 8,9 %).

3. Визначений коефіцієнт залишкового водонасичення змінюється: для алевролітів від 0,45 до 0,87 (середнє 0,77); для пісковиків – від 0,40 до 0,98 (середнє 0,93). За коефіцієнтом залишкового водонасичення досліджені породи належать до III–V класів колекторів (пористість від середньої до дуже низької).

4. Визначена шляхом капілярметричних досліджень методом центрифугування, структура капілярного простору досліджених порід така: для алевролітів вміст

надкапілярних пор змінюється від 6 % до 23 % (середнє 11 %); вміст капілярних пор – від 4 % до 46 % (середнє 13 %), вміст субкапілярних пор – від 45 % до 87 % (середнє 77 %); для пісковиків вміст надкапілярних пор змінюється від 1 % до 38 % (середнє 7 %); вміст капілярних пор – від 2 % до 48 % (середнє 10 %), вміст субкапілярних пор – від 40 % до 98 % (середнє 83 %). За структурою пористої породи досліджені ущільнені пісковики і алевроліти здебільшого мають низькі фільтраційні властивості, за винятком окремих зразків із середніми фільтраційними параметрами.

5. У результаті лабораторних досліджень коефіцієнта проникності порід встановлено, що цей параметр змінюється: для аргілітів у межах від 0,0001 до 2,927 фм<sup>2</sup> (середнє 0,545 фм<sup>2</sup>), а для пісковиків – від 0,002 до 4,689 фм<sup>2</sup> (середнє 0,191 фм<sup>2</sup>). За значеннями коефіцієнта проникності досліджені породи в основному належать до IV–V класу колекторів (проникність від низької до дуже низької).

Отже, досліджені алевроліти і ущільнені пісковики мають переважно низькі і дуже низькі фільтраційно-ємнісні властивості, за винятком окремих зразків. Слід відзначити, що розробка таких колекторів неможлива без застосування методів інтенсифікації пласта.

За допомогою кореляційного аналізу встановлено ряд емпіричних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами досліджених порід – густиною, коефіцієнтом пористості, коефіцієнтом ефективної пористості та коефіцієнтом залишкового водонасичення, а також встановлено кореляційні залежності між коефіцієнтами пористості, визначеними в атмосферних та пластових умовах. Ці залежності можуть бути використані при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин та моделюванні фільтраційно-ємнісних параметрів ущільнених порід-колекторів східного схилу Львівського палеозойського прогину.

Роботу виконано в рамках держбюджетної теми № 21БГ049-01.

Автори висловлюють щире подяку ст. лаборанту В.С. Цуману за його активну й високопрофесійну участь у підготовці зразків і лабораторних дослідженнях.

#### Список використаних джерел

- Вижва, С.А., Онищук, В.І., Онищук, І.І., Рева, М.В., Шабатура, О.В. (2018). Фільтраційно-ємнісні особливості порід верхнього карбону (на прикладі Руновщинської площі ДДЗ). *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 4 (83), 30–37.
- Вижва, С.А., Онищук, В.І., Онищук, І.І., Рева, М.В., Шабатура, О.В. (2019). Електричні параметри порід верхнього карбону Руновщинської площі Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 2 (85), 37–45.
- Вижва, С.А., Онищук, В.І., Онищук, І.І., Рева, М.В., Шабатура, О.В. (2020). Електричні та акустичні параметри нижньопермських карбонатних порід західної частини Глинсько-Солохівського газонафтоносного району ДДЗ. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 2 (89), 49–58. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.89.07>
- Вижва, С.А., Онищук, В.І., Онищук, І.І., Рева, М.В., Шабатура, О.В. (2021). Фільтраційно-ємнісні параметри ущільнених порід північної прибережної зони Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3 (94), 37–45. DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.94.04>.
- Вижва, С.А., Онищук, В.І., Онищук, І.І., Рева, М.В., Шабатура, О.В., Олійник, О.В. (2020). Фільтраційно-ємнісні параметри нижньопермських карбонатних порід західної частини Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1 (88), 25–33. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.88.04>.
- Вижва, С.А., Орлюк, М.І., Онищук, В.І., Онищук, І.І., Друкаренко, В.В., Рева, М.В., Шабатура, О.В. (2019). Петрофізичні параметри порід візейського ярусу Лохвицької зони Дніпровсько-Донецької западини. *Геофізичний журнал*, 41, 4, 145–160.

Вижва, С.А., Михайлов, В.А., Онищук, Д.І., Онищук, І.І. (2013). Петрофізичні параметри нетрадиційних порід-колекторів Південного нафтогазового регіону. *Геоінформатика*, 3 (47), 1–9.

Вижва, С.А., Михайлов, В.А., Онищук, Д.І., Онищук, І.І. (2014). Електричні параметри порід-колекторів імпактних структур. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 65, 31–35.

Вижва, С.А., Михайлов, В.А., Онищук, Д.І., Онищук, І.І. (2014). Петрофізичні параметри порід, перспективних на сланцевий газ (ділянки східного сектору Дніпровсько-Донецької западини). *Геофізичний журнал*, 36, 1, 145–157.

Вижва, С.А., Онищук, Д.І., Онищук, В.І. (2012). Петроелектрична модель порід-колекторів Західно-Шебелинського газоконденсатного родовища. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 57, 13–16.

Вижва, С.А., Михайлов, В.А., Онищук, І.І. (2017). Петрофізичні особливості порід майкопської серії Кримско-Чорноморського регіону. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 79, 12–20.

Дахнов, В.Н. (1975). Геофізичні методи определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения пород. М: Недра.

Дортман, Н.Б. (1992а). Петрофізика. Справочник. Ч.1. М: Недра.

Дортман, Н.Б. (1992б). Петрофізика. Справочник. Ч.2. М: Недра.

ДСТУ 41-00032626-00-025-2000. (2001). Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. Київ: Мінекоресурсів України.

Карпенко, О., Башкіров, Г., Карпенко, І. (2014). Визначення вмісту органічної речовини в гірських породах за геофізичними даними. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3 (66), 71–76. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.66.12>.

Карпенко, О.М., Михайлов, В.А., Карпенко, І.О. (2015). До прогнозу освоєння вуглеводневих ресурсів східної частини ДДЗ. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1 (68), 49–54. [http://www.geolvisnyk.univ.kiev.ua/archive/2015/N%201\(68\)/karpenko.pdf](http://www.geolvisnyk.univ.kiev.ua/archive/2015/N%201(68)/karpenko.pdf).

Маслов, Б.П., Онищук, І.І., Шинкаренко, А.В. (2017). Моделювання нелінійних в'язко-пружних властивостей теригенно-вапняковитих пісковиків. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 2 (77), 99–105. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.77.13>

Михайлов, В.А., Вижва, С.А., Загнітко, В.М. та ін. (2014а). Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження. Книга IV. Київ: ВПЦ "Київський університет".

Михайлов, В.А., Карпенко, О.М., Курило, М.М. та ін. (2018). Горючі корисні копалини України та їхня геолого-економічна оцінка. Київ: ВПЦ "Київський університет".

Михайлов, В.А., Карпенко, О.М., Огар, В.В. (2015). Нафта і газ сланцевих порід, ущільнених колекторів, метан вугільних басейнів. Навчальний посібник. Київ: "Ніка-Центр".

Михайлов, В.А., Куровець, І.М., Синьковський, Ю.Н. та ін. (2014б). Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Південний нафтогазоносний регіон. Книга III. Київ: ВПЦ "Київський університет".

Нестеренко, М.Ю. (2010). Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. Київ: УкрДГП.

Орлюк, М.І., Друкаренко, В.В. (2013). Фізичні параметри порід осадового чехла северо-западной части Днепро-Донецкой впадины. *Геофізичний журнал*, 35, 2, 127–136.

Орлюк, М.І. (2001). Магнітна модель земної кори Центральної депресії Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з прогнозуванням її нафтогазоносності. *Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики*. Київ: УкрДГП, 62–66.

Орлюк, М.І., Пашкевич, І.К. (2011). Магнітна характеристика і разломна тектоника земної кори Шебелинської групи газових месторождений как составная часть комплексных поисковых критериев углеводородов. *Геофізичний журнал*, 33, 6, 136–151.

Орлюк, М.І., Друкаренко, В.В. (2018). Прогноз шляхів проходження та місць накопичення вуглеводнів Чернігівського сегменту Дніпровсько-Донецького авлакогену за геомагнітними даними. *Геофізичний журнал*, 40, 2, 123–140. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.12893>

Рибалка, С., Карпенко, О. (2016). Коллекторські властивості теригенних порід на великих глибинах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1 (72), 56–59. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.72.08>

Соболь, В., Карпенко, О. (2021). Нова модель проникності теригенних гранулярних колекторів на прикладі турнейських відкладів Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1 (92), 61–66. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.92.09>.

Старостенко, В.І., Русаков, О.М. (2015). Тектоника і углеводородный потенциал кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины. Киев: изд. "Галактика".

Тиаб, Д., Доналдсон, Э.Ч. (2009). Петрофізика: Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. "Премиум Инжиниринг".

Федоришин, Д.Д., Пятковська, І.О., Трубенко, О.М., Федоришин, С.Д., Трубенко, А.О. (2018). Удосконалення методик виділення порід-колекторів складнопобудованих геологічних розрізів з використанням

математичної статистики. *Матеріали XVII Міжнародної наукової конференції "Геоінформатика: Теоретичні та прикладні аспекти"*, Київ, Україна.

Orlyuk, M., Drukarenko, V., Onyshchuk, I., Solodkyi E. (2018a). The association of physical properties of deep reservoirs with the geomagnetic field and fault-block tectonics in the hlynsko-solokhivskiy oil-and-gas region. *Геодинаміка*, 2 (25), 71–88.

Orlyuk, M., Drukarenko V., Onyshchuk I. (2018b). Physical properties of deep reservoirs of the Glinско-Solokhivsky oil and gas region. *Матеріали XII Міжнародної наукової конференції "Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища"*, 13-16 листопада 2018 р., Київ, Україна.

Vyzhva, S., Maslov, B., Onyshchuk, I., Kozionova, O. (2019). Hydraulic fracture crack propagation modeling in multi-component nonelastic geological media. *Матеріали XII Міжнародної наукової конференції "Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища"*, 12-15 листопада 2019, Київ, Україна. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201903224>

Vyzhva, S.A., Onyshchuk, V.I. & Onyshchuk, D.I. (2017). Electrical model of Cambrian rocks from Volodymyrska area in Volyno-Podillia (Ukraine). *Nafta-Gaz: Rok LXXIII* Nr 2, 90–96. DOI: 10.18668/NG.2017.02.03.

#### Reference

Dakhnov, V.N. (1975). Geophysical methods for the determination of reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra. [in Russian]

Dortman, N. B. (Ed.). (1992b). Petrophysics. Handbook. Vol. 1. Moscow: Nedra. [in Russian]

Dortman, N. B. (Ed.). (1992a). Petrophysics. Handbook. Vol. 2. Moscow: Nedra. [in Russian]

Fedoryshyn, D.D., Piatkovska, I.O., Trubenko, O.N., Fedoryshyn, S.D. (2018). Improved methods of allocation reservoir rock from complex constructed geological sections by using mathematical statistics. *17th International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects, Kyiv, Ukraine*. [in Ukrainian]

GSTU 41-00032626-00-025-2000. (2001). Coefficient of residual water saturation of rocks. Method of measuring measurements by centrifugation of samples. Kyiv: Ministry of Natural Resources of Ukraine. [in Ukrainian]

Karpenko, O., Bashkurov, G., Karpenko, I. (2014). Geophysical data: Estimating organic matter in rocks. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 3(66), 71-76. DOI: 10.17721/1728-2713.66.12 [in Ukrainian]

Karpenko, O., Mykhailov, V., Karpenko, I. (2015). Eastern Dnieper-Donets depression: Predicting and developing hydrocarbon resources. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 68, 49-54. [http://www.geolvisnyk.univ.kiev.ua/archive/2015/N%201\(68\)/karpenko.pdf](http://www.geolvisnyk.univ.kiev.ua/archive/2015/N%201(68)/karpenko.pdf). [in Ukrainian]

Maslov, B., Onyshchuk, I., Shynkarenko, A. (2017). Modelling of nonlinear viscoelastic properties of terrigenous-calcareous sandstones. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 77, 99-105. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.77.13> [in Ukrainian]

Mykhailov, V.A., Karpenko, O.M., Kurylo, M.M. et al. (2018). Fossil fuels of Ukraine and their geological and economic evaluation. Kyiv: Kyiv University Publishing. [in Ukrainian]

Mykhailov, V.A., Karpenko, O.M., Ogar, V.V. (2015). Oil and gas of shale rocks and sealed collectors, methane of coal basins. Textbook. Kyiv: Nika-Centre. [in Ukrainian]

Mykhailov, V.A., Kurovets, I.M., Synkovskyy, Ju.N. et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons in Ukraine: South oil and gas region. Book III. Kyiv: Kyiv University Publishing. [in Ukrainian]

Mykhailov, V.A., Vyzhva, S.A., Zagnitko, V.M. et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons in Ukraine. Eastern oil-gas-bearing region: Analytical investigations. Book IV. Kyiv: Kyiv University Publishing. [in Ukrainian]

Nesterenko, M.Yu. (2010). Petrophysical basis of the substantiating of fluid saturation of reservoir rocks. Kyiv: UkrDHR. [in Ukrainian]

Orlyuk, M., Drukarenko, V., Onyshchuk, I. (2018a). Physical properties of deep reservoirs of the Glinско-Solokhivsky oil and gas region. *XII International Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment"*, November 13-16, Kyiv, Ukraine. <http://doi.org/10.3997/2214-4609.201803178>.

Orlyuk, M.I. (2001). Magnetic model of the earth's crust of Central depression of Dnepr-onetsk depression in connection with prognostication of her oil-and-gas content. *The theoretical and applied problems of oil and gas geophysics*. Kyiv, 62-66. [in Ukrainian]

Orlyuk, M.I., Drukarenko, V.V. (2013). Physical parameters of rocks sedimentary cover of the northwestern part of the Dnieper-Donets depression. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 35, 2, 127 -136. [in Russian]

Orlyuk, M., Drukarenko, V., Onyshchuk, I., Solodkyi, E. (2018b). 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.

Orlyuk, M., Pashkevich, I. (2011). Magnetic characteristics and fault tectonics of the earth's crust of the Shebelinka group of gas fields as a component of the complex search criteria for hydrocarbons. *Geofizicheskiy zhurnal*, 33, 6, 136–151. [in Russian]

Orlyuk, M.I., Drukarenko, V.V. (2018). Prediction of pathways and places of accumulation for hydrocarbons of the Chernigiv segment of the Dnieper-Donets aulacogene in relation to magnetic heterogeneity. *Geofizicheskiy zhurnal*, 40, 2, 123-140. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.12893>. [in Ukrainian]

Rybalka S., Karpenko O. (2016). Central part of the Dnieper-Donets Basin: Reservoir properties of deep-laid terrigenous rocks. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1(72), 56-59. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.72.08>. [in Ukrainian]

Sobol, V., Karpenko, O. (2021). A new model of permeability of terrigenous granular reservoirs on the example of turney deposits of Yablunivske oil and gas condensate field of the Dnieper-Donets basin. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1(92), 61-66. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.92.09>. [in Ukrainian]

Starostenko, V.I., Rusakov, O.M. (2015). Tectonics and hydrocarbon potential of the crystalline basement of the Dnieper-Donetsk depression. Kyiv: Galaktika. [in Russian].

Tiab, D., Donaldson, E.C. (2009). Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport. 2th Edition. Moscow: Premium Engineering. [in Russian]

Vyzhva, S., Mykhailov, V., Onyshchuk, I. (2017). Petrophysical features of maikop series of the crimean-black sea region. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 79, 12-20. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.79.02> [in Russian]

Vyzhva, S., Mykhailov, V., Onyshchuk, D., Onyshchuk, I. (2014). Reservoir Rocks in Impact Structures: Electrical Parameters. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 65, 31-35. [in Ukrainian]

Vyzhva, S., Maslov, B., Onyshchuk, I., Kozionova, O. (2019). Hydraulic fracture crack propagation modeling in multi-component nonelastic geological media. *XIII International Scientific Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment"*, November 12-15, Kyiv, Ukraine. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201903224>.

Vyzhva, S., Onyshchuk, D., Onyshchuk, V. (2012). Petroelectrical investigations of reservoir rocks of Western-Shebelynske gas condensate field. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*, 57, 13-16. [in Ukrainian]

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Oliinyk, O., Reva, M., Shabatura, O. (2020). Lower permian carbonate deposits reservoir parameters of western part of Hlynsko-Solokhivska area of Dnieper-Donets depression gas-oil-bearing district. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1 (88), 25–33. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.88.04> [in Ukrainian]

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Orlyuk, M., Drukarenko, V., Reva, M., Shabatura, O. (2019). Petrophysical parameters of rocks of the Visean stage (Lokhvytsky zone of the Dnieper-Donets Depression). *Geofizicheskiy zhurnal*, 41, 4, 145–160. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177380>. [in Ukrainian]

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Reva, M., Shabatura, O. (2019). Electrical parameters of the upper carbon rocks (Runovshchynska area of the Dnieper-Donetsk basin). *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 2 (85), 37–45.

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Reva, M., Shabatura, O. (2020). Electrical and acoustic parameters of lower permian carbonate rocks (western part of the Hlynsko-Solokhivskiy of gas-oil-bearing district of the Dnieper-Donets basin). *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 2 (89), 49–58. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.89.07> [in Ukrainian]

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Reva, M., Shabatura, O. (2021). Porosity and permeability properties of consolidated rocks of the northern near edge zone of the Dnieper-Donetsk depression. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 3 (94), 37-45. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.94.04>. [in Ukrainian]

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Reva, M., Shabatura, O. (2018). Reservoir features of the upper carbon sediments (Runovshchynska area of the Dnieper-Donets basin). *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 4 (83), 30-37. [in Ukrainian]

Vyzhva, S.A., Mykhailov, V.A., Onyshchuk, I.I. (2014). Petrophysical parameters of rocks from the areas of eastern sector of the Dnieper-Donets depression promising for shale gas. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 36, 2, 145-157. [in Ukrainian]

Vyzhva, S.A., Mykhailov, V.A., Onyshchuk, D.I., Onyshchuk, I.I. (2013). Petrophysical parameters of unconventional types of reservoir rocks from southern oil-and-gas region. *Geoinformatics*, 3 (47), 17–25. [in Ukrainian]

Vyzhva, S.A., Onyshchuk, V.I., Onyshchuk, D.I. (2017). Electrical model of Cambrian rocks from Volodymyrska area in Volyno-Podillia (Ukraine). *Nafta-Gaz: Rok LXXIII* Nr 2, 90–96. DOI: 10.18668/NG.2017.02.03

Надійшла до редакції 03.05.22

S. Vyzhva, Dr. Sci. (Geol.), Prof.,  
E-mail: s.vyzhva@knu.ua;  
V. Onyshchuk, PhD (Geol.), Assoc. Prof.,  
E-mail: viktor.onyshchuk@knu.ua;  
I. Onyshchuk, PhD (Geol.), Senior Researcher,  
E-mail: ivan.onyshchuk@knu.ua;  
M. Reva, PhD (Phys.-Math.), Assoc. Prof.,  
E-mail: mvreva@gmail.com;  
O. Shabatura, PhD (Geol.),  
E-mail: dard@ukr.net.  
Taras Shevchenko National University of Kyiv,  
Institute of Geology, 90 Vasylykivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine

### RESERVOIR PROPERTIES OF CONSOLIDATED TERRIGENOUS ROCKS OF CAMBRIAN PERIOD OF THE EASTERN SLOPE OF THE LVIV PALEOZOIC DEPRESSION

*The paper concerned the researches of porosity and permeability properties of consolidated terrigenous reservoir rocks of Cambrian period of the Eastern slope of the Lviv depression. The purpose of the research was to study the petrophysical parameters of the consolidated reservoir rocks, as the basis of the integrated analysis of their physical properties. Such reservoir parameters as the open porosity factor and void factor, permeability coefficient and residual water saturation factor have been studied. The article presents the limits of changes and the average values of porosity and permeability properties of rocks, and the classification of their reservoir properties. On the basis of capillarimetric research, an evaluation of the structure of the void space of rocks was made.*

*The correlation analysis has allowed to establish a series of empirical relationships between the reservoir parameters (density, porosity coefficient, effective porosity factor and residual water saturation factor) and, also, to determine correlation dependences between porosity coefficients measured in atmospheric and reservoir conditions. These relationships can be used in the data interpretation of geophysical studies of wells and in the modeling of porosity and permeability properties of consolidated rocks of the Eastern slope of the Lviv depression.*

*Keywords: siltstones, sandstones, density, porosity coefficient, permeability coefficient, residual water saturation factor, correlation relationships, reservoir properties.*