

УДК 550.8.056

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.107.06>

Сергій ВИЖВА¹, д-р. геол. наук, проф.
ORCID ID: 0000-0003-4091-6649
e-mail: s.vyzhva@knu.ua

Віктор ОНИЩУК¹, канд. геол. наук, доц.
ORCID ID: 0000-0002-2301-2202
e-mail: viktor.onyshchuk@knu.ua

Дмитро ОНИЩУК^{1,2}, канд. геол. наук
ORCID ID: 0009-0000-7592-2104
e-mail: boenerges@ukr.net

Іван ОНИЩУК¹, канд. геол. наук, ст. наук. співроб.
ORCID ID: 0009-0004-0186-7578
e-mail: ivan.onyshchuk@knu.ua

Олександр ШАБАТУРА¹, д-р геол. наук, доц.
ORCID ID: 0000-0003-0810-3701
e-mail: oshabatura@knu.ua

¹Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

²ТОВ "Алкон Україна", Київ, Україна

ПОРІВНЯЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРІД ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ ТА СХІДНОГО СХИЛУ ЛЬВІВСЬКОГО ПАЛЕОЗОЙСЬКОГО ПРОГИНУ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф., член-кор. НАНУ М.І. Орлюком)

Вступ. Висвітлено результати порівняння фільтраційно-ємнісних параметрів ущільнених теригенних порід карбону північного борту і центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини та кембрію Львівського-палеозойського прогину перспективних ділянок на пошуки вуглеводнів. Мета досліджень полягала у вивченні та порівнянні петрофізичних параметрів ущільнених порід-колекторів досліджених площ як основи комплексного аналізу їх фізичних властивостей.

Методи. Виконано визначення об'ємної густини зразків (сухих) шляхом зважування та вимірювання їх геометричних розмірів. Використовувався метод гідростатичного зважування зразків (насичених моделлю пластової води). Для визначення ваги зразків використовувались цифрові аналітичні ваги (точність $\pm 0,001$ г). Коефіцієнт відкритої пористості визначається газоволюметричним способом та методом гідростатичного зважування згідно із стандартною методикою. Капілярметричні дослідження виконувались шляхом центрифугування зразків. Для встановлення кореляційних зв'язків між ємнісними, електричними та акустичними параметрами порід в атмосферних і пластових умовах виконано комплекс петрофізичних досліджень із фізичним моделюванням пластових умов.

Результати. Досліджено такі фільтраційно-ємнісні характеристики зразків порід, як коефіцієнт відкритої та ефективної пористості, коефіцієнт залишкового водонасичення та коефіцієнт проникності.

Наведено межі змін та середні значення фільтраційно-ємнісних параметрів досліджених порід, а також їх порівняння. Виконано оцінку структури пустотного простору порід та їх аналіз на основі капілярметричних досліджень способом центрифугування.

Висновки. За допомогою кореляційного аналізу встановлено ряд кореляційних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами досліджених порід – густиною, коефіцієнтом пористості, коефіцієнтом ефективної пористості та коефіцієнтом залишкового водонасичення, а також 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.

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

Вступ

Постановка проблеми. Покладам вуглеводнів в ущільнених колекторах належить особливе місце серед нетрадиційних джерел видобутку нафти та газу. Вони представлені слабопроникними, низькопористими гірськими породами (Михайлов та ін., 2014). Наявність нетрадиційних покладів вуглеводнів (газ ущільнених порід, сланцевий газ тощо) встановлено в багатьох регіонах світу, в тому числі в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) і на Волино-Поділлі (Україна). Запаси вуглеводнів в ущільнених породах можуть у разі перевищувати ресурси традиційного типу (Михайлов та ін., 2018). Ущільнені породи в низькій регіонів містять значну кількість органіки і можуть слугувати як материнськими породами, так і колекторами газу. Новітні технології видобутку газу на основі гідророзриву пласта змінили перспективність цих відкладів. З багатих на органіку ущільнених порід можна добувати газ у

великих об'ємах 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 характерне регіональне поширення. Значні поклади газу зосереджені в центральних, найбільш занурених частинах 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 для буріння горизонтального стовбура свердловини і параметри гідророзриву пласта.

У статті висвітлено фільтраційно-ємнісні параметри та порівняння ущільнених порід, представлених низькопористими пісковиками та алевролітами східного схилу Львівського палеозойського прогину (ЛПП) та Дніпровсько-Донецької западини (північний борт і

центрального грабен). Характеристика петрофізичних властивостей цих порід є одним із важливих засобів оцінки нафтогазового потенціалу перспективних товщ ущільнених колекторів, що зумовлює актуальність їх петрофізичного вивчення.

Аналіз публікацій за темою досліджень. Вивченню фізичних властивостей порід нафтогазоперспективних районів України присвячена низка публікацій (Вижва та ін., 2013, 2014, 2017–2022 а, б; Vyzhva et al., 2017, 2019; Iuras et al., 2023; Карпенко, Башкіров, & Карпенко, 2014; Карпенко, Михайлов, & Карпенко, 2015; Маслов, Онищук, & Шинкаренко, 2017; Михайлов та ін., 2014, 2018; Нестеренко, 2010; Орлюк та ін., 2011, 2013, 2018; Orlyuk et al., 2018 а, б; Orlyuk, Marchenko, & Bakarjewa, 2021; Пашкевич, Орлюк, & Лебедь, 2014; Рибалка, & Карпенко, 2016; Соболев, & Карпенко, 2021) 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. Водночас 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 нерозв'язаних 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 дослідження петрофізичних властивостей гірських порід з метою оцінки перспективності геологічних структур і комплексів на вуглеводні має важливе значення. Як вже зазначалося, петрофізичні властивості порід необхідні під час інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин, а також для оцінки параметрів гідророзриву пласта.

Важливими є результати порівняльного аналізу даних петрофізичних досліджень ущільнених порід різних геологічних регіонів.

Слід відзначити, що, незважаючи на значну кількість відповідних публікацій, для ущільнених порід практично відсутні дані їх лабораторних фільтраційно-ємнісних досліджень і кореляційних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами для конкретних площ і утворень. Така ситуація виникла тому, що до недавнього часу петрофізичні дослідження були спрямовані переважно на вивчення порід-колекторів традиційних джерел вуглеводнів, і петрофізичні параметри ущільнених порід є слабо вивченими або невивченими.

Мета досліджень. Метою даних досліджень було порівняння петрофізичних властивостей ущільнених теригенних порід-колекторів карбону перспективних ділянок Дніпровсько-Донецької западини – північний борт (ПБ ДДЗ) та центрального грабен (ЦГ ДДЗ) і відкладів кембрію східного схилу Львівського палеозойського прогину (ЛППГ) як основи комплексного аналізу їх фізичних параметрів.

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. Дані, отримані в результаті лабораторних досліджень 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 виконано у НДЛ теоретичної і прикладної геофізики ННІ "Інститут геології" КНУ імені Тараса Шевченка. Комплексні лабораторні петрофізичні дослідження виконано за єдиною методикою, що дало змогу здійснити адекватне порівняння їх результатів. Комплекс петрофізичних досліджень 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 колекцій зразків порід Львівського палеозойського прогину і Дніпровсько-Донецької западини (північний борт і центрального грабен), а саме.

Львівський палеозойський прогин (східний схил) представлений 72 зразками ущільнених порід кембрію – пісковиків (63 зразки) і алевролітів (9 зразків), площі: 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 ЛППГ представлені пісковиками тонкозернистими, дрібнозернистими і середньозернистими, сірими та світло-сірими, а також алевролітами сірими.

Північний борт ДДЗ представлений 69 зразками ущільнених порід карбону – пісковиків (49 зразків) і алевролітів (20 зразків), площі: Аксютівська (інтервал глибин 3905–4033 м); Гашинівська (інтервал глибин 3398–3404 м); Дружелюбівська (інтервал глибин 2852–2857 м); Наріжнська (інтервал глибин 3359–4186 м); Островецька (інтервал глибин 3780–4572 м). Досліджені породи ПБ ДДЗ представлені пісковиками дрібнозернистими і середньозернистими, кварцовими, білими та світло-сірими, а також алевролітами глинистими, світло-сірими, смугастими.

Центральний грабен ДДЗ представлений 115 зразками ущільнених порід карбону – пісковиків (96 зразків) і алевролітів (19 зразків), площі: Західношебелінська (інтервал глибин 4929–5491 м); Коломацька (інтервал глибин 5290–5650 м); Веселівська (інтервал глибин 3618–3761 м). Досліджені породи ЦГ ДДЗ представлені пісковиками дрібнозернистими і середньозернистими, сірими та світло-сірими, а також алевролітами слюдистими, світло-сірими, смугастими.

Методи

Об'ємна густина досліджених порід у сухому стані визначалась шляхом зважування та вимірювання геометричних розмірів спеціальних лабораторних зразків циліндричної форми, а в насиченому стані (насичувались моделлю пластової води – розчином NaCl) – застосовувався метод гідростатичного зважування за стандартною методикою попередньо насичених зразків (Дортман, 1992а, б; Инструкция ..., 1977; Тиаб, & 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 із стандартною методикою.

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

Для встановлення кореляційних зв'язків між ємнісними, електричними та акустичними параметрами порід в атмосферних і пластових умовах виконано комплекс петрофізичних досліджень із фізичним моделюванням пластових умов.

Результати

Аналіз даних лабораторних досліджень. Висвітлено результати виконаних комплексних лабораторних досліджень, визначено петрофізичні параметри ущільнених порід Львівського палеозойського прогину, північного борту і центрального грабену ДДЗ. Як стандарт для порівняння використано петрофізичні параметри ущільнених порід центрального грабена ДДЗ, як найбільш глибоко занурених.

Відомості про межі змін та середні значення петрофізичних параметрів порід залежно від їх літології наведено у відповідних таблицях.

Густина. За результатами лабораторних визначень густини порід Львівського палеозойського прогину встановлено, що цей параметр сухих порід змінюється: для алевролітів від 2506 до 2750 кг/м³ (середнє значення 2629 кг/м³), а пісковиків – від 2336 до 2656 кг/м³ (середнє значення 2524 кг/м³). Густина порід, насичених моделлю пластової води, варіює в межах: для алевролітів – від 2516 до 2754 кг/м³ (середнє значення 2648 кг/м³), а пісковиків – від 2456 до 2670 кг/м³ (середнє значення 2573 кг/м³). Уявна мінералогічна густина алевролітів змінюється від 2623 до 2760 кг/м³ (середнє значення

2685 кг/м³), а пісковиків – від 2605 до 2706 кг/м³ (середнє значення 2650 кг/м³).

Результати лабораторних визначень густини сухих порід північного борту ДДЗ показали, що цей параметр змінюється: для алевролітів від 2232 до 2718 кг/м³ (середнє значення 2573 кг/м³), а пісковиків – від 2425 до 2673 кг/м³ (середнє значення 2555 кг/м³). Густина порід, насичених моделлю пластової води, варіює в межах: для алевролітів – від 2430 до 2727 кг/м³ (середнє значення 2622 кг/м³), а пісковиків – від 2482 до 2688 кг/м³ (середнє значення 2599 кг/м³). Уявна мінералогічна густина алевролітів змінюється від 2645 до 2740 кг/м³ (середнє значення 2683 кг/м³), а пісковиків – від 2629 до 2730 кг/м³ (середнє значення 2664 кг/м³).

За результатами лабораторних визначень густини порід центрального грабену ДДЗ встановлено, що цей параметр сухих порід змінюється: для алевролітів від 2535 до 2698 кг/м³ (середнє значення 2652 кг/м³), а пісковиків – від 2397 до 2663 кг/м³ (середнє значення 2530 кг/м³). Густина порід, насичених моделлю пластової води, варіює в межах: для алевролітів – від 2537 до 2705 кг/м³ (середнє значення 2673 кг/м³), а пісковиків – від 2500 до 2680 кг/м³ (середнє значення 2589 кг/м³). Уявна мінералогічна густина алевролітів змінюється від 2586 кг/м³ до 2730 кг/м³ (середнє значення 2699 кг/м³), а пісковиків – від 2587 до 2754 кг/м³ (середнє значення 2670 кг/м³).

Широкі межі зміни густини свідчать про мінливість як літологічного складу досліджених порід, так і власне їх пористості (табл. 1).

У табл. 2 наведено результати порівняння значень густинних параметрів досліджених порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ з аналогічними параметрами порід центрального грабену ДДЗ.

Таблиця 1

Межі змін і середні значення густинних параметрів порід

Порода	Значення параметра	Львівський палеозойський прогин			Північний борт ДДЗ			Центральний грабен ДДЗ		
		Густина (сухі), кг/м ³	Густина (насич. NaCl), кг/м ³	Уявна густина мінералогічна, кг/м ³	Густина (сухі), кг/м ³	Густина (насич. NaCl), кг/м ³	Уявна густина мінералогічна, кг/м ³	Густина (сухі), кг/м ³	Густина (насич. NaCl), кг/м ³	Уявна густина мінералогічна, кг/м ³
Алевроліти	мін.	2506	2516	2623	2232	2430	2645	2535	2537	2586
	макс.	2750	2754	2760	2718	2727	2740	2698	2705	2730
	сер.	2629	2648	2685	2573	2622	2683	2652	2673	2699
Пісковики	мін.	2336	2456	2605	2425	2482	2629	2397	2500	2587
	макс.	2656	2670	2706	2673	2688	2730	2663	2680	2754
	сер.	2524	2573	2650	2555	2599	2664	2530	2589	2670

Таблиця 2

Порівняння* значень густинних параметрів порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ з аналогічними параметрами порід центрального грабену ДДЗ

Порода	Значення параметра	Львівський палеозойський прогин			Північний борт ДДЗ		
		Густина (сухі), %	Густина (насич. NaCl), %	Уявна густина мінералогічна, %	Густина (сухі), %	Густина (насич. NaCl), %	Уявна густина мінералогічна, %
Алевроліти	мін.	1,1	0,8	-1,4	12,0	4,2	-2,3
	макс.	-1,9	-1,8	-1,1	-0,7	-0,8	-0,4
	сер.	0,9	0,9	0,5	3,0	1,9	0,6
Пісковики	мін.	2,5	1,8	-0,7	-1,2	0,7	-1,6
	макс.	0,3	0,4	1,7	-0,4	-0,3	0,9
	сер.	0,2	0,6	0,7	-1,0	-0,4	0,2

Примітка: * у таблиці плюсові значення означають відносне зниження, а мінусові – відносне збільшення відповідного параметра порівняно з параметром порід центрального грабену ДДЗ у %.

Аналіз табл. 2 показує, що більшість густинних параметрів досліджених порід практично не відрізняються між собою, спостерігаються лише незначні варіації (до ± 2 %).

Порівнюючи з аналогічними породами ЦГ ДДЗ, спостерігаємо відносне зменшення мінімального значення

густини алевролітів ПБ ДДЗ (сухі – на 12 %; насичені – на 4,2 %) та збільшення їх мінералогічної густини (на 2,3 %). Середнє значення густини сухих алевролітів також знижене (на 3 %). Для пісковиків у сухому стані ЛПП спостерігається зниження мінімальних значень (на 2,5 %).

Пористість. Виділяють загальну, відкриту та ефективну пористість (Дортман, 1992а, б; Инструкция..., 1977; Тиаб, & Доналдсон, 2009). Коефіцієнт пористості один із головних параметрів, що характеризує пустотний простір породи. Цей параметр породи для кожного типу флюїду визначає його об'єм, що міститься в породи. Окрім того, важливими властивостями порід-колекторів є структура їх пустотного простору та вміст залишкової води, а також звивистість порових каналів. Лабораторні визначення цих параметрів дає змогу отримати

інформацію про катагенетичні і діагенетичні процеси та про механізми, які діяли під час транспортування й відкладення осадового матеріалу, ущільнення й деформації осадків (Тиаб, & Доналдсон, 2009).

Слід відзначити, що ущільнені породи характеризуються зниженими значеннями пористості, у тому числі і досліджені у даній статті. Відомості про межі змін та середні значення коефіцієнтів пористості порід залежно від їх виду наведено в табл. 3.

Таблиця 3

Межі змін і середні значення ємнісних параметрів порід

Порода	Значення параметра	Львівський палеозойський прогин				Північний борт ДДЗ				Центральний грабен ДДЗ			
		Коефіцієнт відкритої пористості, k_p		Коефіцієнт ефективної пористості, k_{ne}	Коефіцієнт пористості в пласт. ум., $k_{n,пл}$	Коефіцієнт відкритої пористості, k_p		Коефіцієнт ефективної пористості, k_{ne}	Коефіцієнт пористості в пласт. ум., $k_{n,пл}$	Коефіцієнт відкритої пористості, k_p		Коефіцієнт ефективної пористості, k_{ne}	Коефіцієнт пористості в пласт. ум., $k_{n,пл}$
		насич. азотом	насич. NaCl			насич. азотом	насич. NaCl			насич. азотом	насич. NaCl		
		мін.	макс.	сер.	мін.	макс.	сер.	мін.	макс.	сер.	мін.	макс.	сер.
Алевроліти	мін.	0,009	0,004	0,001	0,003	0,013	0,008	0,0003	0,007	0,012	0,008	0,001	0,007
	макс.	0,047	0,038	0,014	0,035	0,076	0,074	0,005	0,06	0,07	0,048	0,011	0,035
	сер.	0,024	0,019	0,005	0,016	0,04	0,034	0,0026	0,028	0,023	0,018	0,005	0,014
Пісковики	мін.	0,014	0,013	0,001	0,008	0,022	0,013	0,0013	0,011	0,027	0,014	0,001	0,007
	макс.	0,103	0,096	0,015	0,091	0,095	0,087	0,0293	0,081	0,117	0,095	0,072	0,084
	сер.	0,056	0,047	0,007	0,043	0,052	0,041	0,0048	0,037	0,07	0,053	0,021	0,045

Значення коефіцієнта відкритої пористості (табл. 3) порід Львівського палеозойського прогину, визначеного газоволюметричним способом (насичення азотом), змінюються: для алевролітів від 0,009 до 0,047 (середнє значення 0,024), а для пісковиків – від 0,014 до 0,103 (середнє значення 0,056). Коефіцієнт відкритої пористості порід, визначений насиченням моделлю пластової води (розчином NaCl), змінюється: для алевролітів від 0,004 до 0,038 (середнє значення 0,019), а для пісковиків – від 0,013 до 0,096 (середнє значення 0,047).

Коефіцієнт відкритої пористості (табл. 3) порід північного борту ДДЗ, визначений газоволюметричним способом, змінюється: для алевролітів від 0,013 до 0,076 (середнє значення 0,040), а для пісковиків – від 0,022 до 0,095 (середнє значення 0,052). Цей параметр, визначений насиченням моделлю пластової води, змінюється:

для алевролітів від 0,008 до 0,074 (середнє значення 0,034), а для пісковиків – від 0,013 до 0,087 (середнє значення 0,041).

Коефіцієнт відкритої пористості (табл. 3) порід центрального грабену ДДЗ, визначений газоволюметричним способом, змінюється: для алевролітів від 0,012 до 0,07 (середнє значення 0,023), а для пісковиків – від 0,027 до 0,117 (середнє значення 0,07). Коефіцієнт відкритої пористості порід, визначений насиченням моделлю пластової води, змінюється: для алевролітів від 0,008 до 0,048 (середнє значення 0,018), а для пісковиків – від 0,014 до 0,095 (середнє значення 0,053).

У табл. 4 наведено результати порівняння значень ємнісних параметрів досліджених порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ з аналогічними параметрами порід центрального грабену ДДЗ.

Таблиця 4

Порівняння* значень ємнісних параметрів порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ з аналогічними параметрами порід центрального грабену ДДЗ

Порода	Значення параметра	Львівський палеозойський прогин				Північний борт ДДЗ			
		Коефіцієнт відкритої пористості, k_p		Коефіцієнт ефективної пористості, k_{ne} , %	Коефіцієнт пористості в пласт. ум., $k_{n,пл}$, %	Коефіцієнт відкритої пористості, k_p		Коефіцієнт ефективної пористості, k_{ne} , %	Коефіцієнт пористості в пласт. ум., $k_{n,пл}$, %
		насич. азотом, %	насич. NaCl, %			насич. азотом, %	насич. NaCl, %		
		мін.	макс.	сер.	мін.	макс.	сер.	мін.	макс.
Алевроліти	мін.	25,0	50,0	0,0	57,1	-8,3	0,0	70,0	0,0
	макс.	32,9	20,8	-27,3	0,0	-8,6	-54,2	54,5	-71,4
	сер.	-4,3	-5,6	0,0	-14,3	-73,9	-88,9	48,0	-100,0
Пісковики	мін.	48,1	7,1	0,0	-14,3	18,5	7,1	-30,0	-57,1
	макс.	12,0	-1,1	79,2	-8,3	18,8	8,4	59,3	3,6
	сер.	20,0	11,3	66,7	4,4	25,7	22,6	77,1	17,8

Примітка: *у таблиці плюсові значення означають відносне зниження, а мінусові – відносне збільшення відповідного параметра порівняно з параметром порід центрального грабену ДДЗ у %.

Аналіз табл. 4 показує, що наявна значна диференціація коефіцієнта відкритої пористості досліджених порід.

Для алевролітів ЛПП спостерігається відносне зменшення мінімального і максимального значення коефіцієнта відкритої пористості, визначеного насиченням

азотом і водою в інтервалі 25–50 % і 32,9–20,8 % відповідно, водночас середнє значення цих параметрів збільшене на 4,3–5,6 %, якщо порівняти з відповідними параметрами алевролітів ЦГ ДДЗ. Для пісковиків також спостерігається відносне зниження мінімального

значення k_p (на 48,1–7,1 %). Відносне зменшення максимального значення k_p для алевролітів, насичених азотом, сягає 12 %, а насичених водою – практично не відрізняється. Водночас середнє значення цього параметра зменшене на 11,3–20 % порівняно з таким у пісковиків ЦГ ДДЗ (табл. 4).

Для алевролітів ПБ ДДЗ загалом характерне відносне зростання мінімального і максимального значення коефіцієнта відкритої пористості, визначеного насиченням азотом і водою (на 8,3–54,2 %), а середнє значення цього параметра зростає на 73,9–88,9 % порівняно такими у алевролітів

ЦГ ДДЗ. Пісковики ПБ ДДЗ, навпаки, мають відносно знижені мінімальні і максимальні значення коефіцієнта відкритої пористості (на 18,5–7,1 % і 18,8–8,4 % відповідно) та його середнього значення (25,7–22,6 %) порівняно з такими у пісковиків ЦГ ДДЗ (табл. 4).

У результаті аналізу отриманих даних також встановлено кореляційні залежності між густиною досліджених порід (σ) та їх коефіцієнтом відкритої пористості ($k_{p,NaCl}$), які описуються лінійними функціями, графіки яких представлено на рис. 1 (алевроліти) та 2 (пісковики).

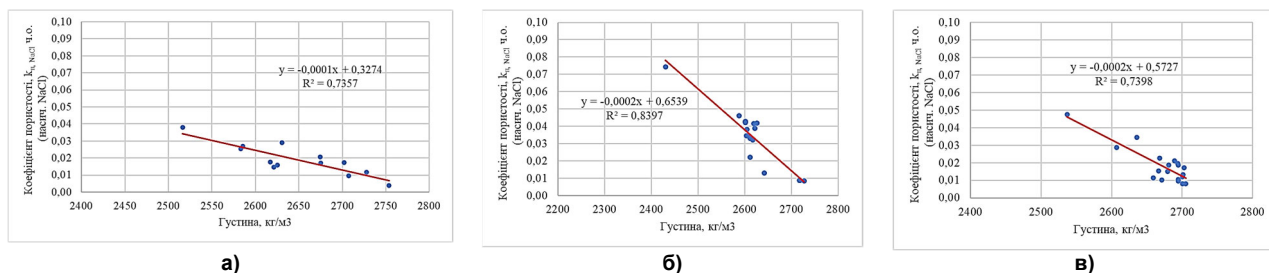


Рис. 1. Залежність коефіцієнта відкритої пористості порід ($k_{p,NaCl}$), визначеного методом насичення розчином NaCl, від густини (σ) для алевролітів: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

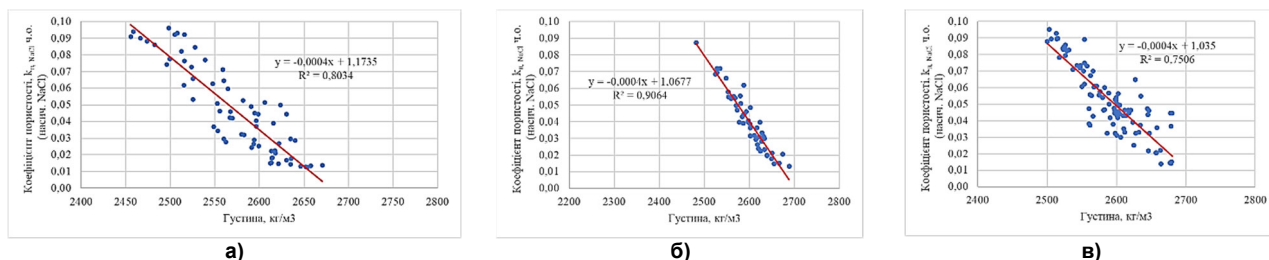


Рис. 2. Залежність коефіцієнта відкритої пористості порід ($k_{p,NaCl}$), визначеного методом насичення розчином NaCl, від густини (σ) для пісковиків: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

Аналіз кореляційних залежностей коефіцієнта відкритої пористості порід від густини (рис. 1) показує, що коефіцієнти а і в у лінійному рівнянні для алевролітів ПБ ДДЗ не відрізняються, а для алевролітів ЛПП у два рази менші, ніж для аналогічних порід ЦГ ДДЗ. Для пісковиків аналогічні кореляційні залежності коефіцієнта відкритої пористості порід від густини (рис. 2) показують таке: коефіцієнти а для пісковиків усіх трьох районів досліджень однакові. Коефіцієнти в у кореляційному рівнянні відрізняються для пісковиків ЦГ ДДЗ від таких же значень ПБ ДДЗ на +3 %, а ЛПП – на +15 %.

Структура пустотного простору порід значною мірою визначається: розмірами, формою й окатаністю

зерен, їх сортуванням, орієнтуванням та типом упаковки, а також хімічним складом (Дортман, 1992а, б; Інструкція..., 1977; Тіаб, & Доналдсон, 2009). Аналіз кривих капілярного тиску (ККТ), отриманих за результатами центрифугування, дав змогу визначити коефіцієнти залишкового водонасичення ($k_{зв}$) та структуру пустотного простору ущільнених порід. Відомості про структуру пустотного простору і коефіцієнти залишкового водонасичення наведено в табл. 5.

Для прикладу на рис. 3 (алевроліти), 4 (пісковики) наведено типові криві капілярного тиску досліджених порід з різними фільтраційно-ємнісними властивостями ЛПП, ПБ ДДЗ та ЦГ ДДЗ.

Таблиця 5

Межі змін і середні значення параметрів пустотного простору порід

Порода	Значення параметра	Львівський палеозойський прогин				Північний борт ДДЗ				Центральний грабен ДДЗ			
		Вміст пор, %			Коеф. залиш. водонасичення, $k_{зв}$	Вміст пор, %			Коеф. залиш. водонасичення, $k_{зв}$	Вміст пор, %			Коеф. залиш. водонасичення, $k_{зв}$
		надкапілярні	капілярні	субкапілярні		надкапілярні	капілярні	субкапілярні		надкапілярні	капілярні	субкапілярні	
Алевроліти	мін.	6	4	45	0,45	1	1	84	0,84	3	2	42	0,42
	макс.	23	46	87	0,87	6	11	97	0,97	27	31	98	0,98
	сер.	11	13	77	0,77	3	5	92	0,93	10	12	78	0,78
Пісковики	мін.	1	2	40	0,40	1	2	43	0,43	1	1	28	0,28
	макс.	38	48	98	0,98	18	40	96	0,96	37	64	99	0,99
	сер.	7	10	83	0,83	4	10	86	0,86	7	21	72	0,72

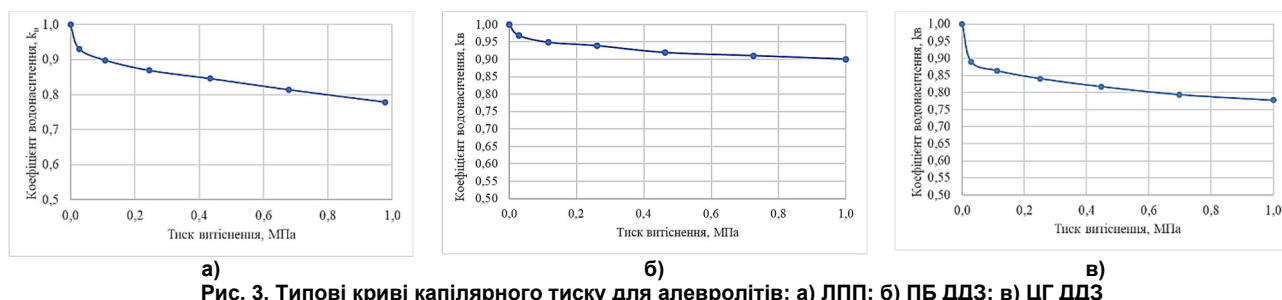


Рис. 3. Типові криві капілярного тиску для алевролітів: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

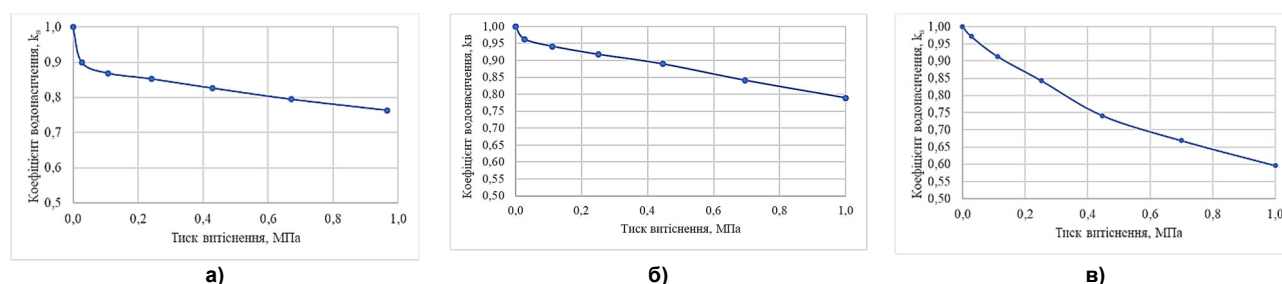


Рис. 4. Типові криві капілярного тиску для пісковиків: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

За допомогою аналізу кривих капілярного тиску для порід Львівського палеозойського прогину встановлено, що коефіцієнт залишкового водонасичення ущільнених порід змінюється: для алевролітів від 0,45 до 0,87 (середнє значення 0,77), а для пісковиків – від 0,40 до 0,98 (середнє значення 0,93), див. табл. 5.

З використанням коефіцієнта залишкового водонасичення для порід ЛПП визначено коефіцієнт ефективної пористості (табл. 3), який змінюється: для алевролітів від 0,001 до 0,014 (середнє значення 0,005), а для пісковиків – від 0,001 до 0,015 (середнє значення 0,007).

Аналіз даних лабораторних визначень коефіцієнта залишкового водонасичення ущільнених порід північного борту ДДЗ показав, що цей параметр змінюється: для алевролітів від 0,84 до 0,97 (середнє значення 0,93), а для пісковиків – від 0,43 до 0,96 (середнє значення 0,86), див. табл. 5.

З використанням коефіцієнтів залишкового водонасичення для порід північного борту ДДЗ визначено коефіцієнти ефективної пористості ($K_{п,еф}$). Коефіцієнт ефективної пористості (табл. 3), визначений за залишковим водонасиченням, змінюється: для алевролітів від 0,0003 до 0,0050 (середнє значення 0,0026), а для пісковиків – від 0,0013 до 0,0293 (середнє значення 0,0048).

В результаті аналізу ККТ встановлено, що коефіцієнт залишкового водонасичення ущільнених порід центрального грабена ДДЗ змінюється: для алевролітів від 0,42 до 0,98 (середнє значення 0,78), а для пісковиків – від 0,28 до 0,99 (середнє значення 0,72), див. табл. 5.

Коефіцієнт ефективної пористості порід центрального грабена ДДЗ (табл. 3), визначений з використанням коефіцієнта залишкового водонасичення, змінюється: для алевролітів від 0,001 до 0,011 (середнє значення 0,005), а для пісковиків – від 0,001 до 0,072 (середнє значення 0,021).

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. 5. 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 Львівського палеозойського прогину має таку структуру: для пісковиків вміст надкапілярних пор змінюється від 1 до 38 % (середнє значення 7 %); вміст капілярних пор – від 2 до 48 % (середнє значення 10 %); вміст субкапілярних пор – від 40 до 98 % за середнього значення 83 %; для алевролітів вміст надкапілярних пор змінюється від 6 до 23 % (середнє значення 11 %); вміст капілярних пор – від 4 до 46 % (середнє значення 13 %); вміст субкапілярних пор – від 45 до 87 % (середнє значення 77 %), див. табл. 5.

Поровий простір порід північного борту ДДЗ має таку структуру: для алевролітів вміст надкапілярних пор змінюється від 1 до 6 % (середнє значення 3 %); вміст капілярних пор – від 1 до 11 % (середнє значення 5 %); вміст субкапілярних пор – від 84 до 97 % (середнього значення 92 %); для пісковиків вміст надкапілярних пор змінюється від 1 до 18 % (середнє значення 4 %); вміст капілярних пор – від 2 до 40 % (середнє значення 10 %); вміст субкапілярних пор – від 43 до 96 % (середнє значення 86 %), див. табл. 5.

Встановлено, що поровий простір досліджених порід центрального грабена ДДЗ має таку структуру: для алевролітів вміст надкапілярних пор змінюється від 3 до 27 % (середнє значення 10 %); вміст капілярних пор – від 2 до 31 % (середнє значення 12 %); вміст субкапілярних пор – від 42 до 98 % (середнє значення 78 %); для пісковиків вміст надкапілярних пор змінюється від 0 до 37 % (середнє значення 7 %); вміст капілярних пор – від 1 до 64 % (середнє значення 21 %); вміст субкапілярних пор – від 28 до 99 % (середнє значення 72 %), див. табл. 5.

У табл. 6 наведено результати порівняння параметрів пустотного простору досліджених порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ з відповідними породами центрального грабена ДДЗ.

Таблиця 6

Порівняння* параметрів пустотного простору порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ з аналогічними параметрами порід центрального грабену ДДЗ

Порода	Значення параметра	Львівський палеозойський прогин				Північний борт ДДЗ			
		Відносний вміст пор, %			Коеф. залиш. водонасичення, $k_{зв}$, %	Відносний вміст пор, %			Коеф. залиш. водонасичення, $k_{зв}$, %
		надкапілярні	капілярні	субкапілярні		надкапілярні	капілярні	субкапілярні	
Алевроліти	мін.	-100,0	-100,0	-7,1	-7,1	66,7	50,0	-100,0	-100,0
	макс.	14,8	-48,4	11,2	11,2	77,8	64,5	1,0	1,0
	сер.	-10,0	-8,3	1,3	1,3	70,0	58,3	-17,9	-19,2
Пісковики	мін.	0,0	-100,0	-42,9	-42,9	0,0	-100,0	-53,6	-53,6
	макс.	-2,7	25,0	1,0	1,0	51,4	37,5	3,0	3,0
	сер.	0,0	52,4	-15,3	-15,3	42,9	52,4	-19,4	-19,4

Примітка: *у таблиці плюсові значення означають відносне зниження, а мінусові – відносне збільшення відповідного параметра порівняно з параметром порід центрального грабену ДДЗ у %.

Аналіз матеріалів капіляриметричних досліджень показує, що наявна значна диференціація відносного вмісту пор різних типів у породах ЛПП та ПБ ДДЗ, якщо порівняти із вмістом пор в аналогічних породах ЦГ ДДЗ (табл. 6).

В алевролітах ЛПП спостерігається відносне збільшення мінімального значення вмісту надкапілярних і капілярних пор (у два рази), а субкапілярних на 7,1 %; відносне зменшення максимального значення надкапілярних (на 14,8 %), субкапілярних (на 11,2 %) та відносне збільшення капілярних (на 48,4 %). Водночас середнє значення відносного збільшення вмісту надкапілярних пор становить 10 %, капілярних – 8,3 %, а субкапілярних – навпаки, зменшення на 1,3 % щодо алевролітів ЦГ ДДЗ (табл. 6).

Для пісковиків ЛПП спостерігається різноманітна картина: відносне збільшення мінімального значення вмісту капілярних пор на 100 %, а субкапілярних – на 42,9 % за однакового вмісту надкапілярних. Для максимальних значень пісковиків ЛПП: надкапілярні – відносне збільшення на 2,7 %; капілярні і субкапілярні – відносне зниження на 25 і 1 % відповідно, якщо порівняти з такими у пісковиках ЦГ ДДЗ. Водночас середнє значення відносного збільшення субкапілярних пор становить 15,3 %, відносне зменшення капілярних – 52,4 %, а надкапілярних – однакове з такими у пісковиках ЦГ ДДЗ (табл. 6).

В алевролітах ПБ ДДЗ спостерігається відносне зменшення мінімального значення вмісту надкапілярних і капілярних пор на 66,7 і 50 % відповідно, а субкапілярних – відносне збільшення у два рази; відносне зменшення максимального значення надкапілярних (на 77,8 %), капілярних (на 64,5 %), субкапілярних (на 1 %). Водночас середнє значення відносного зменшення вмісту надкапілярних пор становить 70 %, капілярних – 58,3 %, а субкапілярних – навпаки, збільшення на 17,9 % порівняно з такими у алевролітів ЦГ ДДЗ (табл. 6).

Для пісковиків ПБ ДДЗ спостерігається різноманітна картина: відносне збільшення мінімального значення вмісту капілярних пор на 100 %, а субкапілярних – на 53,6 % за однакового вмісту надкапілярних. Для максимальних значень пісковиків ПБ ДДЗ вміст: надкапілярні – відносне зменшення на 51,4 %; капілярні – 37,5 % і субкапілярні – 3 % порівняно з такими у пісковиках ЦГ ДДЗ. Водночас середнє значення відносного збільшення субкапілярних пор становить 19,4 %, відносне зменшення капілярних – 52,4 %, а надкапілярних – 49,2 %, якщо порівняти з такими для пісковиків ЦГ ДДЗ (табл. 6).

Аналіз отриманих матеріалів показує, що наявна значна диференціація коефіцієнта залишкового водонасичення ($k_{зв}$)

алевролітів і пісковиків ЛПП і ПБ ДДЗ порівняно із значеннями $k_{зв}$ аналогічних порід ЦГ ДДЗ (табл. 6).

Спостерігається відносне збільшення мінімального значення коефіцієнта залишкового водонасичення алевролітів ЛПП (на 7,1 %) і зменшення максимального значення (на 11,2 %), водночас середнє значення цього параметра практично не відрізняється від значень для алевролітів ЦГ ДДЗ. Для пісковиків спостерігається відносне збільшення мінімального значення $k_{зв}$ на 42,9 % і практично незмінного максимального (зниження на 1 %), водночас середнє значення цього параметра збільшене на 15,3 % порівняно із значеннями для пісковиків ЦГ ДДЗ (табл. 6).

Для алевролітів ПБ ДДЗ загалом характерне відносне збільшення мінімального (на 100 %) і середнього (на 19,2 %) та відносне зменшення максимального (на 1 %) значення коефіцієнта залишкового водонасичення порівняно з алевролітами ЦГ ДДЗ. Подібна картина спостерігається і для пісковиків ПБ ДДЗ – відносне збільшення мінімального (на 53,6 %) і середнього (на 19,4 %) та відносне зменшення максимального (на 3 %) значення коефіцієнта залишкового водонасичення, якщо порівняти із значеннями для пісковиків ЦГ ДДЗ (табл. 6).

Аналіз отриманих матеріалів показує, що наявна значна диференціація коефіцієнта ефективної пористості алевролітів та пісковиків ПБ ДДЗ та пісковиків ЛПП порівняно з такими для аналогічних порід ЦГ ДДЗ (табл. 4).

Спостерігається відносне збільшення максимального значення коефіцієнта ефективної пористості алевролітів ЛПП (на 27,3 %), водночас мінімальне та середнє значення цього параметра не відрізняється від таких для алевролітів ЦГ ДДЗ. Для пісковиків спостерігається відносне зниження максимального значення коефіцієнта ефективної пористості на 79,2 %, мінімальне значення не відрізняється, а середнє значення цього параметра зменшене на 66,7 % порівняно з такими для пісковиків ЦГ ДДЗ (табл. 4).

Для алевролітів ПБ ДДЗ загалом характерне відносне зменшення мінімального (на 70 %), максимального (на 54,5 %) та середнього (на 48 %) значення коефіцієнта ефективної пористості порівняно з такими для алевролітів ЦГ ДДЗ. Пісковики ПБ ДДЗ, навпаки, мають відносно знижені максимальні (на 59,3 %), середні (на 77,1 %) та збільшені мінімальні (на 30 %) значення коефіцієнта ефективної пористості порівняно з такими для пісковиків ЦГ ДДЗ (табл. 4).

Встановлено кореляційні залежності між коефіцієнтом залишкового водонасичення ($k_{зв}$) і коефіцієнтом ефективної пористості порід ($k_{п,еф}$), що мають лінійний

характер, графіки яких представлено на рис. 5 (алевроліти) та 6 (пісковики). З досвіду петрофізичних досліджень слід відзначити, що кореляційні залежності між $K_{зв}$

і $K_{зв}$ порід-колекторів зазвичай нестійкі, а в деяких випадках їх не вдається встановити взагалі.

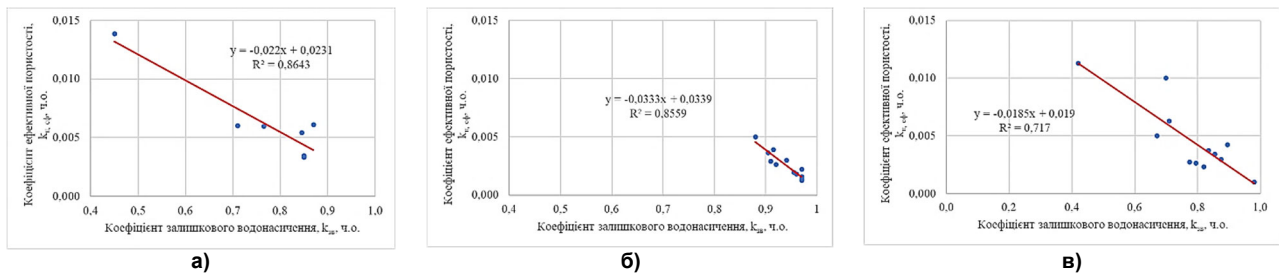


Рис. 5. Залежність коефіцієнта ефективної пористості ($K_{п,еф}$) від коефіцієнта залишкового водонасичення ($K_{зв}$) для алевролітів: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

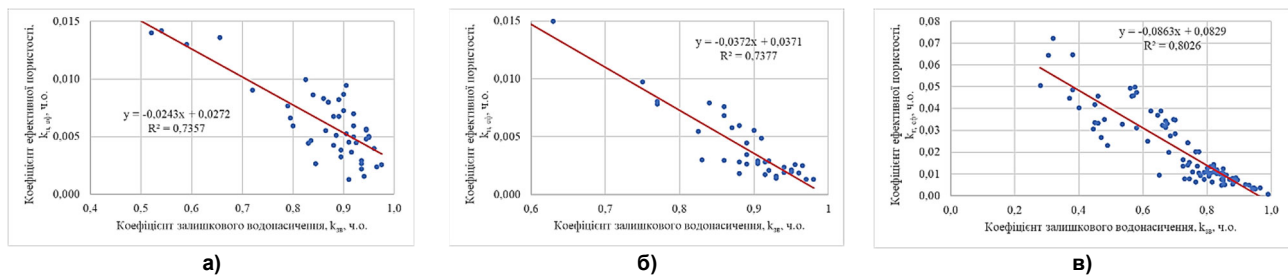


Рис. 6. Залежність коефіцієнта ефективної пористості ($K_{п,еф}$) від коефіцієнта залишкового водонасичення ($K_{зв}$) для пісковиків: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

Аналіз кореляційних залежностей коефіцієнта ефективної пористості ($K_{п,еф}$) від коефіцієнта залишкового водонасичення ($K_{зв}$) (рис. 5) показує, що коефіцієнти a і b у лінійному рівнянні для алевролітів ПБ ДДЗ більші, ніж для аналогічних порід ЦГ ДДЗ, на 80 і 78 % відповідно, а для алевролітів ЛПП – на 19 і 21 % відповідно. Для пісковиків аналогічні кореляційні залежності коефіцієнта ефективної пористості від коефіцієнта залишкового водонасичення (рис. 6) показують таке: коефіцієнти a і b для пісковиків ПБ ДДЗ менші, ніж для аналогічних порід ЦГ ДДЗ, на 57 і 55 % відповідно, а для пісковиків ЛПП – на 72 і 33 % відповідно.

Слід відзначити, що за структурою пустотного простору досліджені зразки порід здебільшого мають досить низькі ємнісні властивості, за винятком окремих зразків із середніми ємнісними параметрами.

Фізичне моделювання пластових умов виконано з використанням установки високого тиску ВСЦ-1000. У результаті цих досліджень визначено коефіцієнт пористості порід у пластових умовах ($K_{п,пл}$).

Залежно від глибини залягання порід Львівського палеозойського прогину при фізичному моделюванні пластових умов ефективний тиск $p_{еф}$ сягав 26–45 МПа, а температура t змінювалась у 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 (середнє значення 0,043), див. табл. 3.

Згідно з глибиною залягання досліджених порід північного борту ДДЗ при фізичному моделюванні пластових умов ефективний тиск $p_{еф}$ сягав 41–55 МПа, а температура t змінювалась у межах 94–126 °С. Аналіз результатів лабораторних досліджень пористості порід у змодельованих пластових умовах показав, що цей параметр для алевролітів змінюється від 0,007 до 0,06 за середнього значення

0,028, а для ущільнених пісковиків – від 0,011 до 0,081 (середнє значення 0,037), див. табл. 3.

При фізичному моделюванні пластових умов, залежно від глибини залягання порід центрального грабена ДДЗ, ефективний тиск $p_{еф}$ сягав 60–70 МПа, а температура t змінювалась у межах 138–158 °С. У результаті аналізу даних лабораторних досліджень пористості порід у змодельованих пластових умовах встановлено, що цей параметр для алевролітів змінюється від 0,007 до 0,035 за середнього значення 0,014, а для ущільнених пісковиків – від 0,007 до 0,084 (середнє значення 0,045), див. табл. 3.

У результаті фізичного моделювання пластових умов відбувається закриття мікротріщин під навантаженням, що спричиняє зменшення пористості порід порівняно з їх пористістю в атмосферних умовах.

Аналіз отриманих даних показує, що відносне зниження (ε) коефіцієнта пористості порід Львівського палеозойського прогину за зміни атмосферних умов на пластові ($\varepsilon = (K_{п} - K_{п,пл}) / K_{п} \cdot 100 \%$) сягає: для досліджених алевролітів від 8,1 до 21,3 % (середнє значення 13,3 %), а для пісковиків – від 1,0 до 21,8 % (середнє значення 8,9 %).

Відносне зниження коефіцієнта пористості за зміни атмосферних умов на пластові досліджених порід північного борту ДДЗ сягає: для алевролітів – від 14 до 19,5 % (середнє значення 17 %), а для пісковиків – від 7,5 до 18 % (середнє значення 10,5 %).

Для порід центрального грабена ДДЗ відносне зниження коефіцієнта пористості за зміни атмосферних умов на пластові сягає: для алевролітів від 10 до 26,6 % (середнє значення 17,3 %), а для пісковиків – від 10 до 23,2 % (середнє значення 15,3 %).

У табл. 4 наведено результати порівняння коефіцієнта пористості в пластових умовах досліджених порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ із цим параметром для відповідних порід центрального грабена ДДЗ.

Аналіз отриманих матеріалів показує, що наявна значна диференціація коефіцієнта пористості в пластових умовах алевролітів і пісковиків ПБ ДДЗ та пісковиків ЛПП порівняно з таким для аналогічних порід ЦГ ДДЗ (табл. 4).

Спостерігається відносне зменшення мінімального значення коефіцієнта пористості в пластових умовах алевролітів ЛПП (на 57,1 %), водночас максимальне значення цього параметра не відрізняється, а середнє збільшене на 14,3 % від відповідних значень для алевролітів ЦГ ДДЗ. Для пісковиків спостерігається відносне збільшення мінімального і максимального значення коефіцієнта пористості в пластових умовах на 14,3 і 8,3 % відповідно, а середнє значення цього параметра зменшене на 4,4 % порівняно з таким для пісковиків ЦГ ДДЗ (табл. 4).

Для алевролітів ПБ ДДЗ загалом характерне відносне збільшення максимального (на 71,4 %) та середнього (на 100 %) значення коефіцієнта пористості в пластових умовах, водночас мінімальне значення цього параметра не відрізняється порівняно з таким для алевролітів ЦГ ДДЗ. Пісковики ПБ ДДЗ, навпаки, мають відносно збільшені мінімальні (на 57,1 %) та збільшені мінімальні (на 3,6 %) і середні (на 17,8 %) значення коефіцієнта пористості в пластових умовах порівняно з таким для пісковиків ЦГ ДДЗ (табл. 4).

У результаті цих досліджень також отримано кореляційні залежності між коефіцієнтами пористості в атмосферних (k_n) і пластових ($k_{n,пл}$) умовах, аналітичні вирази яких представлені лінійними функціями, а графіки – на рис. 7 (алевроліти) та 8 (пісковики).

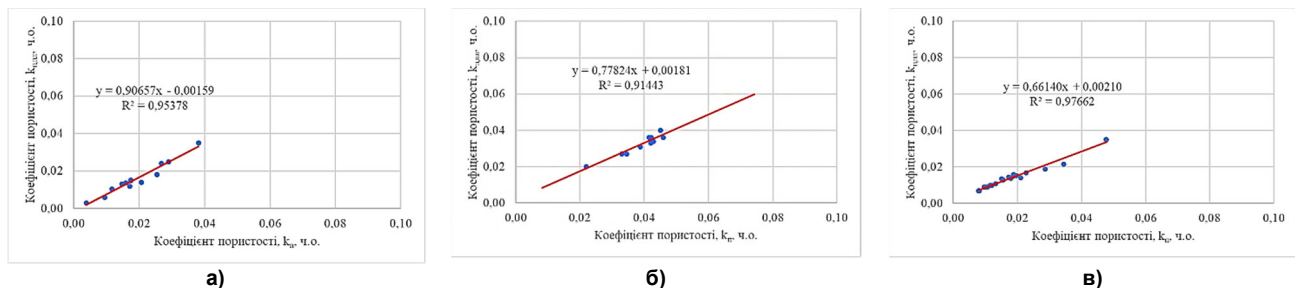


Рис. 7. Кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості у атмосферних (k_n) і пластових ($k_{n,пл}$) умовах для алевролітів: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

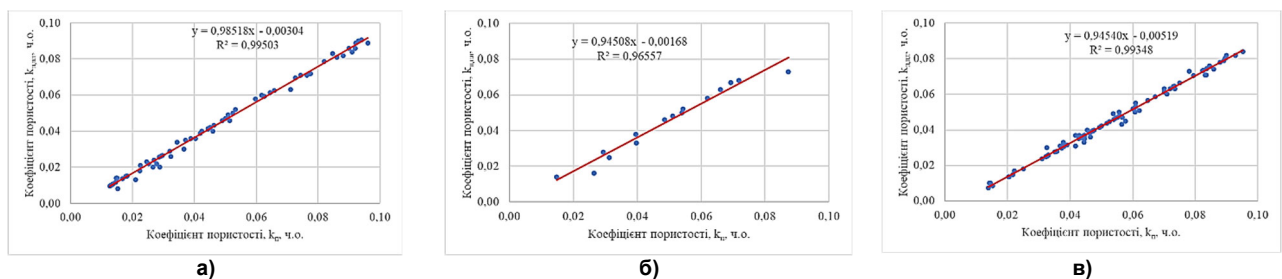


Рис. 8. Кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості у атмосферних (k_n) і пластових ($k_{n,пл}$) умовах для пісковиків: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

Аналіз кореляційних залежностей коефіцієнта пористості в пластових умовах ($k_{n,пл}$) від коефіцієнта пористості в атмосферних умовах (k_n) (рис. 7) показує, що коефіцієнт **а** у лінійному рівнянні для алевролітів ПБ ДДЗ і ЛПП більший на 17,7 і 37,1 % відповідно, а коефіцієнт **в** менший на 13,8 і 24,3 % відповідно, ніж для аналогічних порід ЦГ ДДЗ. Для пісковиків аналогічні кореляційні залежності коефіцієнта пористості в пластових умовах від коефіцієнта пористості в атмосферних умовах (рис. 8) показують таке: коефіцієнт **а** для пісковиків ПБ ДДЗ практично однаковий, а для пісковиків ЛПП більший на 4,2 %, ніж для аналогічних порід ЦГ ДДЗ. Коефіцієнт **в** менший на 67,6 і 41,4 % відповідно.

Проникність гірських порід контролюється формою та розміром зерен породи, їх просторовим розподілом, а також упаковкою, ступенем глинистості, консолідації й цементації. На проникність суттєвий вплив спричиняє 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 (Тиаб, & Доналдсон, 2009; Порода..., 1985).

Фізична здатність породи пропускати через себе флюїди характеризується коефіцієнтом проникності $k_{пр}$.

Якщо порода на 100 % насичена одним флюїдом (фазою), таким як газ, нафта або вода, – визначається абсолютна проникність для даного флюїду. У разі присутності у породі більше одного флюїду, проникність для кожного з них є фазовою. У такому випадку визначаються коефіцієнти проникності $k_{прг}$, $k_{прн}$, $k_{прв}$, що характеризують ефективну фазову проникність для газу, нафти й води відповідно. У процесі руху по пустотних каналах пластові флюїди взаємодіють між собою, гальмуючи один одного, тому сума ефективної проникності всіх трьох фаз завжди менша від абсолютної проникності.

За літературними даними, коефіцієнт проникності порід-колекторів нафти і газу змінюється в діапазоні від 0,1 до 1000 фм², інколи й більше. Клас колектора зумовлюється його проникністю, що поділяється на: низьку – $k_{пр} < 1$ фм², задовільну – $k_{пр} = 1-10$ фм², середню – $k_{пр} = 10-50$ фм², високу – $k_{пр} = 50-250$ фм² і дуже високу – $k_{пр} > 250$ фм² (Тиаб, & Доналдсон, 2009). Породи, що мають проникність нижчу за 1 фм², вважаються ущільненими. Низька проникність властива алевролітам, аргілітам, ущільненим газоносним пісковикам та матриці вапняків. Швидкість руху флюїду у продуктивному пласті визначає технологію видобутку вуглеводнів. 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 дають змогу вести видобуток вуглеводнів із порід-колекторів, які раніше вважалися некондиційними.

Коефіцієнт проникності досліджених алевролітів і пісковиків визначали методом стаціонарної фільтрації азоту за допомогою спеціально розробленої установки (Породи..., 1985). У табл. 7 наведено межі змін і середні значення коефіцієнтів проникності алевролітів і ущільнених пісковиків.

У результаті аналізу результатів лабораторних досліджень коефіцієнта проникності порід ЛПП встановлено, що цей параметр змінюється: для аргілітів від 0,0001 до 2,927 фм² за його середнього значення

0,545 фм², а для пісковиків – від 0,002 до 4,689 фм² за його середнього значення 0,191 фм².

Коефіцієнт проникності порід ПБ ДДЗ змінюється: для аргілітів від 0,002 до 1,981 фм² за його середнього значення 0,279 фм², а для пісковиків – від 0,002 до 1,492 фм² за його середнього значення 0,176 фм².

Аналіз результатів лабораторних визначень коефіцієнта проникності порід ЦГ ДДЗ показує, що цей параметр змінюється: для аргілітів від 0,001 до 3,467 фм² за його середнього значення 0,685 фм², а для пісковиків – від 0,003 до 5,232 фм² за його середнього значення 0,462 фм².

У табл. 8 наведено результати порівняння коефіцієнта проникності досліджених порід ЛПП і ПБ ДДЗ з аналогічним параметром відповідних порід ЦГ ДДЗ.

Таблиця 7

Межі змін і середні значення проникності порід

Порода	Значення параметра	Львівський палеозойський прогин	Північний борт ДДЗ	Центральний грабен ДДЗ
		Коефіцієнт проникності $k_{пр}$, фм ²	Коефіцієнт проникності $k_{пр}$, фм ²	Коефіцієнт проникності $k_{пр}$, фм ²
Алевроліти	мін.	0,0001	0,002	0,001
	макс.	2,927	1,981	3,467
	сер.	0,545	0,279	0,685
Пісковики	мін.	0,002	0,002	0,003
	макс.	4,689	1,492	5,232
	сер.	0,191	0,176	0,462

Таблиця 8

Порівняння* значень коефіцієнта проникності порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ з аналогічним параметром порід центрального грабену ДДЗ в пластових умовах

Порода	Значення параметра	Львівський палеозойський прогин	Північний борт ДДЗ
		відмінність коефіцієнта проникності, %	відмінність коефіцієнта проникності, %
Алевроліти	мін.	-100,0	90,0
	макс.	42,9	15,6
	сер.	59,3	20,4
Пісковики	мін.	33,3	33,3
	макс.	71,5	10,4
	сер.	61,9	58,7

Примітка: *у таблиці плюсові значення означають відносне зниження, а мінусові – відносне збільшення відповідного параметра порівняно з параметром порід центрального грабену ДДЗ у %.

Аналіз отриманих матеріалів показує, що наявна значна диференціація коефіцієнта проникності алевролітів і пісковиків ЛПП та ПБ ДДЗ порівняно з таким для аналогічних порід ЦГ ДДЗ (табл. 8).

Спостерігається відносне збільшення мінімального значення коефіцієнта проникності алевролітів ЛПП (на 100 %), водночас максимальне значення цього параметра зменшене (на 42,9 %), а середнє також зменшене на 59,3 % від відповідних значень для алевролітів ЦГ ДДЗ. Для пісковиків спостерігається відносне зменшення мінімального, максимального і середнього значення коефіцієнта проникності, якщо порівняти зі значеннями пісковиків ЦГ ДДЗ (табл. 8), на 33,3, 71,5 і 61,9 % відповідно.

Для алевролітів ПБ ДДЗ загалом характерне відносне зменшення мінімального, максимального і середнього значення коефіцієнта проникності на 90, 15,6 і 20,4 % відповідно порівняно з такими для алевролітів ЦГ ДДЗ. Пісковики ПБ ДДЗ також мають відносне зменшення мінімального, максимального і середнього значення коефіцієнта проникності, якщо порівняти зі значеннями пісковиків ЦГ ДДЗ (табл. 8), на 33,3, 10,4 і 58,7 % відповідно.

Дискусія і висновки

Лабораторні дослідження петрофізичних властивостей низькопористих пісковиків і алевролітів є актуальними

щодо оцінки нафтогазового потенціалу перспективних товщ ущільнених колекторів. У цій статті висвітлено фільтраційно-ємнісні параметри та їх порівняння ущільнених порід, представлених низькопористими пісковиками і алевролітами східного схилу Львівського палеозойського прогину та Дніпровсько-Донецької западини (північний борт та центральний грабен).

Як стандарт для порівняння використано петрофізичні параметри найбільш глибоко занурених ущільнених порід центрального грабену ДДЗ:

1. Визначено, що більшість густинних параметрів досліджених порід практично не відрізняються між собою, спостерігаються лише незначні варіації (до ± 2 %).

Порівняно з густиною аналогічних порід ЦГ ДДЗ спостерігається відносне зменшення мінімального значення густини алевролітів ПБ ДДЗ (сухі – на 12 %; насичені – на 4,2 %) та збільшення їх мінералогічної густини (на 2,3 %). Середнє значення густини сухих алевролітів також зменшене (на 3 %). Для пісковиків у сухому стані ЛПП спостерігається зниження мінімальних значень (на 2,5 %).

2. Наявна значна відносна диференціація коефіцієнтів відкритої пористості (k_n) досліджених порід порівняно з k_n аналогічних порід ЦГ ДДЗ.

Для алевролітів ЛПП спостерігається відносне зменшення мінімального і максимального значення k_n ,

визначеного насиченням азотом і водою в інтервалі 25–50 % і 32,9–20,8 % відповідно, а середнє значення цих параметрів збільшене на 4,3–5,6 %. Для пісковиків також спостерігається відносно зниження мінімального значення k_n на 48,1–7,1 %. Відносно зменшення максимального значення k_n для алевролітів, насичених азотом, сягає 12 %, а насичених водою практично не відрізняється. Середнє значення k_n зменшене на 11,3–20 %.

Для алевролітів ПБ ДДЗ загальною характерною відносно зростання мінімального і максимального значення k_n , визначеного насиченням азотом і водою (на 8,3–54,2 %), а середнє значення k_n зростає на 73,9–88,9 %. Пісковики ПБ ДДЗ, навпаки, мають відносно знижені мінімальні і максимальні значення k_n на 18,5–7,1 % і 18,8–8,4 % відповідно та його середнього значення на 25,7–22,6 %.

3. Наявна значна диференціація коефіцієнтів відкритої пористості в пластових умовах ($k_{n,пл}$) алевролітів, пісковиків ПБ ДДЗ та пісковиків ЛПП порівняно з $k_{n,пл}$ аналогічних порід ЦГ ДДЗ.

Спостерігається відносно зменшення мінімального значення $k_{n,пл}$ алевролітів ЛПП (на 57,1 %), водночас максимальне значення цього параметра не відрізняється, а середнє збільшене на 14,3 %. Для пісковиків спостерігається відносно збільшення мінімального і максимального значення $k_{n,пл}$ на 14,3 і 8,3 % відповідно, а середнє значення цього параметра зменшене на 4,4 %.

Для алевролітів ПБ ДДЗ загальною характерною відносно збільшення максимального (на 71,4 %) та середнього (на 100 %) значення $k_{n,пл}$, водночас мінімальне значення цього параметра не відрізняється. Пісковики ПБ ДДЗ, навпаки, мають відносно збільшені мінімальні (на 57,1 %) та зменшені максимальні (на 3,6 %) і середні (на 17,8 %) значення $k_{n,пл}$.

4. В результаті аналізу кореляційних залежностей коефіцієнта відкритої пористості від густини порід встановлено, що коефіцієнти a і b у лінійному рівнянні для алевролітів ПБ ДДЗ не відрізняються, а для алевролітів ЛПП у два рази менші, ніж для аналогічних порід ЦГ ДДЗ. Для пісковиків аналогічні кореляційні залежності показують таке: коефіцієнт a для пісковиків всіх трьох районів досліджень однаковий. Коефіцієнти b у кореляційному рівнянні відрізняються для пісковиків ЦГ ДДЗ від таких же порід ПБ ДДЗ на +3 %, а ЛПП – на +15 %.

5. Встановлено, що наявна значна диференціація відносного вмісту пор різних типів у породах ЛПП та ПБ ДДЗ порівняно із вмістом пор в аналогічних породах ЦГ ДДЗ.

В алевролітах ЛПП спостерігається відносно збільшення мінімального значення вмісту надкапілярних і капілярних пор (у два рази), а субкапілярних на 7,1 %; відносно зменшення максимального значення надкапілярних (на 14,8 %), субкапілярних (на 11,2 %) та відносно збільшення капілярних (на 48,4 %). Водночас середнє значення відносного збільшення вмісту надкапілярних пор становить 10 %, капілярних – 8,3 %, а субкапілярних – навпаки, зменшення на 1,3 %.

Для пісковиків ЛПП спостерігається різноманітна картина. Відносно збільшення мінімального значення вмісту капілярних пор на 100 %, а субкапілярних – на 42,9 % за однакового вмісту надкапілярних. Для максимальних значень пісковиків ЛПП вміст: надкапілярні – відносно збільшення на 2,7 %; капілярні і субкапілярні – відносно зниження на 25 і 1 % відповідно. Водночас середнє значення відносного збільшення вмісту субкапілярних пор становить 15,3 %, відносно зменшення капілярних – 52,4 %, а надкапілярних – однакове щодо пісковиків ЦГ ДДЗ.

В алевролітах ПБ ДДЗ спостерігається відносно зменшення мінімального вмісту надкапілярних і капілярних пор, на 66,7 і 50 % відповідно, а субкапілярних – відносно збільшення у два рази; відносно зменшення максимального значення надкапілярних (на 77,8 %), капілярних (на 64,5 %), субкапілярних (на 1 %). Водночас середнє значення відносного зменшення вмісту надкапілярних пор становить 70 %, капілярних – 58,3 %, а субкапілярних – навпаки, збільшення на 17,9 %.

Для пісковиків ПБ ДДЗ спостерігається різноманітна картина. Відносно збільшення мінімального значення вмісту капілярних пор на 100 %, а субкапілярних – на 53,6 % за однакового вмісту надкапілярних. Для максимальних значень пісковиків ПБ ДДЗ вміст: надкапілярні – відносно зменшення на 51,4 %; капілярні – 37,5 % і субкапілярні – 3 %. Водночас середнє значення відносного збільшення субкапілярних пор становить 19,4 %, а відносно зменшення капілярних – 52,4 %, надкапілярних – 49,2 %.

6. Встановлено, що наявна значна диференціація коефіцієнта ефективної пористості ($k_{n,еф}$) алевролітів і пісковиків ПБ ДДЗ та пісковиків ЛПП порівняно з $k_{n,еф}$ аналогічних порід ЦГ ДДЗ.

Спостерігається відносно збільшення максимального значення $k_{n,еф}$ алевролітів ЛПП (на 27,3 %), водночас мінімальне та середнє значення цього параметра не відрізняється від $k_{n,еф}$ для алевролітів ЦГ ДДЗ. Для пісковиків спостерігається відносно зниження максимального значення $k_{n,еф}$ на 79,2 %, мінімальне значення не відрізняється, а середнє значення цього параметра зменшене на 66,7 % порівняно з такими для пісковиків ЦГ ДДЗ.

Для алевролітів ПБ ДДЗ загальною характерною відносно зменшення мінімального (на 70 %), максимального (на 54,5 %) та середнього (на 48 %) значення $k_{n,еф}$ порівняно з такими для алевролітів ЦГ ДДЗ. Пісковики ПБ ДДЗ, навпаки, мають відносно знижені максимальні (на 59,3 %) і середні (на 77,1 %) та збільшені мінімальні (на 30 %) значення $k_{n,еф}$ порівняно з такими для пісковиків ЦГ ДДЗ.

7. Встановлено значну диференціацію коефіцієнта залишкового водонасичення ($k_{зв}$) алевролітів та пісковиків ЛПП і ПБ ДДЗ порівняно з $k_{зв}$ аналогічних порід ЦГ ДДЗ.

Спостерігається відносно збільшення мінімального значення $k_{зв}$ алевролітів ЛПП (на 7,1 %) і зменшення максимального значення (на 11,2 %), водночас середнє значення цього параметра практично не відрізняється від $k_{зв}$ алевролітів ЦГ ДДЗ. Для пісковиків спостерігається відносно збільшення мінімального значення $k_{зв}$ на 42,9 % і практично незмінного максимального (зниження на 1 %), водночас середнє значення цього параметра збільшене на 15,3 % порівняно з такими для пісковиків ЦГ ДДЗ.

Для алевролітів ПБ ДДЗ загальною характерною відносно збільшення мінімального (на 100 %) і середнього (на 19,2 %) та відносно зменшення максимального значення $k_{зв}$ (на 1 %) порівняно з такими для алевролітів ЦГ ДДЗ. Подібна картина спостерігається і для пісковиків ПБ ДДЗ – відносно збільшення мінімального (на 53,6 %) і середнього (на 19,4 %) та відносно зменшення максимального значення $k_{зв}$ (на 3 %) порівняно з такими для пісковиків ЦГ ДДЗ.

8. Аналіз кореляційних залежностей $k_{n,еф}$ від $k_{зв}$ показує, що коефіцієнти a і b у лінійному рівнянні для алевролітів ПБ ДДЗ більші, ніж для аналогічних порід ЦГ ДДЗ, на 80 і 78 % відповідно, а для алевролітів ЛПП на 19 і 21 % відповідно. Для пісковиків кореляційні залежності $k_{n,еф}$ від $k_{зв}$ показують таке: коефіцієнти a і b для пісковиків ПБ ДДЗ менші, ніж для аналогічних порід ЦГ ДДЗ, на 57 і 55 % відповідно, а для пісковиків ЛПП на 72 і 33 % відповідно.

9. Встановлено, що наявна значна диференціація коефіцієнта проникності ($K_{пр}$) алевролітів та пісковиків ЛПП і ПБ ДДЗ порівняно з $K_{пр}$ аналогічних порід ЦГ ДДЗ.

Спостерігається відносне збільшення мінімального значення $K_{пр}$ алевролітів ЛПП (на 100 %), водночас максимальне значення цього параметра зменшене (на 42,9 %), а середнє також зменшене на 59,3 %. Для пісковиків спостерігається відносне зменшення мінімального, максимального і середнього значення $K_{пр}$ на 33,3, 71,5 і 61,9 % відповідно.

Для алевролітів ПБ ДДЗ загалом характерне відносне зменшення мінімального, максимального і середнього значення $K_{пр}$ на 90, 15,6 і 20,4 % відповідно. Пісковики ПБ ДДЗ також мають відносне зменшення мінімального, максимального і середнього значення $K_{пр}$ на 33,3, 10,4 і 58,7 % відповідно.

10. Таким чином, алевроліти та ущільнені пісковики досліджених площ 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.

11. Встановлені кореляційні залежності між фільтраційно-ємнісними параметрами досліджених порід – густиною, коефіцієнтом пористості, коефіцієнтом ефективної пористості та коефіцієнтом залишкового водонасичення, а також кореляційні залежності між коефіцієнтами пористості, визначеними в атмосферних та пластових умовах, можуть бути використані при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин та моделюванні фільтраційно-ємнісних параметрів ущільнених порід-колекторів досліджених площ.

Внесок авторів: Сергій Вижва – концептуалізація, методологія; Віктор Онищук – аналіз і обробка даних, написання (перегляд і редагування); Іван Онищук – методологія, валідація даних, аналіз і обробка даних, методологія, написання (оригінальна чернетка); Дмитро Онищук – програмне забезпечення, формальний аналіз; Олександр Шабатура – програмне забезпечення, формальний аналіз.

Подяки, джерела фінансування. Роботу виконано в рамках держбюджетної теми № 24БП049-01.

Список використаних джерел

- Вижва, С. А., Михайлов, В. А., Онищук, Д. І., & Онищук, І. І. (2013). Петрофізичні параметри нетрадиційних порід-колекторів Південного нафтогазового регіону. *Геоінформатика*, 3(47), 17–25. <https://www.geology.com.ua/wp-content/uploads/2015/04/4.pdf>
- 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). *Геофизический журнал*, 36, 1, 145–157. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i1.2014.116163>
- Вижва, С. А., Михайлов, В. А., & Онищук, І. І. (2017). Петрофизические особенности пород майкопской серии Крымско-Черноморского региона. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 79, 12–20. <https://doi.org/10.17721/17282713.79.02>
- 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. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.83.04>
- Вижва, С. А., Орлюк, М. І., Онищук, І. І., Друкаренко, В. В., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2019). Петрофізичні параметри порід візейського ярусу Лохвицької зони Дніпровсько-Донецької западини. *Геофизический журнал*, 41, 4, 145–160. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177380>
- 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 нафтогазового 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., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2021). Фільтраційно-ємнісні параметри ущільнених порід північної приобортової зони Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3(94), 37–45. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.94.04>

Вижва, С. А., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2022а). Колекторські властивості глибокозатверднених ущільнених порід карбону центрального грабена ДДЗ. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(96), 11–19. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.96.02>

Вижва, С. А., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2022б). Фільтраційно-ємнісні параметри ущільнених теригенних порід кембрію східного схилу Львівського палеозойського прогину. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3(98), 33–41. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.98.04>

Дортман, Н. Б. (1992а) Петрофизика. Справочник. Ч. 1. Недра.

Дортман, Н. Б. (1992б) Петрофизика. Справочник. Ч. 2. Недра.

ДСТУ 41-00032626-00-025-2000. (2001). Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. 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. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.68.09>

Маслов, Б. П., Онищук, І. І., & Шинкаренко, А. В. (2017). Моделювання нелінійних в'язко-пружних властивостей теригенно-вапняковистих 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. (2014). Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження. Книга IV. ВПЦ "Київський університет".

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

Нестеренко, М. Ю. (2010). *Петрофізичні основи обґрунтування флюїдоносності порід-колекторів*. УкрДГП.

Орлюк, М. І., & Пашкевич, І. К. (2011). Магнітна характеристика і різноманітна тектоніка земної кори Шебелинської групи газових месторождений как составная часть комплексных поисковых критериев углеводородов. *Геофизический журнал*, 33, 6, 136–151. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v33i6.2011.116799>

Орлюк, М. І., & Друкаренко, В. В. (2013) Физические параметры пород осадочного чехла северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины. *Геофизический журнал*, 35, 2, 127–136. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i2.2013.111356>

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

Пашкевич, І. К., Орлюк, М. І., & Лебедь, Т. В. (2014). Магнітна неоднорідність, різноманітна тектоніка консолидированої земної кори і нефтегазоносность Днепровско-Донецкого авлакогена. *Геофизический журнал*, 36, 1, 64–80. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i1.2014.116163>

Рибалка, С., & Карпенко, О. (2016). Колекторські 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>

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

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

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 hlynko-solohivskiy oil-and-gas region. *Geodynamics*, 2(25), 71–88. <https://doi.org/10.23939/jgd2018.02.071>

Orlyuk, M., Drukarenko, V., & Onyshchuk, I. (2018b). Physical properties of deep reservoirs of the Glynko-Solohivskiy oil and gas region. *XII Міжнародна наукова конференція "Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища" 13–16 листопада 2018 р., Київ, Україна.*

Orlyuk, M. I., Marchenko, A. V., & Bakarjewa, M. I. (2021). Geomagnetic field of the western region of Ukraine in connection with the fracture-block

tectonics and hydrocarbon deposits//XXth International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects. 11–14 May, Kyiv, Ukraine. Paper 21067_ENG. Conference CD-ROM Proceedings. PP.186–192. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521067>

Vyzhva, S., Maslov, B., Onyshchuk, I., & Kozionova, O. (2019). Hydraulic fracture crack propagation modeling in multi-component nonelastic geological media. *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. <https://doi.org/10.18668/NG.2017.02.03>

References

Dortman, N. B. (Ed.). (1992a). *Petrophysics. Handbook* (Vol. 1). Nedra [in Russian].

Dortman, N. B. (Ed.). (1992b). *Petrophysics. Handbook* (Vol. 2). Nedra [in Russian].

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*, 19 p. [in Ukrainian].

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

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), pp. 71–76. <https://doi.org/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. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.68.09> [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., 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].

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

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

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. *Geophysical journal*, 33, 6, 136–151. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v33i6.2011.116799> [in Russian].

Orlyuk, M. I., & Drukarenko, V. V. (2013). Physical parameters of rocks sedimentary cover of the northwestern part of the Dnieper-Donets depression. *Geophysical journal*, 35, 2, 127–136. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i2.2013.111356> [in Russian].

Orlyuk, M., Drukarenko, V., & Onyshchuk, I. (2018a). Physical properties of deep reservoirs of the Glinso-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., & Drukarenko, V. V. (2018). Prediction of pathways and places of accumulation for hydrocarbons of the Cherniv segment of the Dnieper-Donets aulacogene in relation to magnetic heterogeneity. *Geophysical journal*, 40, 2, 123–140. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.12893> [in Ukrainian].

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 Hlynso-Solokhivskiy oil-and-gas region. *Geodynamics*, 2(25), 71–88. <https://doi.org/10.23939/jgd2018.02.071>

Orlyuk, M. I., Marchenko, A. V., & Bakarjieva, M. I. (2021). Geomagnetic field of the western region of Ukraine in connection with the fracture-block tectonics and hydrocarbon deposits//XXth International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects. 11–14 May, Kyiv, Ukraine.

Paper 21067_ENG. Conference CD-ROM Proceedings. PP.186–192. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521067>

Paskevich, I. K., Orlyuk, M. I., & Lebed, T. V. (2014). Magnetic data, fault tectonics of consolidated earth crust and oil-and-gas content of the Dnieper-Donets avlakogen. *Geophysical journal*, Vol. 36, No 1, 64–80. <https://journals.uran.ua/geofizicheskiy/article/view/116150/110237> [in Russian].

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), pp. 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].

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2009). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport (2th Edition)*. (M.D. Ugllov, Trans.). Premium Engineering. (Original work published 2004) [in Russian].

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. <https://www.geology.com.ua/wp-content/uploads/2015/04/4.pdf> [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. *Geophysical journal*, 36, 2, 145–157. <https://journals.uran.ua/geofizicheskiy/article/view/116163/110243> [in Ukrainian].

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. <https://doi.org/10.17721/17282713.79.02> [in Russian].

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. <https://doi.org/10.18668/NG.2017.02.03>

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. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.83.04> [in Ukrainian].

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Orlyuk, M., Drukarenko, V., Reva, M., & Shabatura, O. (2019). Petrophysical parameters of rocks of the Vissean stage (Lokhvitsky zone of the Dnieper-Donets Depression). *Geophysical journal*, 41, 4, 145–160. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177380> [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, V., Onyshchuk, I., Oliinyk, O., Reva, M., & Shabatura, O. (2020). Lower permian carbonate deposits reservoir parameters of western part of Hlynso-Solohivska 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., 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., Onyshchuk, I., Reva, M., & Shabatura, O. (2022a). Reservoir properties of deep-seated consolidated rocks of carboniferous period of the central graben of the Dnieper-Donetsk depression. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*, 1(96), 11–19. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.96.02> [in Ukrainian].

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Reva, M., & Shabatura, O. (2022b). Reservoir properties of consolidated terrigenous rocks of cambrian period of the eastern slope of the Lviv paleozoic depression. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*, 3(98), 33–41. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.98.04> [in Ukrainian].

Отримано редакцією журналу / Received: 15.09.24

Прорецензовано / Revised: 27.10.24

Схвалено до друку / Accepted: 20.12.24

Serhii VYZHVA¹, DSc (Geol.), Prof.
ORCID ID: 0000-0003-4091-6649
e-mail: s.vyzhva@knu.ua

Viktor ONYSHCHUK¹, PhD (Geol.), Assoc. Prof.
ORCID ID: 0000-0002-2301-2202
e-mail: viktor.onyshchuk@knu.ua

Dmytro ONYSHCHUK^{1,2}, PhD (Geol.),
ORCID ID: 0009-0000-7592-2104
e-mail: boenerges@ukr.net

Ivan ONYSHCHUK¹, PhD (Geol.), Senior Researcher
ORCID ID: 0009-0004-0186-7578
e-mail: ivan.onyshchuk@knu.ua

Oleksandr SHABATURA¹, DSc (Geol.)
ORCID ID: 0000-0003-0810-3701
e-mail: oshabatura@knu.ua

¹Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

²Alcon Ukraine LLC, Kyiv, Ukraine

COMPARATIVE ANALYSIS OF RESERVOIR PROPERTIES OF CONSOLIDATED TERRIGENOUS ROCKS OF DNIEPER-DONETSK DEPRESSION OF THE EASTERN SLOPE OF THE LVIV PALEOZOIC DEPRESSION

Background. The paper concerned the results of comparative analysis of the reservoir properties of consolidated terrigenous Carboniferous rocks of the northern and central graben of the Dnieper-Donetsk depression and the Cambrian of the Lviv Paleozoic downfold of promising hydrocarbons areas. The purpose of the research was to study and compare the petrophysical parameters of consolidated reservoir rocks of the studied areas as the basis of a comprehensive analysis of their physical properties.

Methods. Determination of dry-bulk density of samples by their weighing and measuring their geometric dimensions. The method of hydrostatic weighing of the samples (saturated by model of the reservoir water) was used. Digital analytical scales (accuracy $\pm 0,001$ g) were used to determine the weight of samples. The open porosity factor was determined by the gas volumetric method and by the method of hydrostatic weighing according to the standard method. Capillametric studies were performed by centrifugation of samples. To establish correlation between the capacitive, electrical and acoustic parameters of rocks in atmospheric and reservoir conditions, a complex of petrophysical studies with physical modeling of formation conditions was performed.

Results. 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 reservoir properties of rocks, and their comparison. On the basis of capillarimetric research, an evaluation of the structure of the void space of rocks was made.

Conclusions. The correlation analysis has allowed establishing a series of empirical relationships between the reservoir parameters (density, effective porosity factor and residual water saturation factor) and, also, determining correlation dependences between porosity coefficients measured in atmospheric and reservoir conditions. There are their comparison characteristics. 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.

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

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.