

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 ОНИЩУК², 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. Стаття присвячена висвітленню результатів 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. Капілярометричні дослідження виконувалися шляхом центрифугування зразків. 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.

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

В статті наведені межі змін та середні значення фільтраційно-ємнісних параметрів досліджених порід, а також їх порівняння. Виконана оцінка структури пустотного простору порід та їх аналіз на основі капілярнометричних 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. Поклади вуглеводнів в ущільнених колекторах займають особливе місце серед нетрадиційних джерел видобутку нафти та газу. Вони представлені слабкопроникними, 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 рази перевищувати ресурси традиційного типу (Михайлов та ін., 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 перспективність цих відкладів. З багатих органікою ущільнених порід можна добувати газ у великих обсягах і з економічно прийнятною при нинішніх умовах собівартістю.

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

При вивченні 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.

В статті висвітлені фільтраційно-ємнісні параметри та їх порівняння ущільнених порід, представлених низькопористими пісковиками і алевролітами східного схилу Львівського палеозойського прогину (ЛПП) та Дніпровсько-Донецької впадини (північний борт та центральний грабен). 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., 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. При цьому петрофізичні параметри порід і кореляційні залежності між ними, мають досить виражений індивідуальний характер стосовно кожної ділянки досліджень. Таким чином, 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.

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 та кореляційних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами для конкретних площ і утворень. Така ситуація виникла тому, що до недавнього часу петрофізичні дослідження були направлені, в основному, на вивчення порід-колекторів традиційних джерел вуглеводнів і петрофізичні параметри ущільнених порід є слабо вивченими або не вивченими.

Мета досліджень. Метою даних досліджень було порівняння петрофізичних властивостей ущільнених теригенних порід-колекторів карбону перспективних ділянок Дніпровсько-Донецької впадини – північний борт (ПБ ДДЗ) та центральний грабен (ЦГ ДДЗ) і відкладів кембрію східного схилу Львівського палеозойського прогину (ЛПП), 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 є основою 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 виконані у НДЛ теоретичної і прикладної геофізики ННІ «Інститут геології» КНУ імені Тараса Шевченка. Комплексні лабораторні петрофізичні дослідження виконані за єдиною методикою, що дозволило здійснити адекватне порівняння їх результатів. Комплекс петрофізичних досліджень включав визначення: густини порід; відкритої та ефективної пористості; структури капілярного простору; проникності; питомого електричного опору; швидкості пружних хвиль в атмосферних і пластових умовах. Усі лабораторні дослідження виконувались відповідно до діючих нормативних документів.

У даній статті наведено результати комплексних досліджень петрофізичних властивостей колекцій зразків порід Львівського палеозойського прогину і Дніпровсько-Донецької западини (північний борт та центральний 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 ЛПП 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: Західно-Шебелинська (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 (насичувалися моделлю пластової води – розчином NaCl) – застосовувався метод гідростатичного зважування за стандартною методикою попередньо насичених зразків (Дортман, 1992 а, б; Інструкція ..., 1977; Туаб, & 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 (Породы..., 1985; Рудько, 2005). Обертова швидкість ротора центрифуги змінювалась від 1000 до 6000 об/хв із кроком 1000 об/хв, при цьому 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 виконаний комплекс петрофізичних досліджень із фізичним моделюванням пластових умов.

Результати

Аналіз даних лабораторних досліджень. В статті висвітлені результати виконаних комплексних лабораторних досліджень, визначено петрофізичні параметри ущільнених порід Львівського палеозойського прогину, північного борту і центрального грабену ДДЗ. В якості стандарту для порівняння використані петрофізичні параметри ущільнених порід центрального грабену ДДЗ, як найбільш глибокозанурених.

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

Густина. За результатами лабораторних визначень густини порід Львівського палеозойського прогину встановлено, що цей параметр сухих порід змінюється для: алевролітів від 2506 кг/м^3 до 2750 кг/м^3 (середнє значення 2629 кг/м^3), а пісковиків – від 2336 кг/м^3 до 2656 кг/м^3 (середнє значення 2524 кг/м^3). Густина порід, насичених моделлю пластової води, варіює в межах для: алевролітів – від 2516 кг/м^3 до 2754 кг/м^3 (середнє значення 2648 кг/м^3), а пісковиків – від 2456 кг/м^3 до 2670 кг/м^3 (середнє значення 2573 кг/м^3). Уявна мінералогічна густина алевролітів змінюється від 2623 до 2760 кг/м^3 (середнє значення 2685 кг/м^3), а пісковиків – від 2605 кг/м^3 до 2706 кг/м^3 (середнє значення 2650 кг/м^3).

Результати лабораторних визначень густини сухих порід північного борту ДДЗ показали, що цей параметр змінюється для: алевролітів від 2232 кг/м^3 до 2718 кг/м^3 (середнє значення 2573 кг/м^3), а пісковиків – від 2425 кг/м^3 до 2673 кг/м^3 (середнє значення 2555 кг/м^3). Густина порід, насичених моделлю пластової води, варіює в межах для: алевролітів – від 2430 кг/м^3 до 2727 кг/м^3 (середнє значення 2622 кг/м^3), а пісковиків – від 2482 кг/м^3 до 2688 кг/м^3 (середнє значення 2599 кг/м^3). Уявна мінералогічна густина алевролітів змінюється від 2645 до 2740 кг/м^3 (середнє значення 2683 кг/м^3), а пісковиків – від 2629 кг/м^3 до 2730 кг/м^3 (середнє значення 2664 кг/м^3).

За результатами лабораторних визначень густини порід центрального грабену ДДЗ встановлено, що цей параметр сухих порід змінюється для: алевролітів від 2535 кг/м^3 до 2698 кг/м^3 (середнє значення 2652 кг/м^3), а пісковиків – від 2397 кг/м^3 до 2663 кг/м^3 (середнє значення 2530 кг/м^3). Густина порід, насичених моделлю пластової води, варіює в межах для: алевролітів – від 2537 кг/м^3 до 2705 кг/м^3 (середнє значення 2673 кг/м^3), а пісковиків – від 2500 кг/м^3 до 2680 кг/м^3 (середнє значення 2589 кг/м^3). Уявна мінералогічна густина алевролітів змінюється від 2586 до 2730 кг/м^3 (середнього значення 2699 кг/м^3), а пісковиків – від 2587 кг/м^3 до 2754 кг/м^3 (середнього значення 2670 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	Львівський палеозойський прогин			Північний борт ДДЗ			Центральний грабен ДДЗ		
		Густина (сухи), кг/м^3	Густина (насич. NaCl), кг/м^3	Уявна густина мінералогічна, кг/м^3	Густина (сухи), кг/м^3	Густина (насич. NaCl), кг/м^3	Уявна густина мінералогічна, кг/м^3	Густина (сухи), 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

В таблиці 2 наведені результати порівняння значень густинних параметрів досліджених порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ з відповідними породами центрального грабену ДДЗ.

Таблиця 2

*Порівняння значень густинних параметрів порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ з відповідними породами 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 у порівнянні з породами центрального грабену ДДЗ у %.

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

У порівнянні з аналогічними породами 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 знижене (на 3 %). Для пісковиків в сухому стані ЛПП спостерігається зниження мінімальних значень (на 2,5 %).

Пористість. Виділяють загальну, відкриту та ефективну пористість (Дортман, 1992 а, б; Інструкція ..., 1977; Туаб, & 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 у породі. Окрім того, важливими властивостями порід-колекторів є структура їх пустотного простору та вміст залишкової води, а також звивистість порових каналів. Лабораторні визначення цих параметрів дозволяє отримати інформацію про катагенетичні і діагенетичні процеси та про механізми, які діяли під час транспортування й відкладення осадового матеріалу, ущільнення й деформації осадків (Туаб, & 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 наведені у таблиці 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_{pe}	Коефіцієнт пористості в пласт., ум., $k_{n,пп}$	Коефіцієнт відкритої пористості, k_p		Коефіцієнт ефективної пористості в пласт., ум., $k_{n,пп}$	Коефіцієнт пористості в пласт., ум., $k_{n,пп}$	Коефіцієнт відкритої пористості, k_p		Коефіцієнт ефективної пористості, k_{pe}	Коефіцієнт пористості в пласт., ум., $k_{n,пп}$
		насич. азотом	насич. NaCl			насич. азотом	насич. NaCl			насич. азотом	насич. NaCl		
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).

В таблиці 4 наведені результати порівняння значень ємнісних параметрів досліджених порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ з відповідними породами центрального грабену ДДЗ.

Таблиця 4

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

Порода	Значення параметра	Львівський палеозойський прогин				Північний борт ДДЗ			
		Коефіцієнт відкритої пористості, k_n		Коефіцієнт ефективної пористості, k_{pe} , %	Коефіцієнт пористості в пласт. ум., $k_{n,пл}$, %	Коефіцієнт відкритої пористості, k_n		Коефіцієнт ефективної пористості, k_{pe} , %	Коефіцієнт пористості в пласт. ум., $k_{n,пл}$, %
		насич. азотом, %	насич. NaCl, %			насич. азотом, %	насич. NaCl, %		
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

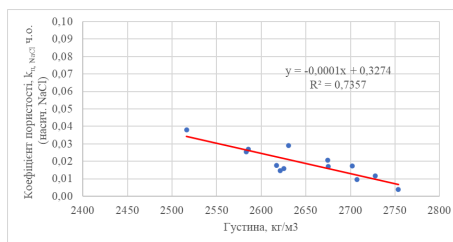
Примітка: *у таблиці плюсові значення означають відносне збільшення, а мінусові – відносне збільшення відповідного параметра у порівнянні з породами центрального грабена ДДЗ у %.

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

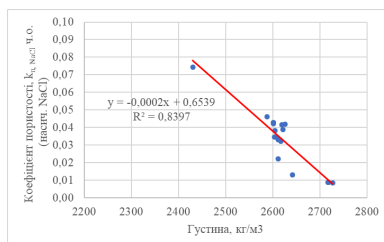
Для алевролітів ЛПП спостерігається відносне зменшення мінімального і максимального значення коефіцієнта відкритої пористості, визначеного насиченням азотом і водою в інтервалі 25–50 % і 32,9 %–20,8 % відповідно, при цьому середнє значення цих параметрів збільшене на 4,3–5,6 %, у порівнянні з алевролітами ЦГ ДДЗ. Для пісковиків також спостерігається відносне зменшення мінімального значення k_n (на 48,1 %–7,1 %). Відносне зменшення максимального значення k_n для алевролітів насичених азотом складає 12 %, а насичених водою – практично не відрізняється. При цьому середнє значення цього параметра зменшене на 11,3–20 % у порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ (табл. 4).

Для алевролітів ПБ ДДЗ в цілому 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 % в порівнянні з алевролітами 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 %) у порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ (табл. 4).

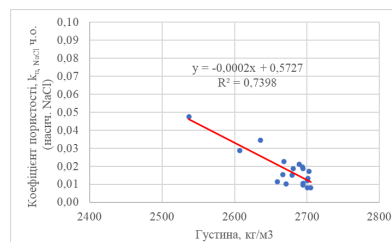
У результаті аналізу отриманих даних також встановлені кореляційні залежності між густиною досліджених порід (σ) та їх коефіцієнтом відкритої пористості ($k_{n,NaCl}$), які описуються лінійними функціями, графіки яких представлені на рисунках 1 (алевроліти) та 2 (пісковики).



а)

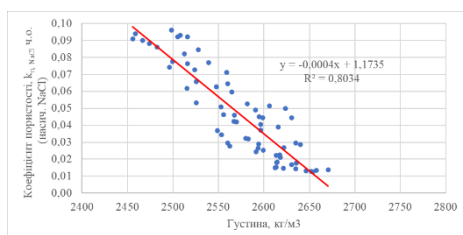


б)

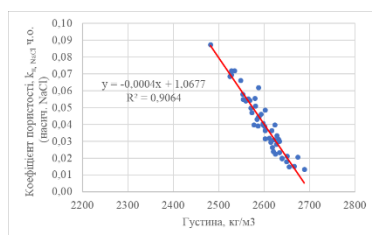


в)

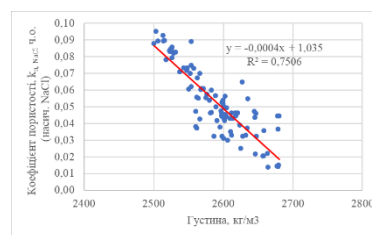
Рис. 1. Залежність коефіцієнта відкритої пористості порід ($k_{n,NaCl}$), визначеного методом насичення розчином NaCl, від густини (σ) для алевролітів: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ



а)



б)



в)

Рис. 2. Залежність коефіцієнта відкритої пористості порід ($k_{n,NaCl}$), 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 2 рази менші ніж для аналогічних порід ЦГ ДДЗ. Для пісковиків аналогічні кореляційні залежності коефіцієнта відкритої пористості порід від густини (рис. 2) показують наступне. Коефіцієнти **а** для пісковиків всіх трьох районів досліджень однаковий. Коефіцієнти **в** у кореляційному рівнянні відрізняються для пісковиків ЦГ ДДЗ від таких же порід ПБ ДДЗ на +3 %, а ЛПП – на +15 %.

Структура пустотного простору порід у значній мірі визначається: розмірами, формою й окатаністю зерен, їх сортуванням, орієнтуванням та типом упаковки, а також хімічним складом (Дортман, 1992 а, б; Інструкція ..., 1977; Туаб, & Дональдсон, 2009). 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 наведені в таблиці 5.

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

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

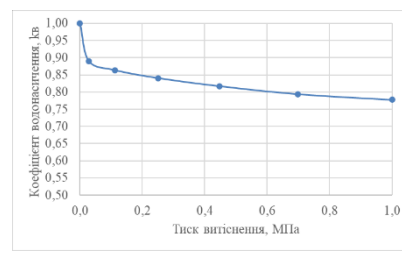
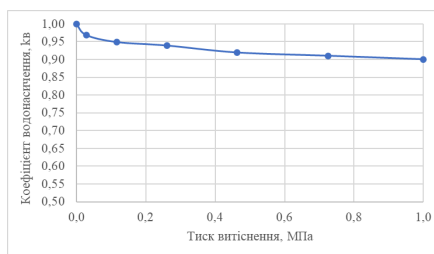
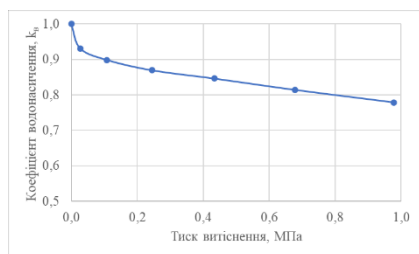


Рис. 3. Типові криві капілярного тиску для алевролітів: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

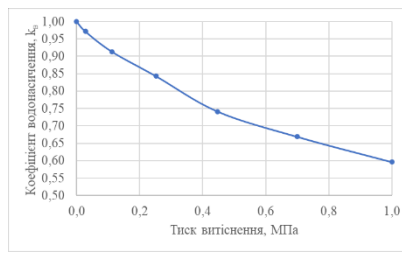
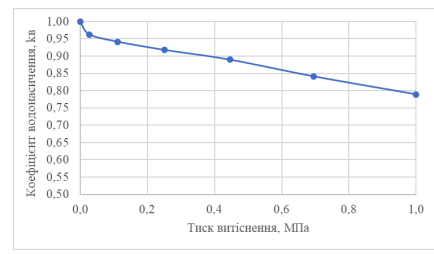
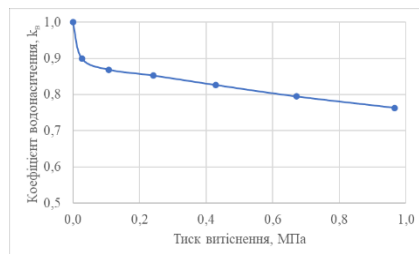


Рис. 4. Типові криві капілярного тиску для пісковиків: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

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 визначений 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 установлено, 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 по залишковому водонасиченню, 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 капіляриметричних досліджень виконана оцінка 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) наведені в таблиці 5. Слід відзначити, що субкапілярні пори участі у фільтрації флюїдів не беруть і, як правило, заповнені залишковою водою. Натомість, флюїди зосереджені у надкапілярних і капілярних порових каналах, можуть брати участь у фільтраційних процесах.

У результаті лабораторних капіляриметричних досліджень встановлено, що поровий простір досліджених порід Львівського палеозойського прогину має наступну 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 наступну 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 наступну 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.

В таблиці 6 наведені результати порівняння параметрів пустотного простору досліджених порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ з відповідними породами центрального грабену ДДЗ.

Таблиця 6

***Порівняння параметрів пустотного простору порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ з відповідними породами 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 і	капілярні і	субкапілярні і		надкапілярні і	капілярні і	субкапілярні і	
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 у порівнянні з породами центрального грабена ДДЗ у %.

Аналіз матеріалів капіляриметричних досліджень показує, що наявна значна диференціація відносного вмісту пор різних типів в породах ЛПП та ПБ ДДЗ у порівнянні з аналогічними породами ЦГ ДДЗ (табл. 6).

У 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 %). При цьому середнє значення відносного збільшення вмісту надкапілярних пор становить 10 %, капілярних – 8,3 %, а субкапілярних – навпаки, зменшення на 1,3 % відносно 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 % при однаковому вмісту надкапілярних. Для максимальних значень пісковиків ЛПП: надкапілярні – відносне збільшення на 2,7 %; капілярні і субкапілярні – відносне зниження на 25 % і 1 % відповідно, у порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ. При цьому середнє значення відносного збільшення субкапілярних пор становить 15,3 %, відносне зменшення капілярних – 52,4 %, а надкапілярних – однакове відносно пісковиків ЦГ ДДЗ (табл. 6).

У алевролітах ПБ ДДЗ спостерігається відносне зменшення мінімального значення вмісту надкапілярних і капілярних пор, відповідно на 66,7 % і 50 %, а субкапілярних – відносне збільшення у два рази; відносне зменшення максимального значення надкапілярних (на 77,8 %), капілярних (на 64,5 %), субкапілярних (на 1 %). При цьому середнє значення відносного зменшення вмісту надкапілярних пор становить 70 %, капілярних – 58,3 %, а субкапілярних – навпаки, збільшення на 17,9 % відносно 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 % при однаковому вмісті надкапілярних. Для максимальних значень пісковиків ПБ ДДЗ вміст: надкапілярні – відносне зменшення на 51,4 %; капілярні – 37,5 % і субкапілярні – 3 % у порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ. При цьому середнє значення відносного збільшення субкапілярних пор

становить 19,4 %, а відносне зменшення капілярних – 52,4 %, а надкапілярних – 49,2 % відносно пісковиків ЦГ ДДЗ (табл. 6).

Аналіз отриманих матеріалів показує, що наявна значна диференціація коефіцієнта залишкового водонасичення ($k_{зв}$) алевролітів та пісковиків ЛПП і ПБ ДДЗ у порівнянні з аналогічними породами ЦГ ДДЗ (табл. 6).

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

Для алевролітів ПБ ДДЗ в цілому характерне відносне збільшення мінімального (на 100 %) і середнього (на 19,2 %) та відносне зменшення максимального (на 1 %) значення коефіцієнта залишкового водонасичення у порівнянні з алевролітами ЦГ ДДЗ. Схожа 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 у порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ (табл. 6).

Аналіз отриманих матеріалів показує, що наявна значна диференціація коефіцієнта ефективної пористості алевролітів та пісковиків ПБ ДДЗ та пісковиків ЛПП в порівнянні з аналогічними породами ЦГ ДДЗ (табл. 4).

Спостерігається відносне збільшення максимального значення коефіцієнта ефективної пористості алевролітів ЛПП (на 27,3 %), при цьому мінімальне та середнє значення цього параметра не відрізняється від 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 % в порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ (табл. 4).

Для алевролітів ПБ ДДЗ в цілому характерне відносне зменшення мінімального (на 70 %), максимального (на 54,5 %) та середнього (на 48 %) значення коефіцієнта ефективної пористості у порівнянні з алевролітами ЦГ ДДЗ. Пісковики ПБ ДДЗ, навпаки, мають відносно знижені максимальні (на 59,3 %) і середні (на 77,1 %) та збільшені мінімальні (на 30 %) значення коефіцієнта ефективної пористості у порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ (табл. 4).

Встановлені кореляційні залежності між коефіцієнтом залишкового водонасичення ($k_{зв}$) і коефіцієнтом ефективної пористості порід ($k_{п,еф}$), що мають лінійний характер, графіки яких, представлені на рисунках 5 (алевроліти) та 6 (пісковики). З досвіду петрофізичних досліджень, слід відзначити, що кореляційні залежності між $k_{зв}$ і $k_{зв}$ порід-колекторів, як правило, є нестійкими, а в деяких випадках їх не вдається установити взагалі.

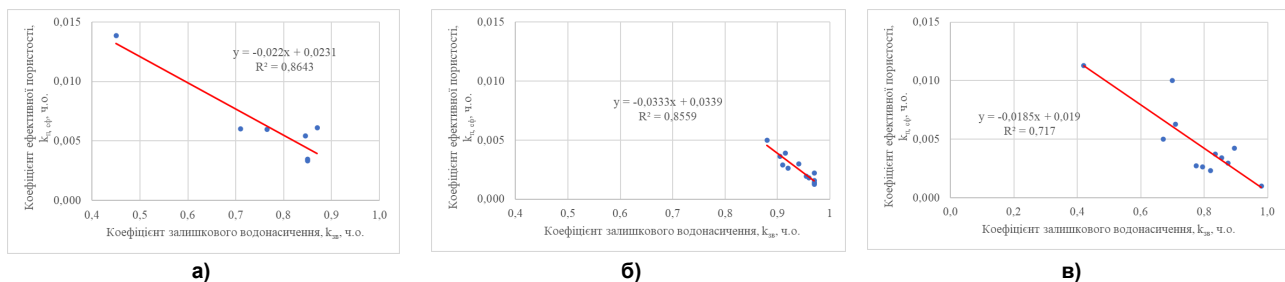


Рис. 5. Залежність коефіцієнта ефективної пористості ($k_{п,еф}$) від коефіцієнта залишкового водонасичення ($k_{зв}$) для алевролітів: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

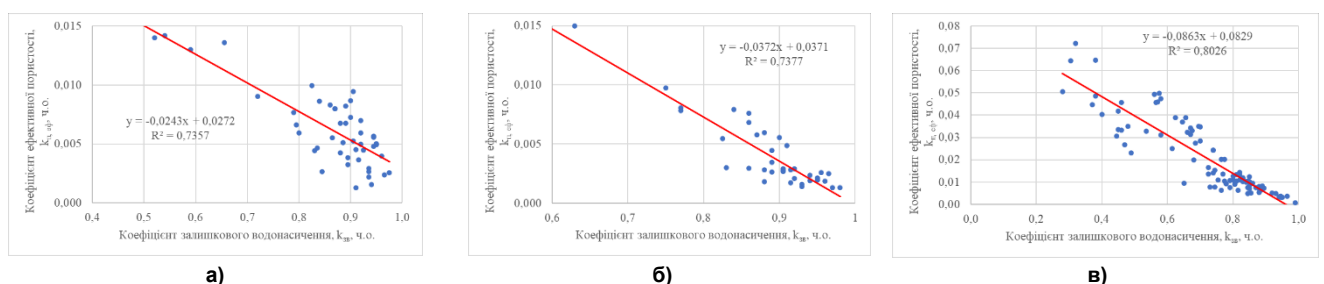


Рис. 6. Залежність коефіцієнта ефективної пористості ($k_{п,еф}$) від коефіцієнта залишкового водонасичення ($k_{зв}$) для пісковиків: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

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

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

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

В залежності від глибини залягання порід Львівського палеозойського прогину при фізичному моделюванні пластових умов ефективний тиск $p_{еф}$ складав 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 (середнє значення 0,043), див. табл. 3.

Згідно глибини залягання досліджених порід північного борту ДДЗ при фізичному моделюванні пластових умов ефективний тиск $p_{\text{еф}}$ складає 41–55 МПа, а температура t змінювалась в межах 94–126 °С. Аналіз результатів лабораторних досліджень пористості порід у змодельованих пластових умовах установив, 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, в залежності від глибини залягання порід центрального грабена ДДЗ ефективний тиск $p_{\text{еф}}$ складає 60–70 МПа, а температура t змінювалась в 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.

В 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 при зміні атмосферних умов на пластові ($\epsilon = (k_n - k_{n,пл})/k_n \cdot 100\%$) складає: 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 при зміні атмосферних умов на пластові досліджених порід північного борту ДДЗ складає: 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 при зміні атмосферних умов на пластові складає: для алевролітів від 10 % до 26,6 % (середнє значення 17,3 %), а для пісковиків – від 10 % до 23,2 % (середнє значення 15,3 %).

У таблиці 4 наведені результати порівняння коефіцієнта пористості в пластових умовах досліджених порід Львівського палеозойського прогину і північного борту ДДЗ з відповідними породами центрального грабену ДДЗ.

Аналіз отриманих матеріалів показує, що наявна значна диференціація коефіцієнта пористості в пластових умовах алевролітів та пісковиків ПБ ДДЗ та пісковиків ЛПП у порівнянні з аналогічними породами ЦГ ДДЗ (табл. 4).

Спостерігається відносне зменшення мінімального значення коефіцієнта пористості в пластових умовах алевролітів ЛПП (на 57,1 %), при цьому 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 % в порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ (табл. 4).

Для алевролітів ПБ ДДЗ в цілому характерне відносне збільшення максимального (на 71,4 %) та середнього (на 100 %) значення коефіцієнта пористості в пластових умовах, при цьому мінімальне значення цього параметра не відрізняється, у порівнянні з алевролітами 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, у порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ (табл. 4).

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

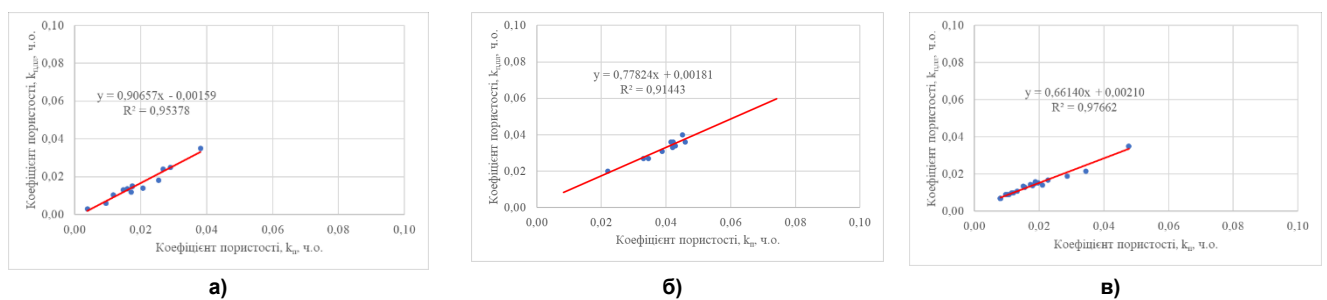


Рис. 7. Кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості у атмосферних (k_n) і пластових ($k_{n,пл}$) умовах для алевролітів: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

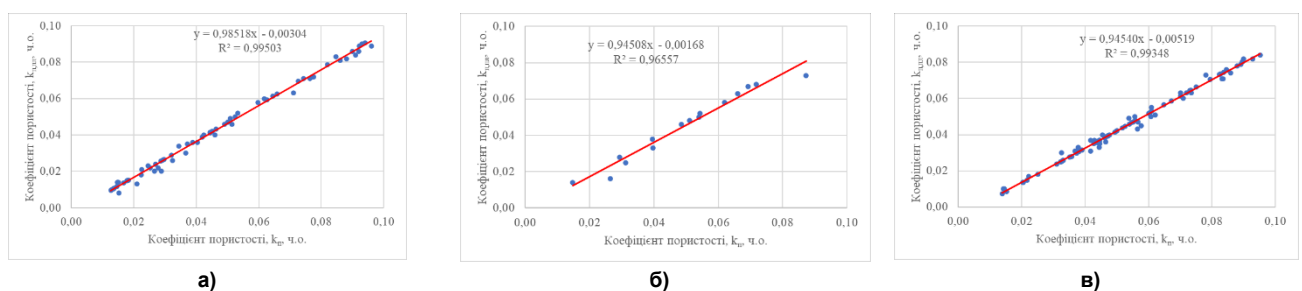


Рис. 8. Кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості у атмосферних (k_p) і пластових ($k_{p,пл}$) умовах для пісковиків: а) ЛПП; б) ПБ ДДЗ; в) ЦГ ДДЗ

Аналіз кореляційних залежностей коефіцієнта пористості в пластових умовах ($k_{p,пл}$) від коефіцієнта пористості в атмосферних умовах (k_p) (рис. 7) показує, що коефіцієнт a у лінійному рівнянні для алевролітів ПБ ДДЗ і ЛПП більший, відповідно, на 17,7 % і 37,1 %, а коефіцієнт b менший, відповідно, на 13,8 % і 24,3 % 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 наступне. Коефіцієнт a для пісковиків ПБ ДДЗ практично однаковий, а для пісковиків ЛПП більший на 4,2 % ніж для аналогічних порід ЦГ ДДЗ. Коефіцієнт b менший, відповідно, на 67,6 % і 41,4 %.

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 (Туаб, & 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 усіх трьох фаз завжди менша абсолютної проникності.

За літературними даними, коефіцієнт проникності порід-колекторів нафти і газу змінюється у діапазоні від 0,1 до 1000 фм², інколи й більше. Клас колектора обумовлюється 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 (Туаб, & Доналдсон, 2009). Породи, що мають проникність нижче 1 фм², вважаються ущільненими. Низька проникність властива алевролітам, аргілітам, ущільненим газонасним пісковикам та матриці вапняків. Швидкість руху флюїду у продуктивному пласті визначає технологію видобутку вуглеводнів. Промислова розробка газонасних 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). У таблиці 7 наведені межі змін і середні значення коефіцієнтів проникності алевролітів і ущільнених пісковиків.

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

У результаті аналізу результатів лабораторних досліджень коефіцієнта проникності порід ЛПП встановлено, що цей параметр змінюється: для аргілітів від 0,0001 фм² до 2,927 фм² за його середнього значення 0,545 фм², а для пісковиків від 0,002 фм² до 4,689 фм² за його середнього значення 0,191 фм².

Коефіцієнт проникності порід ПБ ДДЗ змінюється: для аргілітів від 0,002 фм² до 1,981 фм² за його середнього значення 0,279 фм², а для пісковиків від 0,002 фм² 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 фм² до 3,467 фм² за його середнього значення 0,685 фм², а для пісковиків від 0,003 фм² до 5,232 фм² за його середнього значення 0,462 фм².

У таблиці 8 наведені результати порівняння коефіцієнта проникності досліджених порід ЛПП і ПБ ДДЗ з відповідними породами ЦГ ДДЗ.

Таблиця 8

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

Порода	Значення параметра	Львівський палеозойський прогин	Північний борт ДДЗ
		відмінність коефіцієнта проникності, %	відмінність коефіцієнта проникності, %
Алевроліт и	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 у порівнянні з породами центрального грабена ДДЗ у %.

Аналіз отриманих матеріалів показує, що наявна значна диференціація коефіцієнта проникності алевролітів і пісковиків ЛПП та ПБ ДДЗ у порівнянні з аналогічними породами ЦГ ДДЗ (табл. 8).

Спостерігається відносне збільшення мінімального значення коефіцієнта проникності алевролітів ЛПП (на 100 %), при цьому 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 на 33,3 %, 71,5 % і 61,9 %, відповідно, у порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ (табл. 8).

Для алевролітів ПБ ДДЗ в цілому характерне відносне зменшення мінімального, максимального і середнього значення коефіцієнта проникності на 90 %, 15,6 % і 20,4 %, відповідно, у порівнянні з алевролітами ЦГ ДДЗ. Пісковики ПБ ДДЗ, також мають відносне зменшення мінімального, максимального і середнього значення коефіцієнта проникності на 33,3 %, 10,4 % і 58,7 %, відповідно, у порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ (табл. 8).

Дискусія і висновки

Лабораторні дослідження петрофізичних властивостей низькопористих пісковиків і алевролітів є актуальними з точки зору оцінки нафтогазового потенціалу перспективних товщ ущільнених колекторів. У цій статті висвітлені 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 використані петрофізичні параметри найбільш глибокозанурених ущільнених порід центрального грабена ДДЗ:

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

У порівнянні з аналогічними породами 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 знижене (на 3 %). Для пісковиків в сухому стані ЛПП спостерігається зниження мінімальних значень (на 2,5 %).

2. Наявна значна відносна диференціація коефіцієнтів відкритої пористості (k_n) досліджених порід у порівнянні з аналогічними породами 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 відносне зниження мінімального значення k_n на 48,1 %–7,1%. Відносне зменшення максимального значення k_n для алевролітів, насичених азотом, складає 12 %, а насичених водою – практично не відрізняється. Середнє значення k_n зменшене на 11,3–20 %.

Для алевролітів ПБ ДДЗ у цілому характерне відносне 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 у порівнянні з аналогічними породами ЦГ ДДЗ.

Спостерігається відносне зменшення мінімального значення $k_{n,пл}$ алевролітів ЛПП (на 57,1 %), при цьому максимальне значення цього параметра не відрізняється, а середнє – збільшене на 14,3 %. Для пісковиків спостерігається відносне 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 в цілому характерне відносне збільшення максимального (на 71,4 %) та середнього (на 100 %) значення $k_{n,пл}$, при цьому мінімальне значення цього параметра не відрізняється. Пісковики ПБ ДДЗ, навпаки, мають відносно збільшені мінімальні (на 57,1 %) та збільшені мінімальні (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 2 рази менші ніж для аналогічних порід ЦГ ДДЗ. Для пісковиків аналогічні кореляційні залежності показують наступне. 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 в породах ЛПП та ПБ ДДЗ у порівнянні з аналогічними породами ЦГ ДДЗ.

У 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 %). При цьому 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. Відносне збільшення мінімального значення вмісту капілярних пор на 100 %, а субкапілярних – на 42,9 % при однаковому вмісті надкапілярних. Для максимальних значень пісковиків ЛПП вміст: надкапілярні – відносне збільшення на 2,7 %; капілярні і субкапілярні – відносне зниження на 25 % і 1 % відповідно. При цьому середнє значення відносного збільшення вмісту субкапілярних пор

становить 15,3 %, відносно зменшення капілярних – 52,4 %, а надкапілярних – однакове відносно пісковиків ЦГ ДДЗ.

У алевролітах ПБ ДДЗ спостерігається відносно зменшення мінімального вмісту надкапілярних і капілярних пор, відповідно на 66,7 % і 50 %, а субкапілярних – відносно збільшення у два рази; відносно зменшення максимального значення надкапілярних (на 77,8 %), капілярних (на 64,5 %), субкапілярних (на 1 %). При цьому 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 % при однаковому вмісті надкапілярних. Для максимальних значень пісковиків ПБ ДДЗ вміст: надкапілярні – відносно зменшення на 51,4 %; капілярні – 37,5 % і субкапілярні – 3 %. При цьому середнє значення відносного збільшення субкапілярних пор становить 19,4 %, а відносно зменшення капілярних – 52,4 %, а надкапілярних – 49,2 %.

6. Встановлено, що наявна значна диференціація коефіцієнта ефективної пористості ($k_{п,еф}$) алевролітів та пісковиків ПБ ДДЗ та пісковиків ЛПП у порівнянні з аналогічними породами ЦГ ДДЗ.

Спостерігається відносно збільшення максимального значення $k_{п,еф}$ алевролітів ЛПП (на 27,3 %), при цьому мінімальне та середнє значення цього параметра не відрізняється від алевролітів ЦГ ДДЗ. Для пісковиків спостерігається відносно зниження максимального значення $k_{п,еф}$ на 79,2 %, мінімальне значення не відрізняється, а середнє значення цього параметра зменшене на 66,7 % у порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ.

Для алевролітів ПБ ДДЗ в цілому характерне відносно зменшення мінімального (на 70 %), максимального (на 54,5 %) та середнього (на 48 %) значення $k_{п,еф}$ у порівнянні з алевролітами ЦГ ДДЗ. Пісковики ПБ ДДЗ, навпаки, мають відносно знижені максимальні (на 59,3 %) і середні (на 77,1 %) та збільшені мінімальні (на 30 %) значення $k_{п,еф}$ у порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ.

7. Встановлена значна диференціація коефіцієнта залишкового водонасичення ($k_{зв}$) алевролітів та пісковиків ЛПП і ПБ ДДЗ у порівнянні з аналогічними породами ЦГ ДДЗ.

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

Для алевролітів ПБ ДДЗ в цілому характерне відносно збільшення мінімального (на 100 %) і середнього (на 19,2 %) та відносно зменшення максимального значення $k_{зв}$ (на 1 %) у порівнянні з алевролітами ЦГ ДДЗ. Схожа 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 %) у порівнянні з пісковиками ЦГ ДДЗ.

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

9. Встановлено, що наявна значна диференціація коефіцієнта проникності ($k_{пр}$) алевролітів та пісковиків ЛПП і ПБ ДДЗ у порівнянні з аналогічними породами ЦГ ДДЗ.

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

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

10. Таким чином, алевроліти і 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.

Робота виконана в рамках держбюджетної теми №24БП049-01.

Внесок авторів: Сергій Вижива – концептуалізація, методологія; Віктор Онищук – аналіз і обробка даних, написання (перегляд і редактування); 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.

Список використаних джерел

- Вижива, 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>
- Вижива, 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>
- Вижива, 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 Рунощинської 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, 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. 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 прибережної 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. (2022a). Колекторські властивості глибокозанурених 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. (2022b). 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. (1992a) Петрофизика. Справочник. ч.1. Недр.
- Дортман, Н. Б. (1992b) Петрофизика. Справочник. ч.2. Недр.
- ДСТУ 41-00032626-00-025-2000. (2001). Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. Київ: Мінекоресурсів України.
- Карпенко, О., Башкиров, 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. 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».
- Нестеренко, М. Ю. (2010). Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. Київ: УкрДГРІ.
- Орлюк, М. І., & Пашкевич, І. К. (2011). Магнитная характеристика и разломная тектоника земной коры Шебелинской группы газовых 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). Магнитная неоднородность, разломная тектоника консолидированной земной коры и 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/gd2023.01.080>
- 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/gd2018.02.071>
- 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 Glynko-Solohivskiy petroleum region. Geodynamics, 1(34), 80–96. <https://doi.org/10.23939/gd2023.01.080>
- 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, Vol. 33, No 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*, Vol. 35, No 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 Glinsko-Solokhivsky oil and gas region. XII International Conference «Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment», November 13–16, Kyiv, Ukraine. <https://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 Chernigiv segment of the Dnieper-Donets aulacogene in relation to magnetic heterogeneity. *Geophysical journal*, Vol. 40, No 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 Hlynko-Solokhivsky oil-and-gas region. *Geodynamics*, 2 (25), 71–88. <https://doi.org/10.23939/igd2018.02.071>
- Orlyuk, M. I., Marchenko, A. V., & Bakarjeva, 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. <https://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. Uglov, 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*, Vol. 36, No 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 Visean stage (Lokhvytsky zone of the Dnieper-Donets Depression). *Geophysical journal*, Vol. 41, No 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., Oliynyk, O., Reva, M., & Shabatura, O. (2020). Lower permian carbonate deposits reservoir parameters of western part of Hlynko-Solohivska area of Dnieper-Donets depression gas-oil-bearing district. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*, 1 (88), 25–33. <https://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. <https://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].

Надійшла до редколегії . 10.2024

Serhii VYZHVA¹, Dr. Sci. (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 ONYSHCHUK², 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, Dr. Sci. (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 DNEIPER-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 capillametric research, an evaluation of the structure of the void space of rocks was made.*

Conclusions. *The correlation analysis has allowed to establish a series of empirical relationships between the reservoir parameters (density, effective porosity factor and residual water saturation factor) and, also, to determine correlation dependences between porosity coefficients measured in atmospheric and reservoir conditions. There is 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.