ГЕОФІЗИКА

УДК 550.8.056
DOI: http://doi.org/10.17721/1728-2713.94.04

С. Вижва, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: s.vyzhva@knu.ua;
В. Онищук, канд. геол. наук, доц.,
E-mail: viktor.onyshchuk@ knu.ua;
І. Онищук, канд. геол. наук, ст. наук. співроб.,
E-mail: oivan1@ukr.net;
М. Рева, канд. фіз.-мат. наук, доц.,
E-mail: mvreva@gmail.com;
О. Шабатура, канд. геол. наук,
E-mail: dard@ukr.net
Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна

ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ПАРАМЕТРИ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД ПІВНІЧНОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

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

Присвячено результатам дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей ущільнених порід (алевролітів, низькопористих пісковиків) північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Мета досліджень – вивчення петрофізичних параметрів ущільнених порід-колекторів як основи комплексного аналізу їхніх фізичних властивостей. Дослідженню підлягали такі фільтраційно-ємнісні характеристики зразків порід, як коефіцієнт відкритої та ефективної пористості, коефіцієнт проникності та коефіцієнт залишкового водонасичення. На основі капілярометричних досліджень виконана оцінка структури пустотного простору порід. Вивчався також зв'язок густини порід з їхньою пористістю. Дослідження пористості виконувалося в атмосферних і пластових умовах.

Проведений кореляційний аналіз дозволив отримати низку емпіричних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами досліджених порід – густиною, коефіцієнтом пористості, коефіцієнтом ефективної пористості та коефіцієнтом залишкового водонасичення. Ці залежності можуть бути використані у процесі інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин і моделюванні фільтраційно-ємнісних параметрів ущільнених порід-колекторів північної прибортової зони ДДЗ.

Ключові слова: пісковики, алевроліти, фільтраційно-ємнісні параметри, густина, пористість, проникність, залишкове водонасичення, кореляційні залежності.

Постановка проблеми. Результати виконаних останнім часом досліджень свідчать, що північна прибортова зона ДДЗ є одним із перспективних районів на наявність нетрадиційних покладів вуглеводнів (сланцевий газ, газ ущільнених порід, сланцева нафта), які можуть у рази перевищувати ресурси традиційного типу (*Михайлов та ін*., *2014*).

Ущільнені породи є найбільш поширеним видом теригенних осадових порід. Вони становлять покришки над колекторами, що містять вуглеводні. У деяких районах ущільнені породи містять значну кількість органіки і можуть служити колекторами газу. На сучасному етапі у зв'язку з розширенням геологічних знань і розвитком новітніх технологій видобутку газу змінилося ставлення до цих відкладів. Установлено, що з багатих органікою ущільнених порід можна добувати газ у значних обсягах і з економічно прийнятною за нинішніх умов собівартістю.

Сьогодні в різних країнах, особливо в США й Канаді, проводяться інтенсивні роботи, спрямовані на створення ефективної технології виділення й оцінки газоносних ущільнених порід і на підвищення продуктивності свердловин. Основу цієї технології становить буріння горизонтальних свердловин, орієнтованих у напрямку, перпендикулярному мінімальній горизонтальній напрузі порід, і проведення гідророзриву в продуктивному інтервалі геологічного розрізу. Важливою частиною технології є геофізичні та петрофізичні дослідження, а також математичне моделювання, на основі яких визначаються напрямки горизонтального стовбура свердловини гідророзриву та його параметри.

Досліджувані породи представлені низькопористими пісковиками й алевролітами. Характеристика петрофізичних властивостей цих порід є одним із важливих засобів оцінки нафтогазового потенціалу перспективних товщ ущільнених колекторів, що обумовлює актуальність їхнього петрофізичного вивчення.

Аналіз публікацій за темою досліджень. Вивченню фізичних властивостей порід нафтогазоперспективних районів України присвячена низка публікацій (*Вижва та ін., 2018, 2019, 2020; Выжва и др., 2017; Vyzhva et al., 2017; Маслов та ін., 2017; Михайлов та ін., 2014, 2018; Нестеренко, 2010; Орлюк та ін., 2018; Orlyuk et al., 2018; Садівник, 2013; Федоришин та ін., 2018*) і багатьох інших авторів. Значна увага до вивчення петрофізичних характеристик геологічних утворень зумовлена тим, що петрофізичні параметри порід мають важливе значення для оцінки їхніх колекторських властивостей за даними свердловинних електрометричних та акустичних досліджень. 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 їхніх результатів.

Виділення нерозв'язаних раніше частин загальної проблеми. На сучасному етапі проблема пошуків і вивчення нетрадиційних джерел вуглеводнів на території України залишається актуальною. Під час оцінки перспективності на газ геологічних структур і комплексів, крім геолого-геометричних та економічних параметрів, важливе значення мають петрофізичні властивості гірських порід. Їх необхідно враховувати при інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень пошуково-розвідувальних свердловин, а також у процесі оцінки параметрів гідророзриву пласта.

Незважаючи на велику кількість публікацій, для низки порід-колекторів практично відсутні дані результатів їхніх лабораторних фільтраційно-ємнісних, електрометричних, акустичних досліджень та їхніх

© Вижва С., Онищук В., Онищук І., Рева М., Шабатура О., 2021

кореляційних залежностей з фільтраційно-ємнісними параметрами. Слід зазначити, що петрофізичні дослідження до недавнього часу були направлені переважно на вивчення порід-колекторів традиційних джерел вуглеводнів, і на даному етапі петрофізичні параметри ущільнених порід є маловивченими або зовсім невивченими.

Мета досліджень. Метою даних досліджень була оцінка петрофізичних параметрів ущільнених порід-колекторів нетрадиційних джерел вуглеводнів перспективних ділянок північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини як основи комплексного аналізу їхніх фізичних властивостей.

Кореляційні зв'язки між ємнісно-фільтраційними характеристиками і даними свердловинних і польових геофізичних методів є досить складними і потребують ретельного вивчення. Основою для визначення цих зв'язків є комплекс лабораторних петрофізичних досліджень. Матеріали, отримані в результаті лабораторних досліджень фільтраційно-ємнісних параметрів і густини порід, їхнього питомого електричного опору, швидкості поширення пружних хвиль у них і кореляційні зв'язки цих петрофізичних характеристик, використовуються для інтерпретації результатів електрометричних і акустичних методів досліджень свердловин, польової електророзвідки і сейсморозвідки.

Експериментальні петрофізичні дослідження. Виконаний в науково-дослідній лабораторії теоретичної і прикладної геофізики Навчально-наукового інституту "Інститут геології" КНУ імені Тараса Шевченка комплекс петрофізичних досліджень включав визначення: густини порід; відкритої та ефективної пористості; структури капілярного простору; питомого електричного опору; швидкості пружних хвиль в атмосферних і пластових умовах. Усі лабораторні дослідження виконувалися відповідно до діючих нормативних документів.

У даній статті наведено результати комплексних досліджень петрофізичних властивостей колекції із 71 зразка ущільнених порід (пісковиків і алевролітів) північного борту ДДЗ, відібраних на пошукових площах: Аксютівська (інтервал глибин 3905–4033 м); Гашинівська (інт. гл. 3398–3404 м); Дружелюбівська (інт. гл. 2852–2857 м); Євгенівська (інт. гл. 1109–1419 м); Наріжнянська (інт. гл. 3359–4186 м); Островерхівська (інт. гл. 3780–4572 м).

Методика петрофізичних досліджень. Для визначення об'ємної густини досліджених порід у сухому стані виконувалося зважування та вимірювання геометричних розмірів спеціальних лабораторних зразків циліндричної форми, а в насиченому стані застосовувався метод гідростатичного зважування за стандартною методикою попередньо насичених зразків (*Тиаб и Доналдсон, 2009; Инструкция …, 1977; Дортман, 1992 а, б*). Для визначення ваги зразків використовувалися цифрові аналітичні ваги WPS 360/c/2 (точність ±0,001 г).

Коефіцієнт відкритої пористості визначався газоволюметричним способом і ваговим методом згідно із стандартною методикою. Зразки гірських порід насичувалися моделлю пластової води – розчином NaCl з мінералізацією 180 г/л і зважувалися цифровими аналітичними вагами WPS 360/c/2. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта пористості становила 1,2 %.

Капіляриметричні дослідження виконувалися шляхом центрифугування зразків порід за допомогою центрифуги ОС-6М (*Породы…, 1985; Рудько, 2005; ДСТУ…, 2001*). Обертова швидкість ротора центрифуги змінювалася від 1000 до 6000 об/хв із кроком 1000 об/хв, при цьому тиск витіснення змінювався від 0,03 до 1 МПа.

Для встановлення кореляційного зв'язку між ємнісними, електричними та акустичними параметрами порід в атмосферних і пластових умовах виконано комплекс петрофізичних досліджень з фізичним моделюванням пластових умов (температура t = 94–126 °С; ефективний тиск $p_{еф}$ = 41–55 МПа; мінералізація пластової води М = 180 г/л).

Аналіз даних лабораторних досліджень. У результаті виконаних комплексних лабораторних досліджень визначено петрофізичні параметри ущільнених порід північного борту ДДЗ. Відомості про межі змін і середні значення петрофізичних параметрів порід, залежно від їхньої літології, наведено у відповідних таблицях.

Густина. Результати лабораторних визначень густини показали, що цей параметр у разі сухих порід змінюється: для алевролітів від 2232 кг/м^3 (алевроліт зеленувато-сірий із сидеритом) до 2718 кг/м^3 (алевроліт глинистий) за середнього значення 2573 кг/м^3; для пісковиків – від 2425 кг/м^3 (пісковик світло-сірий із жовтуватим відтінком середньозернистий кварцовий) до 2673 кг/м^3 (пісковик сірий дрібнозернистий вапнистий) за середнього 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 за середнього значення 2622 кг/м^3; для пісковиків – від 2482 кг/м^3 до 2688 кг/м^3 за середнього значення 2599 кг/м^3. Уявна мінералогічна густина алевролітів змінюється від 2645 до 2740 кг/м^3 за середнього значення 2683 кг/м^3, пісковиків – від 2629 кг/м^3 до 2730 кг/м^3 за середнього значення 2664 кг/м^3. Широкі межі зміни густини свідчать про мінливість як літологічного складу досліджених порід, так і власне їхньої пористості (табл. 1).

Таблиця 1

Межі змін і середні значення густинних параметрів порід

Порода	Значення параметра	Густина (сухі), кг/м^3	Густина (насич. NaCl), кг/м^3	Уявна густина мінералогічна, кг/м^3
Алевроліти	мін.	2232	2430	2645
	макс.	2718	2727	2740
	сер.	2573	2622	2683
Пісковики	мін.	2425	2482	2629
	макс.	2673	2688	2730
	сер.	2555	2599	2664

Пористість. Пористість породи – важливий параметр, який визначає ємність колектора, тобто властивість породи вміщувати флюїди (нафту, газ і воду). Розрізняють загальну, відкриту та ефективну пористість (*Тиаб и Доналдсон, 2009; Инструкция …, 1977; Дортман, 1992 а, б*). Пустотний простір породи характеризується пористістю, а здатність породи пропускати через себе флюїди – проникністю. Ці властивості породи для кожного типу флюїду визначають його об'єм, швидкість руху і технологію видобутку. Іншими важливими властивостями порід-колекторів є їхня структура та вміст води (залежно від капілярного тиску), а також

звивистість порових каналів. Структура осадових порід значною мірою визначається формою і окатаністю зерен, їхніми розмірами, сортуванням, орієнтуванням і типом упаковки, а також хімічним складом. Вивчення цих параметрів дозволяє отримати інформацію про катагенетичні й діагенетичні процеси та про механізми, які діяли під час транспортування і відкладення осадового матеріалу, ущільнення і деформації осадків (*Тиаб и Доналдсон, 2009*). За структурою породи можна візуально на якісному рівні оцінити ступінь її пористості й проникності. Зміни проникності можна прогнозувати, виходячи із змін розміру і форми частинок, а також розподілу пустотних каналів у породі.

Досліджені ущільнені породи загалом характеризуються зниженими значеннями пористості. Відомості про межі змін і середні значення коефіцієнта пористості порід, залежно від їхнього виду, наведено в табл. 2.

Таблиця 2

Межі змін і середні значення ємнісних параметрів порід

Порода	Значення параметра	Коефіцієнт відкритої пористості, $k_п$		Коефіцієнт ефективної пористості, $k_п$
		насич. азотом	насич. NaCl	насич. NaCl
Алевроліти	мін.	0,013	0,008	0,0003
	макс.	0,076	0,074	0,0050
	сер.	0,040	0,034	0,0026
Пісковики	мін.	0,022	0,013	0,0013
	макс.	0,095	0,087	0,0293
	сер.	0,052	0,041	0,0048

Згідно з даними, наведеними в табл. 3, коефіцієнт відкритої пористості порід, насичений моделлю пластової води (розчином NaCl), змінюється: для алевролітів від 0,008 (алевроліт глинистий) до 0,074 (алевроліт зеленувато-сірий із сидеритом) за його середнього значення 0,034; для пісковиків – від 0,013 (пісковик сірий дрібнозернистий вапнистий) до 0,087 (пісковик середньозернистий світло-сірий кварцовий) за його середнього значення 0,041. Цей же параметр, визначений газоволюметричним способом (насиченням азотом), для алевролітів змінюється від 0,013 до 0,076 за його середнього значення 0,040; для пісковиків – від 0,022 до 0,095 за його середнього значення 0,052.

Аналіз отриманих даних дозволив установити кореляційні залежності між коефіцієнтами пористостіущільнених порід, визначеними газоволюметричним способом і методом насичення рідиною (розчином NaCl). Отримані кореляційні залежності описуються лінійними рівняннями:

$$k_{п,NaCl} = 1{,}0303 \cdot k_{п,гв} - 0{,}0073,$$
при $R^2 = 0{,}963$ – алевроліти;
$$k_{п,NaCl} = 0{,}9311 \cdot k_{п,гв} - 0{,}0066,$$
при $R^2 = 0{,}941$– пісковики,

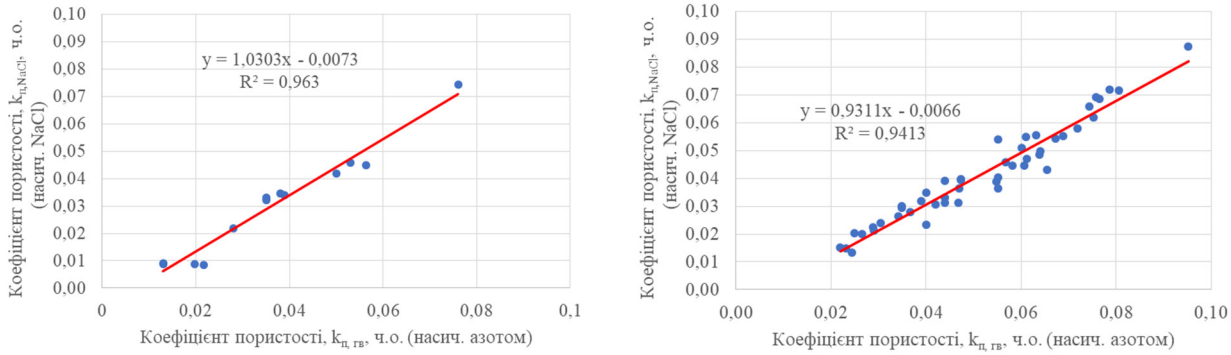
де $k_{п,гв}$, $k_{п,NaCl}$ – коефіцієнти відкритої пористості, визначені відповідно газоволюметричним способом і насиченням моделлю пластової води (розчином NaCl). Графіки цих залежностей наведено на рис. 1, а, б.

У результаті аналізу отриманих даних установлено також кореляційні залежності між густиною досліджених алевролітів і пісковиків (σ) та їхнім коефіцієнтом пористості ($k_{п,NaCl}$). Ці кореляційні залежності, графіки яких наведено на рис. 2, а, б, описуються також лінійними функціями:

$$k_{п,NaCl} = -0{,}0002 \cdot \sigma + 0{,}6403,$$
при $R^2 = 0{,}795$ – алевроліти;
$$k_{п,NaCl} = -0{,}0004 \cdot \sigma + 1{,}0681,$$
при $R^2 = 0{,}906$ – пісковики.

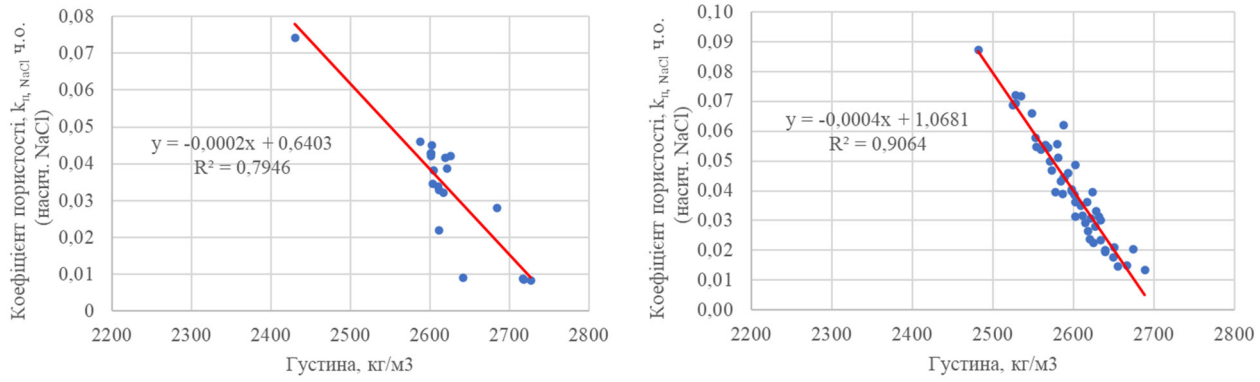
Капілярометричні дослідження виконано способом центрифугування зразків порід за допомогою центрифуги ОС-6М. Обертова швидкість ротора центрифуги змінювалася від 1000 до 6000 об/хв із кроком 1000 об/хв, що забезпечувало зміну тиску витіснення у межах від 0,03 до 1 МПа (*Рудько, 2005; Породы…, 1985*). Коефіцієнти залишкового водонасичення ($k_{зв}$) та структура пустотного простору визначалися на основі аналізу кривих капілярного тиску (ККТ), отриманих за результатами центрифугування зразків порід. Дані про коефіцієнти залишкового водонасичення і структуру пустотного простору наведено в табл. 3.

На рис. 3, а, б наведено типові криві капілярного тиску досліджених ущільнених порід з різними фільтраційно-ємнісними властивостями.



а б

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



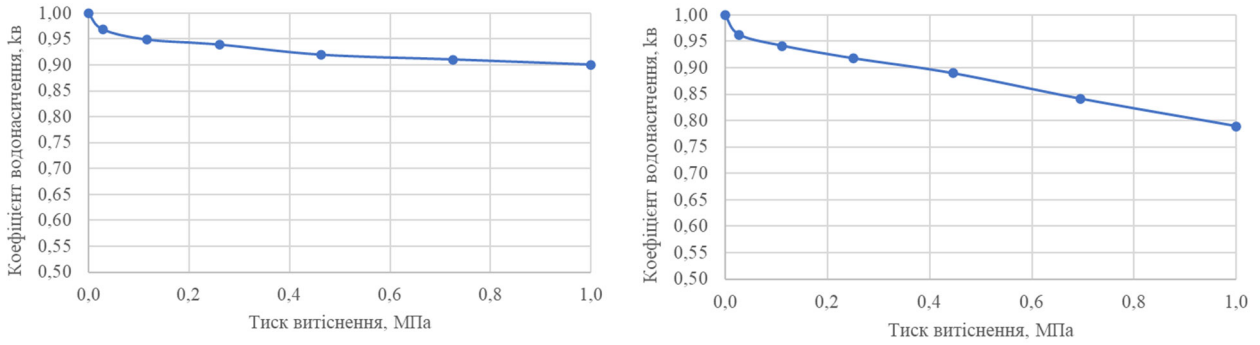
а б

Рис. 2. Залежність коефіцієнта відкритої пористості порід ($k_{п,NaCl}$), визначеного методом насичення розчином NaCl, від густини (σ):
а – алевроліти; б – пісковики

Таблиця 3

Межі змін і середні значення параметрів пустотного простору досліджених порід

Порода	Значення параметра	Вміст пор, %			Коефіцієнт залишкового насичення
		надкапілярні	капілярні	субкапілярні	насич. NaCl, $k_{зв}$
Алевроліти	мін.	1	1	84	0,84
	макс.	6	11	97	0,97
	сер.	3	5	92	0,93
Пісковики	мін.	1	2	43	0,43
	макс.	18	40	96	0,96
	сер.	4	10	86	0,86



а б

Рис. 3. Типова крива капілярного тиску для алевролітів (а) та ущільнених пісковиків (б)

Аналіз даних лабораторних визначень коефіцієнта залишкового водонасичення ущільнених порід показав, що цей параметр змінюється в межах: для алевролітів від 0,84 (алевроліт світло-сірий тонкосмугастий) до 0,97 (алевроліт зеленувато-сірий із сидеритом) за його середнього значення 0,93; для пісковиків – від 0,43 (пісковик світло-сірий крупнозернистий з кременистим цементом) до 0,96 (пісковик середньозернистий світло-сірий кварцовий) за його середнього значення 0,86. За визначеними коефіцієнтами залишкового водонасичення та існуючою відповідною класифікацією колекторів за класами колекторських властивостей (*Дахнов, 1975*) практично всі досліджені зразки порід (за винятком трьох) належать до V класу (нафтогазонасичення дуже низьке, $k_{зв}$ > 0,7).

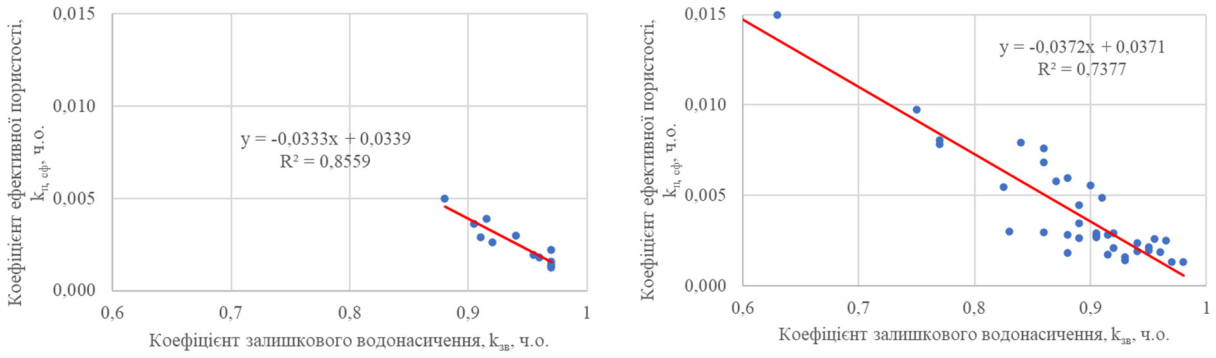
З використанням коефіцієнтів залишкового водонасичення визначено коефіцієнти ефективної пористості ($k_{п,еф}$) досліджених порід (табл. 2). Коефіцієнт ефективної пористості, визначений за залишковим водонасиченням, змінюється в межах: для алевролітів від 0,0003 (алевроліт глинистий) до 0,0050 (алевроліт світло-сірий тонкосмугастий) за його середнього значення 0,0026, а для пісковиків – від 0,0013 (пісковик дрібнозернистий смугастий) до 0,0293 (пісковик світло-сірий крупнозернистий з кременистим цементом) за його середнього значення 0,0048.

Між коефіцієнтом залишкового водо насичення ($k_{зв}$) і коефіцієнтом ефективної пористості порід ($k_{п,еф}$) також отримано кореляційні залежності, які мають лінійний характер:

$$k_{п,еф} = -0{,}0333 \cdot k_{зв} + 0{,}0339,$$
при $R^2 = 0{,}856$ – алевроліти;
$$k_{п,еф} = -0{,}0372 \cdot k_{зв} + 0{,}0371,$$
при $R^2 = 0{,}738$ – пісковики.

Графіки цих залежностей наведено на рис. 4, а, б.

Капілярометричні дослідження зразків порід, виконані з використанням центрифуги ОС-6М, дозволили оцінити структуру пустотного простору зразків ущільнених порід за розміром капілярів. Згідно із класифікацією пор за їхніми розмірами (*Нестеренко, 2010*) вони поділяються на субкапілярні (діаметр < 0,2 мкм), капілярні (діаметр 0,2–3 мкм) і надкапілярні (діаметр 3–100 мкм). Отриманий у результаті виконаних досліджень розподіл пустотного простору зразків порід, відповідно до зазначеної класифікації, наведений в табл. 3.



а б

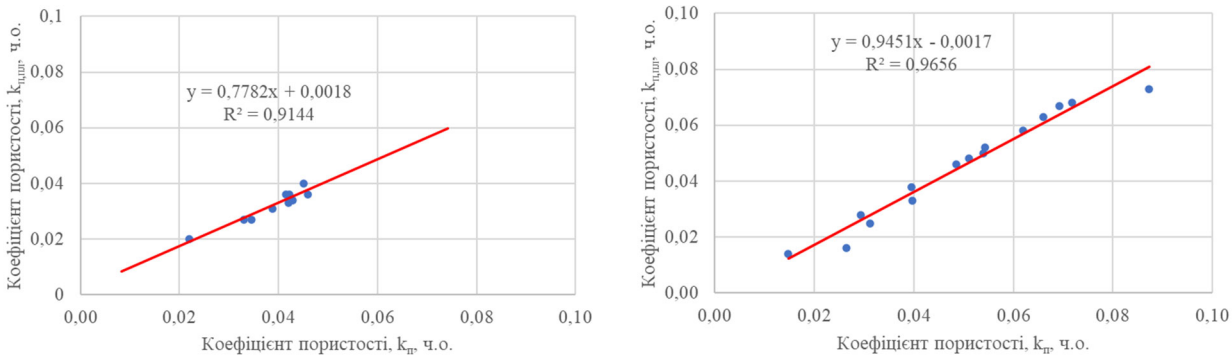
Рис. 4. Залежність коефіцієнта ефективної пористості порід ($k_{п,еф}$) від коефіцієнта залишкового водонасичення ($k_{зв}$): а – алевроліти; б – пісковики

У надкапілярних і капілярних порових каналах зосереджені флюїди, що можуть брати участь у фільтраційних процесах. Субкапілярні порові канали, як правило, заповнені залишковою водою й участі у фільтрації флюїдів не беруть. Згідно з даними, наведеними в табл. 3, в алевролітах вміст пор різних розмірів коливається в межах: надкапілярних пор від 1 до 6 % за середнього значення 3 %, капілярних – від 1 до 11 % за середнього значення 5 %, субкапілярних – від 84 до 97 % за середнього значення 92 %. Відповідно отримані межі зміни вмісту пор різних розмірів для пісковиків такі: надкапілярних – від 1 до 18 % за середнього значення 4 %, капілярних – від 2 до 40 % за середнього значення 10 %; субкапілярних – від 43 до 96 % за середнього значення 86 %.

Слід зазначити, що за структурою пустотного простору досліджені зразки порід у більшості випадків мають досить низькі фільтраційні властивості, за винятком окремих зразків із середніми фільтраційними параметрами. При цьому досліджені пісковики порівняно з алевролітами відрізняються підвищеним вмістом капілярних пор.

Фізичне моделювання пластових умов за допомогою установки високого тиску ВСЦ-1000 дозволило оцінити коефіцієнт пористості досліджених порід у пластових умовах. Залежно від умов залягання порід при фізичному моделюванні пластових умов ефективний тиск ($p_{еф}$) становив 41–55 МПа, а температура змінювалась у межах 94–126 °С. Аналіз результатів лабораторних досліджень пористості порід у змодельованих пластових умовах свідчить, 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 за середнього значення 0,037. Виконані експериментальні дослідження дозволили також отримати кореляційні залежності між коефіцієнтами пористості в атмосферних ($k_п$) і пластових ($k_{п,пл.}$) умовах. Ці залежності досить стійкі й мають лінійний вигляд (рис. 5, а, б):

$k_{п,пл} = 0{,}7782 \cdot k_п + 0{,}0018$,
при $R^2 = 0{,}914$ – алевроліти;
$k_{п,пл} = 0{,}9451 \cdot k_п - 0{,}0017$,
при $R^2 = 0{,}965$ – пісковики.



а б

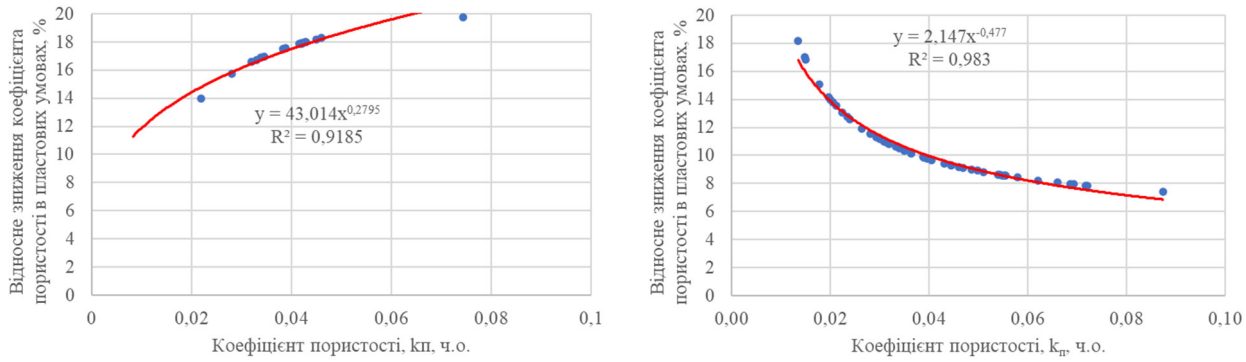
Рис. 5. Кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості в атмосферних ($k_п$) і пластових ($k_{п,пл}$) умовах: а – алевроліти; б – пісковики

Закриття мікротріщин під навантаженням порід під час моделювання пластових умов спричиняє зменшення пористості порід порівняно з їхньою пористістю в атмосферних умовах. Аналіз даних показує, що для досліджених алевролітів відносне зниження (δ) коефіцієнта пористості в результаті зміни атмосферних умов на пластові ($\delta = |k_{п,пл} - k_п|/k_п \cdot 100$ %) становить від 14 до 19,5 % за середнього значення 17 %, а для пісковиків – від 7,5 до 18 % за середнього значення 10,5 %. На рис. 6 наведено графіки залежностей відносного зниження (δ) коефіцієнта пористості ($k_{п,пл.}$) досліджених порід у пластових умовах від їхнього коефіцієнта пористості ($k_п$) в атмосферних умовах. Ці залежності досить стійкі й описуються показниковими функціями:

$\delta = 43{,}014 \cdot k_п^{0{,}2795}$, при $R^2 = 0{,}918$– алевроліти;

$\delta = 2{,}147 \cdot k_п^{-0{,}477}$, при $R^2 = 0{,}983$ – пісковики.

Із даних співвідношень і наведених графіків виходить, що відносне зниження коефіцієнта пористості за однакових пластових умов для алевролітів перебуває в прямій, а для пісковиків – в оберненій залежності від коефіцієнта пористості в атмосферних умовах. Цей ефект імовірно пов'язаний з різною структурою пустотного простору досліджених алевролітів і пісковиків.



а б

Рис. 6. Залежність відносного зниження (δ) коефіцієнта пористості у пластових умовах ($k_{п,пл.}$) від їхнього коефіцієнта пористості ($k_п$) в атмосферних умовах: а – алевроліти; б – пісковики

Проникність. Одна з основних властивостей гірських порід, що характеризує їхню здатність пропускати флюїди, називається проникністю. Проникність порід залежить від їхньої ефективної пористості, отже, вона контролюється розміром зерен породи, їхньою формою та просторовим розподілом за розмірами (сортуванням), а також їхньою упаковкою, ступенем консолідації й цементації. Тип глинистого або іншого цементувального матеріалу між піщаними зернами також впливає на проникність, особливо в разі присутності води. Деякі глинисті мінерали, зокрема монтморилоніт і смектит, розбухають у воді й можуть частково або повністю закупорювати пустотний простір (*Тиаб и Доналдсон, 2009; Породы…, 1985*).

Параметр, який характеризує проникність породи у випадку, коли вона на 100 % насичена одним флюїдом (фазою), таким як газ ($k_{прг}$), нафта ($k_{прн}$) або вода ($k_{прв}$), називається абсолютною проникністю (коефіцієнтом проникності $k_{пр}$) для даного флюїду. У разі присутності в породі більше одного флюїду проникність для кожного з них є фазовою, при цьому коефіцієнти проникності $k_{прг}$, $k_{прн}$, $k_{прв}$ характеризують ефективну фазову проникність для газу, нафти й води відповідно. Під час руху по пустотних каналах пластові флюїди взаємодіють між собою, гальмуючи один одного, тому сума ефективної проникності всіх трьох фаз завжди менша абсолютної проникності.

Гірські породи характеризуються первинною і вторинною проникностями. Первинна проникність зумовлена проникністю матриці (мінерального скелета) породи. Вона утворюється під час відкладення й літофікації (консолідації) осадових порід. Вторинна проникність є результатом зміни матриці породи за рахунок ущільнення, цементації, утворення тріщин і вилуговування. Цементація і ущільнення порід зменшують їхню проникність, а процеси вилуговування й утворення тріщин збільшують проникність. Слід зазначити, що в деяких породах, особливо в низькопористих, саме за рахунок вторинної проникності відбувається основна міграція флюїдів.

Зазвичай проникність порід-колекторів нафти і газу змінюється в діапазоні від 0,1 до 1000 фм^2, інколи й більше. Клас колектора обумовлюється його проникністю, яка поділяється на: низьку – $k_{пр}$ < 1 фм^2, задовільну – $k_{пр}$ = 1–10 фм^2, середню – $k_{пр}$ = 10–50 фм^2, високу – $k_{пр}$ = 50–250 фм^2 і дуже високу – $k_{пр}$ > 250 фм^2 (*Дахнов, 1975; Тиаб и Доналдсон, 2009*). Породи, що мають проникність нижче 1 фм^2, вважаються ущільненими. Така низька проникність зазвичай властива щільним газоносним пісковикам, аргілітам, алевролітам, матриці вапняків. Промислова розробка газоносних щільних порід можлива шляхом застосування технологій примусової інтенсифікації продуктивних товщ таких, як гідророзрив і кислотна обробка пласта, що суттєво підвищують проникність ущільнених порід і дозволяють вести видобуток вуглеводнів із порід-колекторів, які раніше вважалися некондиційними.

Коефіцієнт проникності зразків порід визначався методом стаціонарної фільтрації азоту (*Породы…, 1985*) за допомогою спеціально розробленої установки. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта проникності становила 2,3 %. Межі змін і середні значення коефіцієнта проникності досліджених ущільнених порід наведено в табл. 4.

Таблиця 4

Межі змін і середні значення проникності порід

Порода	Значення параметра	Коефіцієнт проникності $k_{пр}$, фм^2
Алевроліти	мін.	0,002
	макс.	1,981
	сер.	0,279
Пісковики	мін.	0,002
	макс.	1,492
	сер.	0,176

У результаті аналізу лабораторних визначень коефіцієнта проникності порід установлено, що для алевролітів цей параметр змінюється в межах від 0,002 фм^{2}до 1,981 фм^2 за його середнього значення 0,279 фм^2, а для пісковиків – від 0,002 фм^{2}до 1,492 фм^2 за його середнього значення 0,176 фм^2. Згідно з існуючою класифікацією порід за їхньою проникністю (*Дахнов, 1975*) досліджені породи, за винятком окремих зразків, належать до V класу колекторів (проникність дуже низька, $k_{пр}$ < 1 фм^2).

Висновки. Характеристика петрофізичних властивостей низькопористих пісковиків і алевролітів є одним із важливих засобів оцінки нафтогазового потенціалу перспективних товщ ущільнених колекторів, що обумовлює актуальність їхнього петрофізичного вивчення. У результаті виконаних лабораторних досліджень

отримано такі фільтраційно-ємнісні параметри ущільнених колекторів.

Об'ємна густина сухих порід змінюється в межах: для алевролітів – від 2232 до 2718 кг/м^3 (середня 2573 кг/м^3), для пісковиків – від 2425 до 2673 кг/м^3 (середня 2555 кг/м^3). Межі зміни густини порід, насичених моделлю пластової води, становлять: для алевролітів – від 2430 до 2727 кг/м^3 (середня 2622 кг/м^3), для пісковиків – від 2482 до 2688 кг/м^3 (середня 2599 кг/м^3). Уявна мінералогічна густина алевролітів змінюється від 2645 до 2740 кг/м^3 (середня 2683 кг/м^3), пісковиків – від 2629 до 2730 кг/м^3 (середня 2664 кг/м^3). Широкі межі зміни густини свідчать про мінливість як літологічного складу досліджених порід, так і власне їхньої пористості.

Газоволюметричним способом установлено, що коефіцієнт відкритої пористості досліджених порід змінюється в межах: для алевролітів – від 0,013 до 0,076 (середнє 0,040), для пісковиків – від 0,022 до 0,095 (середнє 0,052). Цей параметр визначений гідростатичним способом варіює в межах: для алевролітів – від 0,008 до 0,074 (середнє 0,034), для пісковиків – від 0,013 до 0,087 (середнє 0,041). Коефіцієнт ефективної пористості алевролітів змінюється від 0,0003 до 0,0050 (середнє 0,0026), а для пісковиків – від 0,0013 до 0,0293 (середнє 0,0048). Кореляційні залежності між густиною порід та їхніми коефіцієнтами пористості, установлені за результатами лабораторних досліджень, є відносно стійкими й описуються лінійними функціями. Досліджені ущільнені породи загалом характеризуються низькими значеннями пористості.

Установлено, що коефіцієнт залишкового водонасичення алевролітів змінюється від 0,84 до 0,97 (середнє 0,93), а для пісковиків – від 0,43 до 0,96 (середнє 0,86). За цим параметром досліджені породи належать до V класу (нафтогазонасичення дуже низьке).

Капілярометричним методом центрифугування виконана оцінка структури капілярного простору досліджених порід, згідно з якою для алевролітів вміст надкапілярних пор коливається в межах від 1 до 6 % (середнє3 %), капілярних пор – від 1 до 11 % (середнє 5 %), субкапілярних пор – від 84 до 97 % (середнє 92 %). Відповідно для пісковиків вміст надкапілярних пор змінюється від 1 до 18 % (середнє 4 %), капілярних пор – від 2 до 40 % (середнє 10 %), субкапілярних пор – від 43 до 96 % (середнє 86 %). Досліджені пісковики відрізняються підвищеним вмістом капілярних пор порівняно з алевролітами.

У змодельованих пластових умовах пористість порід змінюється в таких межах: для алевролітів – від 0,007 до 0,06 (середнє 0,028), для ущільнених пісковиків – від 0,011 до 0,081 (середнє 0,037). Установлені кореляційні залежності між коефіцієнтами пористості, виміряними в атмосферних і пластових умовах, мають високий коефіцієнт кореляції й описуються лінійною функцією. У пластових умовах унаслідок закриття мікротріщин під навантаженням порід їхня пористість зменшується відносно пористості в атмосферних умовах. Відносне зниження коефіцієнта пористості порід, що перебувають у пластових умовах, становить: для алевролітів – від 14 до 19,5 % (середнє 17 %), для пісковиків – від 7,5 до 18 % (середнє 10,5 %). Відносне зниження коефіцієнта пористості в пластових умовах для алевролітів має пряму, а для пісковиків обернену залежність від коефіцієнта пористості в атмосферних умовах. Це імовірно викликано різною структурою пустотного простору досліджених алевролітів і низькопористих пісковиків.

Лабораторні вимірювання коефіцієнта проникності порід засвідчили, що для аргілітів цей параметр змінюється в межах від 0,002 до 1,981 фм^2(середнє 0,279 фм^2), а для пісковиків – від 0,002 до 1,492 фм^2(середнє 0,176 фм^2). За значеннями коефіцієнта проникності досліджені породи здебільшого належать до V класу колекторів (проникність дуже низька, $k_{пр}$ < 1 фм^2).

Слід зазначити, що загалом досліджені алевроліти й ущільнені пісковики мають переважно низькі й дуже низькі фільтраційно-ємнісні властивості, за винятком окремих зразків. Тому розробка таких колекторів неможлива без застосування методів примусової інтенсифікації продуктивності пластів.

Проведений кореляційний аналіз дозволив отримати низку емпіричних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами досліджених порід, а саме – густиною, коефіцієнтом пористості, коефіцієнтом ефективної пористості та коефіцієнтом залишкового водонасичення. Отримані залежності можуть бути використані при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин і моделюванні фільтраційно-ємнісних параметрів ущільнених порід-колекторів північної прибортової зони і північного борту ДДЗ.

Робота виконана в межах держбюджетної теми № 21БП049-01.

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

Список використаних джерел

Вижва, С.А., Онищук, В.І., Онищук, І.І., Рева, М.В., Шабатура, О.В. (2018). Фільтраційно-ємнісні особливості порід верхнього карбону (на прикладі Руновщинської площі ДДЗ). *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія,* 4 (83), 30–37.

Вижва, С.А., Онищук, В.І., Онищук, І.І., Рева, М.В., Шабатура, О.В. (2019). Електричні параметри порід верхнього карбону Руновщинської площі Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія,* 2 (85), 37–45.

Вижва, С.А., Онищук, В.І., Онищук, І.І., Рева, М.В., Шабатура, О.В., Олійник, О.В. (2020). Фільтраційно-ємнісні параметри нижньопермских 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. (2020). Електричні та акустичні параметри нижньопермських карбонатних порід західної частини Глинсько-Солохівського газонафтоносного району ДДЗ. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія,* 2 (89), 49–58. http://doi.org/10.17721/1728-2713.89.07.

Вижва, С.А., 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.

Выжва, С.А., Михайлов, В.А., Онищук, И.И. (2017). Петрофизические особенности пород майкопской серии Крымско-Черноморского региона. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія,* 79, 12–20

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

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

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

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

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,* 77, 99–105.

Михайлов, В.А., Вижва, С.А., Загнітко, В.М. та ін. (2014). Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження. Кн. 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 обгрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. Київ : УкрДГРІ.

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

Садівник, М.І., Федоришин, Д.Д., Трубенко, С.Д., Федоришин, С.Д. (2013). Вплив пластового тиску на електричні параметри гірських порід. *XII Міжнародна конференція "Геоінформатика: Теоретичні та прикладні аспекти", Київ, Україна.*

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

Федоришин, Д.Д., Пятковська, І.О., Трубенко, О.М., Федоришин, С.Д., Трубенко, А.О. (2018). Удосконалення методик виділення порід-колекторів складнопобудованих геологічних розрізів з використанням математичної статистики. *XVII Міжнародна конференція "Геоінформатика: Теоретичні та прикладні аспекти", Київ, Україна.*

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

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

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, 2, 90–96. DOI: 10.18668/NG.2017.02.03.

Reference

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Orlyuk, M., Drukarenko, V.,Onyshchuk, I. (2018). 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*. DOI: 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. *Geofizicheskiy zhurnal*, 40, 2, 123–140. DOI: https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.12893. [in Ukrainian]

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

Sadivnik, M., Fedoryshyn, D., Trubenko, O., Fedoryshyn S. (2013). Influence of Formation Pressure on the Electrical Characteristics of Rocks. *12th International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects, Kyiv, Ukraine*. [in Ukraine]

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

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

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Oliinyk, O., Reva, M., Shabatura, O. (2020). Lower permian carbonate deposits reservoir parameters of western part of Hlynsko-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., Orlyuk, M., Drukarenko, V., Reva, M., Shabatura, O. (2019). Petrophysical parameters of rocks of the Visean stage (Lokhvytsky zone of the Dnieper-Donets Depression). *Geofizicheskiy zhurnal*, 41, 4, 145–160. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177380. [in Ukrainian]

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

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

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

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

Надійшла до редколегії 25.03.21

S. Vyzhva, Dr. Sci. (Geol.), Prof.,
E-mail: vyzhva_s@ukr.net;
V. Onyshchuk, PhD (Geol.), Assoc. Prof.,
E-mail: vitus16@ukr.net;
I. Onyshchuk, PhD (Geol.), Senior Researcher,
E-mail: oivan1@ukr.net;
M. Reva, PhD (Phys.-Math.), Assoc. Prof.,
E-mail: mvreva@gmail.com;
O. Shabatura, PhD (Geol.),
E-mail: dard@ukr.net;
Taras Shevchenko National University of Kyiv,
Institute of Geology, 90 Vasylkivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine

POROSITY AND PERMEABILITY PROPERTIES OF CONSOLIDATED ROCKS OF THE NORTHERN NEAR EDGE ZONE OF THE DNIEPER-DONETSK DEPRESSION

Paper concerned the researches of porosity and permeability properties of consolidated rocks (siltstones, poor-porous sandstones) of the northern near edge zone of the Dnieper-Donetsk depression. The purpose of the research was to study the petrophysical parameters of the consolidated reservoir rocks, as the basis of the integrated analysis of their physical properties. Such reservoir parameters as the open porosityfactor and void factor, permeability coefficient and residual water saturation factor were studied. Void structure of rocks with capillarimetric method was studied. The relationship of the density of rocks with their porosity was also studied. The porosity study was carried out in atmospheric and reservoir conditions.

The bulk density of dry rock samples varies: for siltstones from 2232 kg/m^{3}to 2718 kg/m^3 (mean 2573 kg/m^3), for sandstones from 2425 kg/m^3 to 2673 kg/m^3 (mean 2555 kg/m^3); water saturated rocks – for siltstones from 2430 to 2727 kg/m^3 (mean 2622 kg/m^3), for sandstones from 2482 kg/m^3 to 2688 kg/m^3 (mean 2599 kg/m^3). An apparent specific matrix density varies: for siltstones from 2645 to 2740 kg/m^3 (mean 2683 kg/m^3), for sandstones from 2629 kg/m^3 to 2730 kg/m^3 (mean 2664 kg/m^3).

The open porosity coefficient of studied rocks, in a case they were saturated with the synthetic brine, varies: for siltstones from 0,008 to 0,074 (mean 0,034), for sandstones from 0,013 to 0,087 (mean 0,041), if samples were saturated with nitrogene (N_2) then it varies: for siltstones from 0,013 to 0,076 (mean 0,040), for sandstones from 0,022 to 0.095 (mean 0.052). The effective porosity factor has following values: for siltstones 0,0003–0,0050 (mean 0,00026), for sandstones 0,0013–0,0293 (mean 0,0048). Analysis of reservoir conditions modeling revealed that porosity coefficient varies: for siltstones from 0,007 to 0,060 (mean 0,028), for consolidated sandstones from 0,011 to 0,081 (mean 0,037). Due to the closure of microcracks under

rock loading reduced to reservoir conditions the porosity decreases in comparison with atmospheric conditions, which causes a relative decrease in the porosity coefficient for siltstones from 14 to 19,5 % (mean 17,0 %), for sandstones from 7,5 to 18.0 % (mean 10,5 %).

Capillaryometric studies by centrifuging determined that the void space of the studied rocks has the following structure: for siltstones, the content of hypercapillary pores varies from 1 to 6 % (mean 3 %); the content of capillary pores – from 1 to 11 % (mean 5 %), the content of subcapillary pores – from 84 to 97 % (mean 92 %); for sandstones, the content of hypercapillary pores varies from 1 to 18 % (mean 4%); content of capillary pores – from 2 to 40 % (mean 10 %), the content of subcapillary pores – from 43 to 96 % (mean 86 %).

According to the results of laboratory measurements of the permeability coefficient, this parameter varies: for siltstones from 0,002 fm^2 to 1,981 fm^2 (mean 0,279 fm^2), for sandstones from 0,002 fm^2 to 1,492 fm^2 (mean 0,176 fm^2).

The correlation analysis has allowed to establish a series of empirical relationships between the reservoir parameters (density, porosity coefficient, permeability coefficient, effective porosity factor and residual water saturation factor). These relationships can be used in the data interpretation of geophysical studies of wells and in the modeling of the porosity and permeability properties of consolidated rocks of the northern near edge zone of the Dnieper-Donetsk depression.

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

С. Выжва, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: vsa@univ.net.ua;
В. Онищук, канд. геол. наук, доц.,
E-mail:vitus16@ukr.net;
И. Онищук, канд. геол. наук, ст. науч. сотр.,
E-mail: oivan1@ukr.net;
Н. Рева, канд. фіз.-мат. наук, доц.,
E-mail:mvreva@gmail.com;
А. Шабатура, канд. геол. наук,
E-mail:dard@ukr.net;
Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина

ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ УПЛОТНЕННЫХ ПОРОД СЕВЕРНОЙ ПРИБОРТОВОЙ ЗОНЫ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Посвящено результатам исследования фильтрационно-емкостных свойств уплотненных пород (алевролитов, низкопористых песчаников) северной прибортової зоны Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ). Цель исследований заключалась в изучении петрофизических параметров уплотненных пород-коллекторов, как основы комплексного анализа их физических свойств. Исследованию подлежали такие фильтрационно-емкостные характеристики образцов пород, как коэффициенты открытой и эффективной пористости, коэффициент проницаемости и коэффициент остаточного водонасыщения. На основе капиллярометрических исследований выполнена оценка структуры пустотного пространства пород. Изучалась также связь плотности пород с их пористостью. Исследование пористости выполнялось в атмосферных и пластовых условиях.

Проведенный корреляционный анализ позволил получить ряд эмпирических зависимостей между фильтрационно-емкостными параметрами исследованных пород – плотностью, коэффициентом пористости, коэффициентом эффективной пористости и коэффициентом остаточного водонасыщения. Эти зависимости могут быть использованы при интерпретации данных геофизических исследований скважин и моделировании фильтрационно-емкостных параметров уплотненных пород-коллекторов северной прибортовой зоны ДДЗ.

Ключевые слова: песчаники, алевролиты, фильтрационно-емкостные параметры, плотность, пористость, проницаемость, остаточное водонасыщение, корреляционные зависимости.