

ГЕОФІЗИКА

УДК 550.8.056

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.96.02>

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.,

Email: 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**КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД КАРБОНУ
ЦЕНТРАЛЬНОГО ГРАБЕНА ДДЗ***(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. М.І. Орлюком)*

Присвячено висвітленню результатів дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей глибокозанираних ущільнених порід карбону (алевролітів, низькопористих пісковиків) центрального грабена Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Мета досліджень полягала у вивченні петрофізичних параметрів ущільнених порід-колекторів як основи комплексного аналізу їх фізичних властивостей. Дослідженню підлягали такі фільтраційно-ємнісні характеристики зразків порід, як коефіцієнт відкритої та ефективної пористості, коефіцієнт проникності та коефіцієнт залишкового водонасичення. Наведено межі змін та середні значення фільтраційно-ємнісних параметрів досліджених порід, а також класифікація їх колекторських властивостей. На основі капілярметричних досліджень виконано оцінку структури пустотного простору порід.

Проведений кореляційний аналіз дозволив отримати ряд емпіричних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами досліджених порід – густиною, коефіцієнтом пористості, коефіцієнтом ефективної пористості та коефіцієнтом залишкового водонасичення, а також встановити кореляційні залежності між коефіцієнтами пористості, вимірними в атмосферних та пластових умовах. Ці залежності можуть бути використані під час інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин та моделюванні фільтраційно-ємнісних параметрів ущільнених порід-колекторів центрального грабена ДДЗ.

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

Постановка проблеми. Особливе місце серед нетрадиційних джерел видобутку нафти та газу посідають поклади вуглеводнів в ущільнених колекторах. Такі колектори сформовані низькопористими, слабопроникними гірськими породами (Михайлов та ін., 2014а,б, 2015). За результатами виконаних останнім часом досліджень встановлено, що центральний грабен ДДЗ є одним із найперспективніших районів на наявність нетрадиційних покладів вуглеводнів (газ ущільнених порід, сланцевий газ тощо), які можуть у разі перевищувати ресурси традиційного типу (Михайлов та ін., 2014б, 2018).

Ущільнені породи складають покривки над колекторами, що містять вуглеводні. Окрім того, ущільнені утворення в низці регіонів містять значну кількість органіки і можуть слугувати як материнськими породами, так і колекторами газу. Розвиток новітніх технологій видобутку газу, основою яких є гідророзрив пласта, змінили ставлення до цих відкладів. Встановлено, що з багатих органікою ущільнених порід можна добувати газ у великих обсягах і з економічно прийнятною за нинішніх умов собівартістю.

Поклади вуглеводнів в ущільнених колекторах за цілою низкою ознак відрізняються від традиційних родовищ нафти та газу. Як правило, ущільнені колектори мають регіональне поширення. Найбільші скупчення газу характерні для центральних найбільш занурених частин нафтогазових басейнів. Тому такі скупчення вуглеводнів іменують "газ центральнобасейнового типу".

На сучасному етапі в різних країнах (у першу чергу у США і Канаді) проводяться інтенсивні роботи, спрямовані на створення ефективної технології виділення і оцінки газонасних ущільнених порід та на підвищення продуктивності свердловин. Буріння горизонтальних

свердловин, орієнтованих у напрямку, перпендикулярному мінімальній горизонтальній напрузі порід, і проведення гідророзриву пласта в продуктивному інтервалі геологічного розрізу складає основу цієї технології. При цьому важливими є геофізичні та петрофізичні дослідження, а також математичне моделювання, на основі яких визначаються напрямки горизонтального стовбура свердловини і параметри гідророзриву.

У статті висвітлено фільтраційно-ємнісні параметри ущільнених порід, представлених низькопористими пісковиками і алевролітами. Характеристика петрофізичних властивостей цих порід є одним із важливих засобів оцінки нафтогазового потенціалу перспективних товщ ущільнених колекторів, що зумовлює актуальність їх петрофізичного вивчення.

Аналіз публікацій за темою досліджень. Вивченню фізичних параметрів порід нафтогазоперспективних районів України присвячена низка публікацій (Вижва та ін., 2012–2014, 2016–2021; Vyzhva et al., 2017, 2019; Карпенко та ін., 2014, 2015; Маслов та ін., 2017; Михайлов та ін., 2014а,б, 2015, 2018; Нестеренко, 2010; Орлюк та ін., 2011, 2018; Orlyuk et al., 2018; Рибалка та Карпенко, 2016; Соболев та Карпенко, 2021; Старостенко та Русаков, 2015; Федоришин, 2018 та ін.) та багатьох інших авторів. Петрофізичні параметри порід мають важливе значення для оцінки їх колекторських властивостей за даними свердловинних електрометричних та акустичних досліджень, тому їх вивченню приділяється значна увага. Слід відзначити, що петрофізичні параметри порід і кореляційні залежності між ними мають досить виражений індивідуальний характер стосовно кожної

ділянки досліджень. Тому лабораторне визначення цих властивостей та встановлення відповідних кореляційних зв'язків між ними для кожної перспективної площі потребують виконання як окремих досліджень, так і окремого публічного висвітлення їх результатів.

Виділення нерозв'язаних раніше частин загальної проблеми. Зважаючи на ситуацію з енергоносіями у світі, на сучасному етапі проблема пошуків та вивчення нетрадиційних джерел вуглеводнів на території України є надзвичайно актуальною. З метою оцінки перспективності геологічних структур та комплексів на вуглеводні вивчення петрофізичних властивостей гірських порід має важливе значення. Петрофізичні параметри порід необхідні при інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин, а також при оцінці параметрів гідророзриву пласта.

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

Мета досліджень – оцінка петрофізичних параметрів глибокозанурених ущільнених порід-колекторів карбону перспективних ділянок центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини як основи комплексного аналізу їх фізичних властивостей.

Слід відзначити, що кореляційні зв'язки між ємнісно-фільтраційними параметрами і даними свердловинних та 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 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 електро-розвідки і сейсморозвідки.

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

У цій статті наведено результати комплексних досліджень петрофізичних властивостей колекції із 115 зразків ущільнених порід – пісковиків (96 зразків) і алевролітів (19 зразків) центрального грабену ДДЗ, площі: Західношебелинська (інтервал глибин 4929-5491 м); Коломацька (інтервал глибин 5290-5650 м);

Веселівська (інтервал глибин 3618-3761 м). Досліджені породи представлені пісковиками дрібнозернистими та середньозернистими сірими та світло-сірими, а також алевролітами слюдистими темно-сірими до чорних.

Методика петрофізичних досліджень. З метою визначення об'ємної густини досліджених порід у сухому стані виконувалось зважування та вимірювання геометричних розмірів спеціальних лабораторних зразків циліндричної форми, а в насиченому стані – застосовувався метод гідростатичного зважування за стандартною методикою попередньо насичених зразків (*Тіаб і Доналдсон, 2009; Інструкція ..., 1977; Дортман, 1992а, б*). Для визначення ваги зразків використовувались цифрові аналітичні ваги WPS 360/c/2 (точність $\pm 0,001$ г).

Коефіцієнт відкритої пористості визначався методом гідростатичного зважування та газоволюметричним способом згідно із стандартною методикою. Зразки гірських порід насичувалися моделлю пластової води – розчином NaCl з мінералізацією 196 г/л і зважувалися цифровими аналітичними вагами WPS 360/c/2. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта пористості склала 1,1 %.

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 виконано комплекс петрофізичних досліджень із фізичним моделюванням пластових умов (температура $t=138-158^{\circ}\text{C}$; ефективний тиск $p_{\text{эф}}=60-70$ МПа; мінералізація $M=196$ г/л).

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

Густина. За результатами лабораторних визначень густини встановлено, що цей параметр для сухих порід змінюється: для алевролітів від 2535 кг/м^3 (алевроліт темно-сірий) до 2698 кг/м^3 (алевроліт сірий) за середнього значення 2652 кг/м^3 , а для пісковиків – від 2397 кг/м^3 (пісковик дрібнозернистий, світло-сірий) до 2663 кг/м^3 (пісковик середньозернистий, сірий), за середнього значення 2530 кг/м^3 . Густина порід, насичених моделлю пластової води, варіює у межах: для алевролітів – від 2537 кг/м^3 до 2705 кг/м^3 за середнього значення 2673 кг/м^3 ; для пісковиків – від 2500 кг/м^3 до 2680 кг/м^3 за середнього значення 2589 кг/м^3 . Уявна мінералогічна густина алевролітів змінюється від 2586 до 2730 кг/м^3 за середнього значення 2699 кг/м^3 , а пісковиків – від 2587 кг/м^3 до 2754 кг/м^3 за середнього значення 2670 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 (насих. NaCl), кг/м^3	Уявна густина мінералогічна, кг/м^3
Алевроліти	мін.	2535	2537	2586
	макс.	2698	2705	2730
	сер.	2652	2673	2699
Пісковики	мін.	2397	2500	2587
	макс.	2663	2680	2754
	сер.	2530	2589	2670

Пористість. Властивість породи вміщувати флюїди (нафту, газ і воду) називається пористістю. Пористість породи – важливий параметр, який визначає ємність колектора. Розрізняють загальну, відкриту та ефективну пористість (Тиаб і Доналдсон, 2009; Інструкція ..., 1977; Дортман, 1992а, б). Пустотний простір породи характеризується коефіцієнтом пористості, а здатність породи пропускати через себе флюїди – коефіцієнтом проникності. Ці параметри породи для кожного типу флюїду визначають його об'єм, швидкість руху і технологію видобутку. Окрім того, важливими властивостями порід-колекторів є структура їх пустотного простору та вміст залишкової води (залежно від капілярного тиску), а також звивистість порових каналів. Структура осадових порід значною мірою визначається формою й окатаністю зерен, їх розмірами,

сортуванням, орієнтуванням і типом упаковки, а також хімічним складом (Тиаб і Доналдсон, 2009; Інструкція ..., 1977; Дортман, 1992а, б). Вивчення 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 (Тиаб і Доналдсон, 2009). За структурою породи можна візуально на якісному рівні оцінити ступінь її пористості й проникності. Зміни проникності можна прогнозувати, виходячи із змін розміру й форми частинок, а також розподілу пустотних каналів у породі.

Ущільнені породи загалом характеризуються зниженими значеннями пористості, у т. ч. і досліджені в цій статті. Відомості про межі змін та середні значення коефіцієнта пористості порід, залежно від їх виду, наведено в табл. 2.

Таблиця 2

Межі змін і середні значення ємнісних параметрів порід

Порода	Значення параметра	Коефіцієнт відкритої пористості, k_p		Коефіцієнт ефективної пористості, k_p	Коефіцієнт пористості в пласт. ум., $k_{p,пл}$
		насич. азотом	насич. NaCl		
Алевроліти	мін.	0,012	0,008	0,001	0,007
	макс.	0,070	0,048	0,011	0,035
	сер.	0,023	0,018	0,005	0,014
Пісковики	мін.	0,027	0,014	0,001	0,007
	макс.	0,117	0,095	0,072	0,084
	сер.	0,070	0,053	0,021	0,045

Коефіцієнт відкритої пористості порід, визначений газоволюметричним способом (насичення азотом), змінюється: для алевролітів від 0,012 (алевроліт слюди́стий) до 0,07 (алевроліт темно-сірий) за його середнього значення 0,023, а для пісковиків – від 0,027 (піскови́к дрібнозерни́стий, сірий) до 0,117 (піскови́к середньозерни́стий, світло-сірий) за його середнього значення 0,07. Коефіцієнт відкритої пористості порід, визначений насиченням моделлю пластової води (розчином NaCl), змінюється: для алевролітів від 0,008 до 0,048 за його середнього значення 0,018, а для пісковиків – від 0,014 до 0,095 за його середнього значення 0,053.

Згідно з існуючою класифікацією колекторів (Дахнов, 1975) за коефіцієнтом відкритої пористості досліджені породи належать до IV–V класів колекторів (пористість від низької до дуже низької) за винятком окремих зразків із середньою пористістю (III клас), що викликало їх тріщинуватість.

У результаті аналізу лабораторних даних встановлені кореляційні залежності між коефіцієнтами

пористості досліджених порід, визначеними газоволюметричним способом і методом насичення розчином NaCl, що описуються лінійними функціями:

$k_{p,NaCl} = 0,7084 \cdot k_{p,гв} + 0,0019$, при $R^2 = 0,93$ – алевроліти;

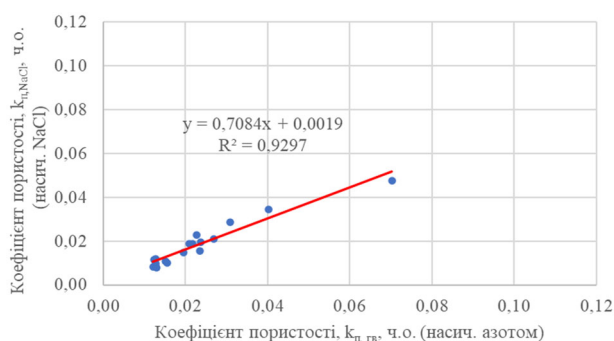
$k_{p,NaCl} = 0,8923 \cdot k_{p,гв} - 0,0091$, при $R^2 = 0,965$ – пісковики, де $k_{p,гв}$, $k_{p,NaCl}$ – коефіцієнти відкритої пористості, визначені, відповідно, газоволюметричним способом та насиченням моделлю пластової води (розчином NaCl). Графіки цих залежностей наведено на рис. 1а, б.

Окрім того, аналіз отриманих даних дозволив встановити кореляційні залежності між густиною досліджених порід (σ) та їх коефіцієнтом пористості ($k_{p,NaCl}$). Ці залежності також описуються лінійними функціями:

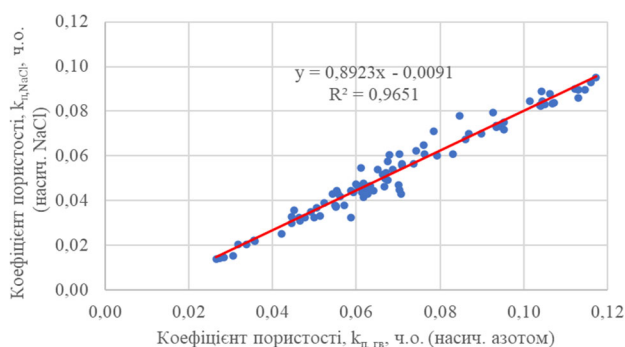
$k_{p,NaCl} = -0,0002 \cdot \sigma + 0,5727$, при $R^2 = 0,74$ – алевроліти;

$k_{p,NaCl} = -0,0004 \cdot \sigma + 1,035$, при $R^2 = 0,75$ – пісковики.

Графіки отриманих кореляційних залежностей наведено на рис. 2а, б.



а



б

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

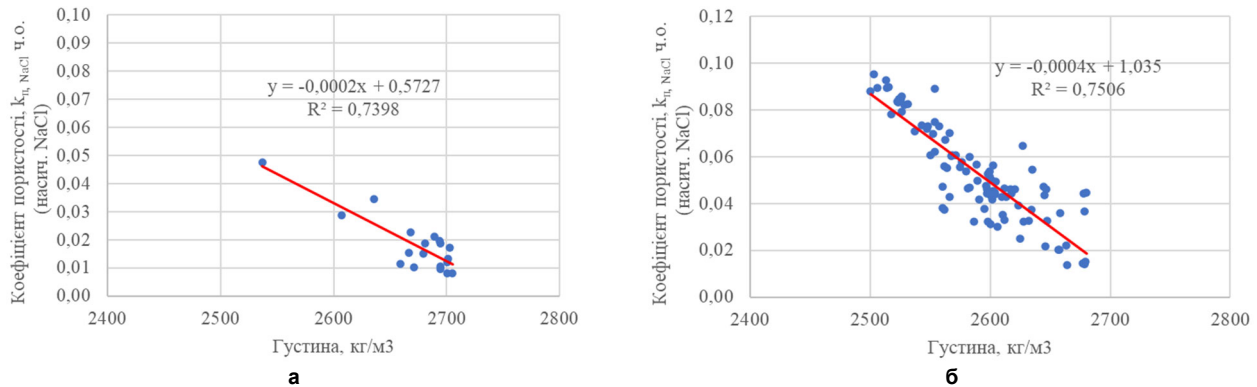


Рис. 2. Залежність коефіцієнта відкритої пористості порід ($K_{п,NaCl}$), визначеного методом насичення розчином NaCl, від густини (σ): а – алевроліти, б – пісковики

Структура пустотного простору порід визначалась способом центрифугування зразків за допомогою центрифуги ОС-6М. Шляхом аналізу кривих капілярного тиску (ККТ), отриманих за результатами центрифугування, визначено коефіцієнти залишкового

водонасичення ($K_{зв}$) та структура пустотного простору ущільнених порід. Дані про структуру пустотного простору і коефіцієнти залишкового водонасичення наведено в табл. 3.

Таблиця 3

Межі змін і середні значення параметрів пустотного простору порід

Порода	Значення параметра	Вміст пор, %			Коефіцієнт залишкового водонасичення, $K_{зв}$
		надкапілярні	капілярні	субкапілярні	
Алевроліти	мін.	3	2	42	0,42
	макс.	27	31	98	0,98
	сер.	10	12	78	0,78
Пісковики	мін.	0	1	28	0,28
	макс.	37	64	99	0,99
	сер.	7	21	72	0,72

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

У результаті аналізу ККТ встановлено, що коефіцієнт залишкового водонасичення ущільнених порід змінюється: для алевролітів від 0,42 (алевроліт смугастий) до 0,98 (алевроліт темно-сірий) за його середнього значення 0,78, а для пісковиків – від 0,28 (піскови́к грубозернистий кварцовий) до 0,99 (піскови́к середньозернистий світло-сірий) за його середнього значення 0,72 (табл. 3). За визначеними коефіцієнтами залишкового водонасичення порід та існуючою відповідною класифікацією колекторів (Дахнов, 1975) розподіл досліджених зразків порід за класами їх колекторських властивостей такий: алевроліти належать до: III класу колекторів (нафтогазонасичення середнє, $K_{зв} = 0,3-0,5$) – 8 % зразків; IV класу (нафтогазонасичення низьке, $K_{зв} = 0,5-0,7$) – 8 % зразків та V класу (нафтогазонасичення

дуже низьке, $K_{зв} > 0,7$) – 84 % зразків. Відповідно, пісковики належать до: III класу колекторів – 15 % зразків; IV класу – 19% зразків та V класу – 66 % зразків.

Коефіцієнт ефективної пористості (табл. 2), визначений з використанням коефіцієнта залишкового водонасичення, змінюється: для алевролітів від 0,001 (алевроліт темно-сірий) до 0,011 (алевроліт темно-сірий) за його середнього значення 0,005, а для пісковиків – від 0,001 (піскови́к дрібнозернистий світло-сірий) до 0,072 (піскови́к середньозернистий) за його середнього значення 0,021.

Встановлено кореляційні залежності між коефіцієнтом залишкового водонасичення ($K_{зв}$) і коефіцієнтом ефективної пористості порід ($K_{п,еф}$), які мають лінійний характер:

$$K_{п,еф} = -0,0185 \cdot K_{зв} + 0,019, \text{ при } R^2 = 0,717 \text{ – алевроліти;}$$

$$K_{п,еф} = -0,0863 \cdot K_{зв} + 0,0829, \text{ при } R^2 = 0,803 \text{ – пісковики.}$$

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

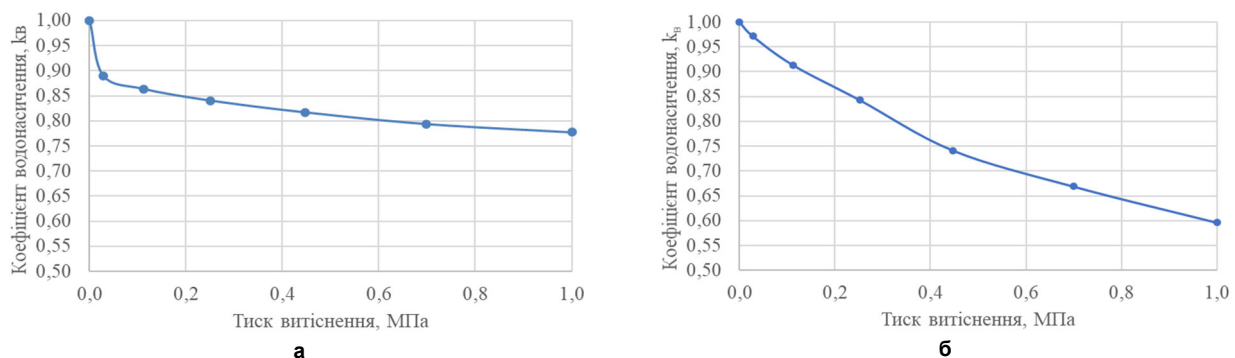


Рис. 3. Типова крива капілярного тиску: а – алевроліти, б – ущільнені пісковики

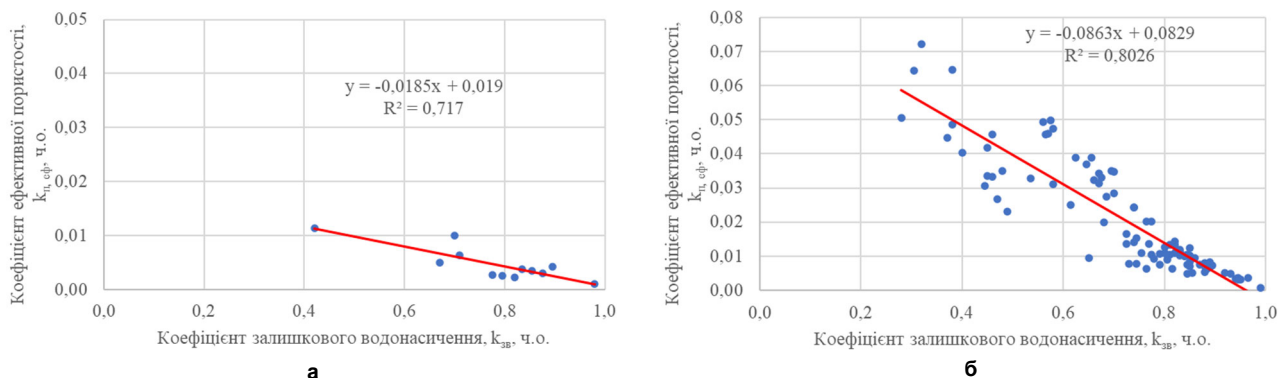


Рис. 4. Залежність коефіцієнта залишкового водонасичення ($K_{зв}$) від коефіцієнта ефективної пористості порід ($K_{п,эф}$): а – алевроліти, б – пісковики

Капілярметричні дослідження виконано методом центрифугування з використанням центрифуги ОС-6М, що дозволило оцінити структуру 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 табл. 3.

Субкапілярні порові канали участі у фільтрації флюїдів не беруть і, як правило, заповнені залишковою водою. Флюїди зосереджені у надкапілярних і капілярних порових каналах, можуть брати участь у фільтраційних процесах. У результаті лабораторних капілярметричних досліджень встановлено, що поровий простір досліджених порід має таку структуру: для алевролітів вміст надкапілярних пор змінюється від 3 % до 27 % за середнього значення 10 %; вміст капілярних пор – від 2 % до 31 % за середнього значення 12 %; вміст субкапілярних пор – від 42 % до 98 % за середнього значення 78 %; для пісковиків вміст надкапілярних пор змінюється від 0 % до 37 % за середнього значення 7 %; вміст капілярних пор – від 1 % до 64 % за середнього значення 21 %; вміст субкапілярних пор – від 28 % до 99 % за середнього значення 72 %.

Наведені дані свідчать, що за структурою пустотного простору досліджені ущільнені пісковики і алевроліти здебільшого мають досить низькі фільтраційні властивості, за винятком окремих зразків із середніми фільтраційними параметрами. При цьому досліджені пісковики відрізняються підвищеним вмістом капілярних пор порівняно з алевролітами.

Фізичне моделювання пластових умов виконувалось за допомогою установки високого тиску ВСЦ-1000. Ці дослідження дозволили оцінити коефіцієнт пористості досліджених порід у пластових умовах. Залежно від умов залягання порід при фізичному моделюванні

пластових умов ефективний тиск $p_{эф}$ становив $60-70$ МПа, а температура t змінювалась в межах $138-158^\circ\text{C}$. 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 $0,084$ за середнього значення $0,045$ (табл. 2). Комплексні лабораторні дослідження дали змогу отримати кореляційні залежності між коефіцієнтами пористості в атмосферних (K_n) і пластових ($K_{п,пл.}$) умовах:

$K_{п,пл.} = 0,6614 \cdot K_n + 0,0021$, при $R^2 = 0,977$ – алевроліти;

$K_{п,пл.} = 0,9454 \cdot K_n - 0,0052$, при $R^2 = 0,993$ – пісковики.

Графіки цих залежностей, що мають лінійний вигляд, наведено на рис. 5а, б.

Під час моделювання пластових умов відбувається закриття мікротріщин під навантаженням, що спричиняє зменшення пористості порід порівняно з їх пористістю в атмосферних умовах. Аналіз даних показує, що відносне зниження (ε) коефіцієнта пористості за зміни атмосферних умов на пластові ($\varepsilon = |K_{п,пл.} - K_n| / K_n \cdot 100\%$) становить: для досліджених алевролітів від 10 % до 26,6 % за середнього значення 17,3 %, а для пісковиків – від 10 % до 23,2 % за середнього значення 15,3 %. Залежності відносного зниження (ε) коефіцієнта пористості ($K_{п,пл.}$) досліджених порід у пластових умовах від їх коефіцієнта пористості (K_n) в атмосферних умовах описуються показниковою функцією:

$\varepsilon = 118,99 \cdot K_n^{0,4729}$, при $R^2 = 0,814$ – алевроліти;

$\varepsilon = 2,2682 \cdot K_n^{-0,66}$, при $R^2 = 0,813$ – пісковики.

На рис. 6а, б наведено графіки цих залежностей.

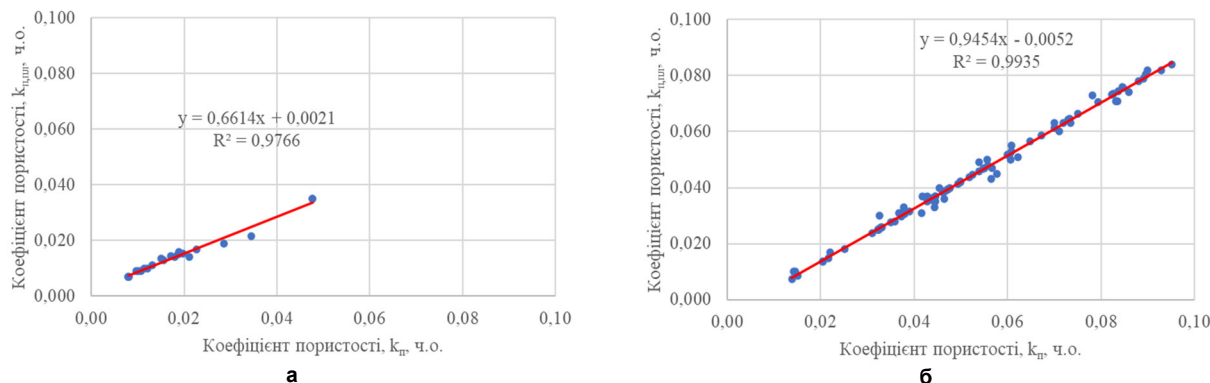


Рис. 5. Кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості в атмосферних (K_n) і пластових ($K_{п,пл.}$) умовах: а – алевроліти, б – пісковики

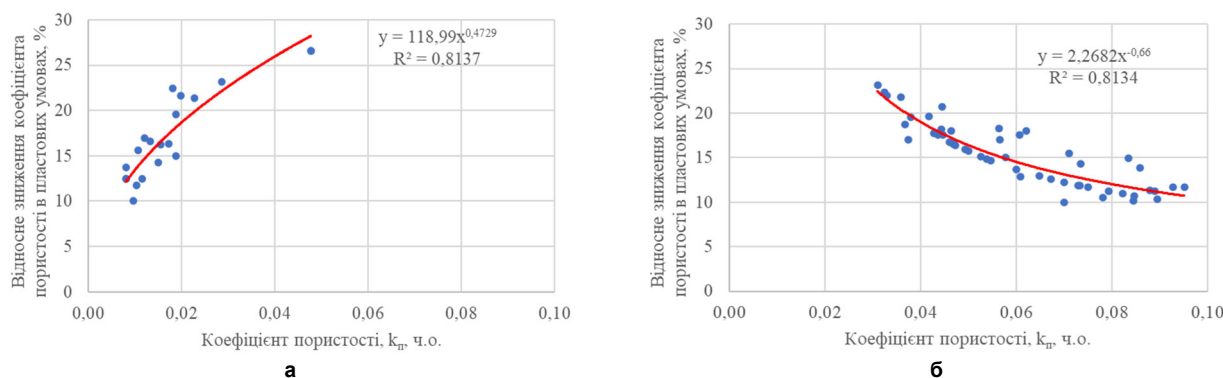


Рис. 6. Залежність відносного зниження (ϵ) коефіцієнта пористості ($k_{p,пл}$) у пластових умовах від їх коефіцієнта пористості (k_p) в атмосферних умовах: а – алевроліти, б – пісковики

Отримані дані свідчать, що відносне зниження коефіцієнта пористості за однакових пластових умов для алевролітів має пряму, а для пісковиків обернену залежності від коефіцієнта пористості в атмосферних умовах. Цей ефект імовірно пов'язаний з різною структурою пустотного простору досліджених алевролітів і пісковиків.

Проникність – властивість гірських порід, що характеризує їх здатність пропускати флюїди. Проникність порід контролюється розміром зерен породи, їх формою та просторовим розподілом за розмірами, а також їхньою упаковкою, ступенем глинистості, консолідації й цементації. На проникність також суттєво впливає тип глинистого або іншого цементувального матеріалу між піщаними зернами, особливо у разі присутності води. Деякі глинисті мінерали, зокрема монтморилоніт і смектит, розбухають у воді і можуть частково або повністю закупорювати пустотний простір (Туаб і Доналдсон, 2009; Порода..., 1985).

Коефіцієнт проникності $k_{пр}$ – параметр, який характеризує проникність породи. У випадку, коли порода на 100 % насичена одним флюїдом (фазою), таким як газ, нафта або вода, маємо абсолютну проникність для цього флюїду. У разі присутності у породи більше одного флюїду, проникність для кожного з них є фазовою, при цьому коефіцієнти проникності $k_{прг}$, $k_{прн}$, $k_{прв}$ характеризують ефективну фазову проникність для газу, нафти й води відповідно. У процесі руху по пустотних каналах

пластові флюїди взаємодіють між собою, гальмуючи один одного, тому сума ефективної проникності усіх трьох фаз завжди менша абсолютної проникності.

За літературними даними, проникність порід-колекторів нафти і газу змінюється в діапазоні від 0,1 до 1000 фм², інколи й більше. Клас колектора зумовлюється його проникністю, що поділяється на: низьку – $k_{пр} < 1$ фм², задовільну – $k_{пр} = 1-10$ фм², середню – $k_{пр} = 10-50$ фм², високу – $k_{пр} = 50-250$ фм² і дуже високу – $k_{пр} > 250$ фм² (Туаб і Доналдсон, 2009). Породи, що мають проникність нижче 1 фм² вважаються ущільненими. Низька проникність властива ущільненим газоносним пісковикам, алевролітам, аргілітам та матриці вапняків. Промислова розробка газоносних ущільнених порід можлива шляхом застосування технологій інтенсифікації продуктивних товщ таких, як гідророзрив та кислотна обробка пласта. Ці заходи суттєво підвищують проникність ущільнених порід і дозволяють вести видобуток вуглеводнів із порід-колекторів, які раніше вважалися некондиційними.

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

Таблиця 4

Межі змін і середні значення проникності порід

Порода	Значення параметра	Коефіцієнт проникності $k_{пр}$, фм ²
Алевроліти	мін.	0,001
	макс.	3,467
	сер.	0,685
Пісковики	мін.	0,003
	макс.	5,232
	сер.	0,462

Аналіз результатів лабораторних визначень коефіцієнта проникності порід 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. Згідно з існуючою класифікацією порід за їх проникністю (Дахнов, 1975) досліджені породи належать до V класу колекторів (проникність дуже низька, $k_{пр} < 1$ фм²) за винятком окремих зразків, з $k_{пр} > 1$ фм², що викликано наявністю в них тріщин.

Висновки. Одним із важливих засобів оцінки нафтогазового потенціалу перспективних товщ ущільнених колекторів ДДЗ є вивчення петрофізичних властивостей

низькопористих пісковиків і алевролітів, що зумовлює актуальність їх лабораторних досліджень. У статті висвітлено результати лабораторних досліджень колекторських властивостей глибокозанурених ущільнених колекторів карбону центрального грабена ДДЗ.

Встановлено, що об'ємна густина сухих порід змінюється: для алевролітів від 2535 кг/м³ до 2698 кг/м³ (середнє 2652 кг/м³), для пісковиків – від 2397 кг/м³ до 2663 кг/м³ (середнє 2530 кг/м³). Породи насичені моделлю пластової води мають густину: алевроліти від 2537 кг/м³ до 2705 кг/м³ (середнє 2673 кг/м³), а пісковики – від 2500 кг/м³ до 2680 кг/м³ (середнє 2589 кг/м³). Уявна мінералогічна густина алевролітів змінюється від 2586

до 2730 кг/м^3 (середнє 2699 кг/м^3), а пісковиків – від 2587 кг/м^3 до 2754 кг/м^3 (середнє 2670 кг/м^3). Мінливість як літологічного складу досліджених порід, так і пористості спричиняє варіації їхньої густини.

Коефіцієнт пористості, визначений гідростатичним способом, змінюється: для алевролітів від 0,008 до 0,048 (середнє 0,018), а для пісковиків – від 0,014 до 0,095 (середнє 0,053). Газоволюметричним способом установлено, що коефіцієнт відкритої пористості змінюється: для алевролітів від 0,012 до 0,07 (середнє 0,023), а для пісковиків – від 0,027 до 0,117 (середнє 0,07). За коефіцієнтом відкритої пористості досліджені породи відносяться до IV – V класів колекторів (пористість від низької до дуже низької) за виключенням окремих зразків із середньою пористістю (III клас), що викликано їх тріщинуватістю. Коефіцієнт ефективної пористості порід змінюється: для алевролітів від 0,001 до 0,011 (середнє 0,005), а для пісковиків – від 0,001 до 0,072 (середнє 0,021).

Визначений коефіцієнт залишкового водонасичення змінюється: для алевролітів від 0,42 до 0,98 (середнє 0,78), а для пісковиків – від 0,28 до 0,99 (середнє 0,72). За цим параметром розподіл досліджених зразків порід за класами їх колекторських властивостей такий: алевроліти належать до: III класу колекторів (нафтогазонасичення середнє) – 8 % зразків; IV класу (нафтогазонасичення низьке) – 8 % зразків та V класу (нафтогазонасичення дуже низьке) – 84 % зразків. Пісковики належать до: III класу колекторів – 15 % зразків; IV класу – 19 % зразків та V класу – 66 % зразків.

Структура капілярного простору досліджених порід, визначена шляхом капіляриметричних досліджень методом центрифугування, така: для алевролітів вміст надкапілярних пор змінюється від 3 % до 27 % (середнє 10 %); вміст капілярних пор – від 2 % до 31 % (середнє 12 %), вміст субкапілярних пор – від 42 % до 98 % (середнє 78 %); для пісковиків вміст надкапілярних пор змінюється від 0 % до 38 % (середнє 7 %); вміст капілярних пор – від 1 % до 64 % (середнє 21 %), вміст субкапілярних пор – від 28 % до 99 % (середнє 72 %). За структурою пустотного простору досліджені ущільнені пісковики і алевроліти здебільшого мають досить низькі фільтраційні властивості, за винятком окремих зразків із середніми фільтраційними параметрами. При цьому пісковики відрізняються підвищеним вмістом капілярних пор порівняно з алевролітами.

Коефіцієнт пористості порід у змодельованих пластових умовах змінюється: для алевролітів від 0,007 до 0,035 (середнє 0,014), а для ущільнених пісковиків – від 0,007 до 0,084 (середнє 0,045). Внаслідок закриття мікротріщин під навантаженням у пластових умовах пористість порід зменшується порівняно з пористістю в атмосферних умовах. Відносне зниження коефіцієнта пористості порід, що знаходяться в пластових умовах, становить: для алевролітів від 10 % до 26,6 % (середнє 17,3 %), а для пісковиків – від 10 % до 23,2 % (середнє 15,3 %). Відносне зниження коефіцієнта пористості в пластових умовах має для алевролітів пряму, а для пісковиків обернену залежність від коефіцієнта пористості в атмосферних умовах. Це ймовірно викликано різною структурою пустотного простору досліджених алевролітів і низькопористих пісковиків.

У результаті лабораторних досліджень коефіцієнта проникності порід встановлено, що цей параметр змінюється: для аргілітів у межах від $0,001 \text{ фм}^2$ до $3,467 \text{ фм}^2$ (середнє $0,685 \text{ фм}^2$), а для пісковиків від $0,003 \text{ фм}^2$ до $5,232 \text{ фм}^2$ (середнє $0,462 \text{ фм}^2$). За значеннями коефіцієнта проникності досліджені породи в основному

належать до V класу колекторів (проникність дуже низька, $K_{\text{пр}} < 1 \text{ фм}^2$) за винятком окремих зразків, з $K_{\text{пр}} > 1 \text{ фм}^2$, що спричинено наявністю в них тріщин.

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

Виконаний кореляційний аналіз дозволив отримати ряд емпіричних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами досліджених порід – густиною, коефіцієнтом пористості, коефіцієнтом ефективною пористості та коефіцієнтом залишкового водонасичення, а також встановити кореляційні залежності між коефіцієнтами пористості, вимірними в атмосферних та пластових умовах. Ці залежності можуть бути використані при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин та моделюванні фільтраційно-ємнісних параметрів ущільнених порід-колекторів центрального грабена ДДЗ.

Список використаних джерел

- Вижва, С.А., Михайлов, В.А., Онишук, Д.І., Онишук, І.І. (2013). Петрофізичні параметри нетрадиційних порід-колекторів Південного нафтогазового регіону. *Геоінформатика*, 3 (47), 1–9.
- Вижва, С.А., Михайлов, В.А., Онишук, Д.І., Онишук, І.І. (2014). Електричні параметри порід-колекторів імпактних структур. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 65, 31–35.
- Вижва, С.А., Михайлов, В.А., Онишук, Д.І., Онишук, І.І. (2014). Петрофізичні параметри порід, перспективних на сланцевий газ (ділянки східного сектору Дніпровсько-Донецької западини). *Геофизический журнал*, 36, 1, 145–157.
- Вижва, С.А., Онишук, В.І., Онишук, 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., Онишук, В.І., Онишук, 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., Онишук, В.І., Онишук, 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., Онишук, В.І., Онишук, І.І., Рева, М.В., Шабатура, О.В. (2021). Фільтраційно-ємнісні параметри ущільнених порід північної прибережної зони Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3 (94), 37–45. DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.94.04>.
- Вижва, С.А., Онишук, В.І., Онишук, 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., Онишук, Д.І., Онишук, В.І. (2012). Петроелектрична модель порід-колекторів Західно-Шебелинського газоконденсатного родовища. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 57, 13–16.
- Вижва, С.А., Орлюк, М.І., Онишук, В.І., Онишук, 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.
- Вижва, С.А., Михайлов, В.А., Онишук, І.І. (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. (1992а). Петрофизика. Справочник. Ч. 1. М.: Недра.
- Дортман, Н.Б. (1992б). Петрофизика. Справочник. Ч. 2. М.: Недра.
- ДСТУ 41-00032626-00-025-2000. (2001). Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. Київ: Мінекоресурсів України.
- Карпенко, О., Башкіров, Г., Карпенко, І. (2014). Визначення вмісту органічної речовини в гірських породах за геофізичними даними. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3 (66), 71–76. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.66.12>.
- Карпенко, О.М., Михайлов, В.А., Карпенко, І.О. (2015). До прогнозу освоєння вуглеводневих ресурсів східної частини ДДЗ. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1 (68), 49–54.

Maslov, B.P., Onyshchuk, I.I., Shynkarenko, A.V. (2017). Modelyuvannya neliniy-nih v'язko-pruzhnikh vlastyvostey terigenno-vapnyakovykh piskovykiv. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 2 (77), 99–105. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.77.13>

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

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

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

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

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

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>

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

Соболь, В., Карпенко, О. (2021). Новая модель проницаемости теригенных гранулярных коллекторов на прикладе турнейских отложений Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1 (92), 61–66. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.92.09>

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

Тиаб, Д., Дональдсон, Э.Ч. (2009). Петрофизика: Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М.: "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., Maslov, B., Onyshchuk, I., Kozionova, O. (2019). Hydraulic fracture crack propagation modeling in multi-component nonelastic geological media. *XIII Міжнародна наукова конференція "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 Volodymyrsk area in Volyno-Podillia (Ukraine) *Nafta-Gaz: Rok LXXIII* Nr 2, 90–96. DOI: 10.18668/NG.2017.02.03.

Reference

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

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

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

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

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

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

Karpenko, O., Mykhailov, V., Karpenko, I. (2015). Eastern Dnieper-Donets depression: Predicting and developing hydrocarbon resources. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 68, 49-54. [in Ukrainian]

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

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

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

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

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

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

Orlyuk M., Drukarenko V., Onyshchuk I. (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. <http://doi.org/10.3997/2214-4609.201803178>.

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. [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. *Geofizicheskii zhurnal*, 33, 6, 136–151. [in Russian]

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Надійшла до редколегії 07.12.21

S. Vyzhva, Dr. Sci. (Geol.), Prof.,
E-mail: s.vyzhva@knu.ua;
V. Onyshchuk, PhD (Geol.), Assoc. Prof.,
E-mail: viktor.onyshchuk@knu.ua;
I. Onyshchuk, PhD (Geol.), Senior Researcher,
E-mail: 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 Vasylykivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine

RESERVOIR PROPERTIES OF DEEP-SEATED CONSOLIDATED ROCKS OF CARBONIFEROUS PERIOD OF THE CENTRAL GRABEN OF THE DNEIPER-DONETSK DEPRESSION

Paper concerns the researches of porosity and permeability properties of deep-seated consolidated rocks (siltstones, poor-porous sandstones) of Carboniferous period of the central graben 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 porosity factor and void factor, permeability coefficient and residual water saturation factor have been studied. The article presents the limits of changes and the average values of porosity and permeability properties of rocks, and the classification of their reservoir properties. On the basis of capillarimetric research, an evaluation of the structure of the void space of rocks was made.

The correlation analysis has allowed establishing a series of empirical relationships between the reservoir parameters (density, porosity coefficient, effective porosity factor and residual water saturation factor) and, also, determining correlation dependences between porosity coefficients measured in atmospheric and reservoir conditions. These relationships can be used in the data interpretation of geophysical studies of wells and in the modeling of porosity and permeability properties of consolidated rocks of the central graben of the Dnieper-Donetsk depression.

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

С. Выжва, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: s.vyzhva@knu.ua;
В. Онищук, канд. геол. наук, доц.,
E-mail: viktor.onyshchuk@knu.ua;
И. Онищук, канд. геол. наук, ст. науч. сотр.,
E-mail: oivan1@ukr.net;
Н. Рева, канд. физ.-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

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ УПЛОТНЕННЫХ ПОРОД КАРБОНА ЦЕНТРАЛЬНОГО ГРАБЕНА ДДВ

Посвящено освещению результатов исследования фильтрационно-емкостных свойств глубокопогруженных уплотненных пород карбона (алевролитов, низкопористых песчаников) центрального грабена 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 коэффициент открытой и эффективной пористости, коэффициент проницаемости и коэффициент остаточного водонасыщения. В статье приведены границы изменений и средние значения фильтрационно-емкостных параметров исследованных пород, а также классификация их коллекторских свойств. На основе капиллярметрических исследований выполнена оценка структуры пустотного пространства пород.

Проведенный корреляционный анализ позволил получить ряд эмпирических зависимостей между фильтрационно-емкостными параметрами исследованных пород – плотностью, коэффициентом пористости, коэффициентом эффективной пористости и коэффициентом остаточного водонасыщения, а также установить корреляционные зависимости между коэффициентами пористости, измеренными в атмосферных и пластовых условиях. Эти зависимости могут быть использованы при интерпретации данных геофизических исследований скважин и моделировании фильтрационно-емкостных параметров уплотненных пород-коллекторов центрального грабена ДДВ.

Ключевые слова: песчаники; алевролиты; фильтрационно-емкостные параметры; плотность; коэффициенты пористости, проницаемости, остаточного водонасыщения; корреляционные зависимости.