

ГЕОФІЗИКА

УДК 550.8.056

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.88.04>С. Вижва¹, д-р геол. наук, проф.,E-mail: vsa@univ.net.ua;В. Онищук¹, канд. геол. наук, доц.,E-mail: vitus16@ukr.net;І. Онищук¹, канд. геол. наук, старш. наук. співроб.,E-mail: oivan1@ukr.net;О. Олійник², головний фахівець сектора інтерпретації даних ГДС,E-mail: orve@ukr.netМ. Рева¹, канд. фіз.-мат. наук, доц.,E-mail: mvreva@gmail.com;О. Шабатура¹, канд. геол. наук,E-mail: dard@ukr.net;¹Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна²АТ "Укргазвидобування", Департамент геофізики,
вул. Кудрявська 26/28, м. Київ, 04053, Україна**ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ПАРАМЕТРИ НИЖНЬОПЕРМСЬКИХ КАРБОНАТНИХ ПОРІД
ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ГЛИНСЬКО-СОЛОХІВСЬКОГО ГАЗОНАФТОНОСНОГО РАЙОНУ
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ***(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. О.М. Карпенком)*

Висвітлено результати дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей нижньопермських карбонатних порід західної частини Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Дніпровсько-Донецької западини. Мета досліджень полягала в оцінці перспективності порід, як можливих колекторів вуглеводнів. Досліджувались такі фільтраційно-ємнісні характеристики зразків порід, як коефіцієнт відкритої та ефективної пористості, коефіцієнт проникності та коефіцієнт залишкового водонасичення. На основі капілярметричних досліджень виконано оцінку структури пустотного простору порід. Вивчається також зв'язок густини порід з їхньою пористістю. Дослідження пористості виконувалося в атмосферних і пластових умовах.

Установлено, що густина сухих зразків порід змінюється від 2212 до 2593 кг/м³ (середнє – 2413 кг/м³), порід, насичених моделлю пластової води – від 2442 до 2626 кг/м³ (середнє 2549 – кг/м³), насичених газом – від 2400 до 2622 кг/м³ (середнє – 2541 кг/м³), уявна мінералогічна густина – від 2718 до 2828 кг/м³ (середнє – 2783 кг/м³).

Коефіцієнт відкритої пористості досліджених порід, насичених моделлю пластової води, змінюється від 0,045 до 0,181 (середнє – 0,127), насичених газом – від 0,049 до 0,184 (середнє – 0,128), насичених азотом (N₂) – від 0,063 до 0,217 (середнє – 0,149). Коефіцієнт ефективної пористості порід варіює в межах від 0,004 до 0,125 (середнє – 0,036), а коефіцієнт залишкового водонасичення – у межах від 0,40 до 0,97 (середнє – 0,79). У результаті моделювання пластових умов встановлено, що коефіцієнт пористості змінюється від 0,040 до 0,169 (середнє – 0,118). Через закриття мікротріщин, у результаті навантаження порід під час створення для них пластових умов пористість порід зменшується порівняно з їхньою пористістю в атмосферних умовах. Відносне зниження коефіцієнта пористості різних порід, що переобумовлюють в однакових пластових умовах, обернено залежне від коефіцієнта їхньої пористості в атмосферних умовах і у змодельованих пластових умовах становить від 1,5 % до 11 % (середнє – 5,3 %).

Капілярметричними дослідженнями методом центрифугування встановлено, що капілярний простір досліджених порід має таку структуру: вміст надкапілярних пор змінюється від 1 % до 22 % (середнє – 7 %); вміст капілярних пор – від 2 % до 38 % (середнє 14 %); вміст субкапілярних пор – від 40 % до 97 % (середнє 79 %).

За результатами лабораторних вимірювань коефіцієнт проникності для досліджених карбонатних порід західної частини Глинсько-Солохівського газонафтоносного району ДДЗ змінюється від 0,038 фм² до 1,992 фм² (середнє 0,323 фм²).

Виконано класифікацію колекторських властивостей зразків порід за коефіцієнтами пористості, проникності та залишкового водонасичення.

Проведений кореляційний аналіз дозволяє отримати ряд емпіричних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами досліджених порід – густиною, коефіцієнтом пористості, коефіцієнтом проникності та коефіцієнтом залишкового водонасичення.

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

Постановка проблеми. Результати виконаних останнім часом досліджень свідчать, що північно-західна частина Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) є одним із найперспективніших районів на наявність нетрадиційних покладів вуглеводнів (сланцевий газ, газ ущільнених порід, сланцева нафта), які можуть у разі перевищувати ресурси традиційного типу (Михайлов та ін., 2014 а, б). У межах західної частини Глинсько-Солохівського газонафтоносного району ДДЗ широко розповсюджені карбонатні породи нижньої пермі, які є перспективними на вуглеводні. Зазначені породи представлені слабодомітизованими вапняками з малопотужними прошарками піщаних або алевропіщаних вапняків. Характеристика петрофізичних властивостей цих порід є одним із важливих засобів оцінки нафтогазового потенціалу перспективних товщ як традиційних, так і нетрадиційних 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., 2010, 2012, 2013, 2014, 2016, 2017; 2018; Vyzhva, 2017; Карпенко та ін., 2014; Маслов та ін., 2017; Михайлов та ін., 2014 а, б; Нестеренко, 2010; Садівник, 2013; Орлюк та ін., 2011, 2018; Orlyuk, 2018; Федоришин, 2018 та ін.). 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. Проблема пошуків і вивчення традиційних і нетрадиційних джерел вуглеводнів – сланцевого газу, сланцевої нафти, газу ущільнених колекторів та ін. не втрачає своєї актуальності. Для оцінки перспективності на вуглеводні геологічних структур і комплексів, крім економічних і геолого-геометричних параметрів, вмісту органічної речовини й ступеня її термічної переробки, важливе значення мають також петрофізичні властивості гірських порід. Вони використовуються для інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень пошуково-розвідувальних свердловин. Незважаючи на велику кількість публікацій, для ряду порід-колекторів практично відсутні дані результатів їхніх лабораторних фільтраційно-ємнісних, електрометричних, акустичних досліджень та їхніх кореляційних залежностей з фільтраційно-ємнісними параметрами.

Мета досліджень. Оцінка перспективності відкладів на вуглеводні виконується через визначення ємнісно-фільтраційних, електричних та акустичних властивостей окремих типів і груп порід та встановлення кореляційних зв'язків між ними. Матеріали, отримані в результаті лабораторних досліджень – про зміни густини порід, їхнього питомого електричного опору, швидкості поширення пружних хвиль та їхній кореляційний зв'язок із фільтраційно-ємнісними параметрами використовуються для інтерпретації результатів електрометричних і акустичних методів досліджень свердловин, польової електророзвідки і сейсморозвідки. Метою досліджень, результати яких аналізуються у статті, є вивчення фільтраційно-ємнісних параметрів перспективних на нетрадиційні джерела вуглеводнів нижньопермських карбонатних порід на території західної частини Глинсько-Солохівського газонафтоносного району ДДЗ.

Коротка петрографічна характеристика. Досліджені нижньопермські породи західної частини Глинсько-Солохівського газонафтоносного району ДДЗ належать до мікритових, спаритових, мікрито-спаритових і доломітизованих піщанистих вапняків. Структура теригенного матеріалу різноманітна, окремі зерна досягають грубого псамітового розміру, а присутній у вапняках пелітоморфний кварц є невід'ємною складовою мікритових різновидів (у тому числі й у спаритах), де він асоціює із глинистою (сметитовою) складовою. Головною ознакою вказаних порід є забарвлення окремих шарів і прошарків, яке контролюється вмістом у них сметитової складової зеленувато-гольору. Виділяються сірі, іноді злегка буруваті спарити, зеленувато-сірі мікрито-спарити, зелені мікрити та світло-сірі їхні різновиди.

Для шарів і прошарків характерні непаралельні, хвилясті, хмароподібні й ліноподібні межі. Іноді форма лінз має елементи підкривування, які підкреслюються прошарками і ланцюжками, збагаченими піщаним матеріалом та сульфідною мінералізацією.

Досліджені породи мають міжзернові, часто несполучвані між собою пори розміром 0,01–0,03 мм. Їхня внутрішня поверхня і контури підпорядковані граням незрощуваних між собою ромбоєдрів. Слабка проникність різних вапняків пов'язується з наявністю павутинної системи міжзернових тріщин, дуже часто заповнених аморфною глинистою колоїдогенною речовиною, або тектонічних тріщин, частково виповнених перевідкладеним мікритом чи кірками кальциту.

Петрографічні особливості порід дозволяють зробити припущення, що формування карбонатних відкладів відбувалося в середньоглибинній частині шельфу, де осідав планктон, про що свідчать біоморфні рештки, які

становлять основу перекристалізованих спаритових та мікрито-спаритових різновидів. До зони формування тонкозернистих біоморфних карбонатних осадків періодично потрапляє теригенний несортований матеріал (можливо штурміти) або осадки, перенесені придонними течіями, які привносили в більш глибоководні ділянки разом із теригенним матеріалом фрагменти слабо консолідованих (можливо водоростями) сметитових кірочок. Осадки носять трансгресивний характер: знизу вгору по розрізу спостерігається зменшення потужності та кількості теригенних прошарків. В осадах наявні текстури опливання, що формувалися всередині пластів за рахунок неоднорідного літостатичного тиску на діагенетичній стадії після формування кристалів і мікроконкрецій сульфідів. Присутня доломітизація порід має вибірковий характер: більш інтенсивна – по біоморфних рештках, мінімальна – по кальцитовому мікриту. Можна припустити, що доломітизація вапняків відбувалася на епігенетичній стадії після (або під час) формування кліважної тріщинуватості. Проте додаткова пористість не утворювалася у зв'язку з можливим заліковуванням пор і тріщин сметитом і пелітоморфним карбонатом.

Експериментальні петрофізичні дослідження. Комплекс петрофізичних досліджень, виконаний в НДЛ теоретичної і прикладної геофізики ННІ "Інститут геології" Київського національного університету імені Тараса Шевченка, включав визначення: густини порід; відкритості та ефективної пористості; структури капілярного простору; питомого електричного опору; швидкості пружних хвиль в атмосферних і пластових умовах. Усі лабораторні дослідження виконувались відповідно до діючих нормативних документів.

У даній статті наведено результати комплексних досліджень петрофізичних властивостей колекції із 79 зразків нижньопермських відкладів західної частини Глинсько-Солохівського газонафтоносного району ДДЗ (вапняків в інтервалі глибин 1765–1900 м).

Методика петрофізичних досліджень. Об'ємна густина досліджених порід у сухому стані визначалася шляхом зважування та вимірювання геометричних розмірів спеціальних лабораторних зразків циліндричної форми, а в насиченому стані – методом гідростатичного зважування за стандартною методикою попередньо насичених зразків (Тиаб и Доналдсон, 2009; Инструкция ..., 1977; Дортман, 1992а, б). Для визначення ваги зразків застосовувалися цифрові аналітичні ваги WPS 360/c/2 (точність $\pm 0,001$ 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 190 г/л та газом і зважувалися цифровими аналітичними вагами WPS 360/c/2. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта пористості становила 1,1 %.

Капілярметричні дослідження виконувалися шляхом центрифугування зразків порід за допомогою центрифуги ОС-6М (Породы горные, 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 1,078 МПа.

Для встановлення кореляційного зв'язку між ємнісними, електричними та акустичними параметрами порід в атмосферних і пластових умовах виконано комплекс петрофізичних досліджень із фізичним моделюванням пластових умов (температура $t = 50$ С; ефективний тиск $p_{ef} = 30$ МПа; мінералізація $M = 190$ г/л).

Аналіз даних лабораторних досліджень. У результаті виконаних комплексних лабораторних досліджень визначено петрофізичні параметри нижньопермських карбонатних відкладів. 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 густина сухих зразків порід змінюється від 2212 кг/м³ до 2593 кг/м³ за середнього значення 2413 кг/м³. Густина порід, насичених моделлю пластової води, варіює у межах від 2442 до 2626 кг/м³ за середнього значення 2549 кг/м³, а насичених гасом – від 2400

до 2622 кг/м³, середнє значення – 2541 кг/м³. Уявна мінералогічна густина досліджених порід змінюється від 2718 до 2828 кг/м³, за середнього значення 2783 кг/м³. Відомості про межі змін і середні значення густинних параметрів порід залежно від їхньої літології наведено в табл. 1. Широке межі зміни густини свідчать про мінливість як літологічного складу зразків досліджених порід, так і власне їхньої пористості.

Таблиця 1

Межі змін і середні значення густинних параметрів порід					
Порода	Значення параметра	Густина (сухі), кг/м ³	Густина (насич. гасом), кг/м ³	Густина (насич. NaCl), кг/м ³	Уявна густина мінералогічна, кг/м ³
Мікритовий вапняк; спаритовий вапняк; мікрито-спаритовий вапняк; доломітизований піщанистий вапняк	мін.	2212	2400	2442	2718
	макс.	2593	2622	2626	2828
	сер.	2413	2541	2549	2783

Пористість. 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 та окатаністю зерен, їхніми розмірами, сортуванням, орієнтуванням і типом упаковки, а також хімічним складом (Тиаб і Доналдсон, 2009; Ин-струкция ..., 1977; Дортман, 1992 а, б). Комплексне вивчення цих параметрів дозволяє отримати інформацію про діагенетичні й катагенетичні процеси та про механізми, які діяли під час транспортування і відкладення осадового матеріалу, ущільнення та деформації осаdkів

(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 і форми частинок, а також розподілу пустотних каналів у породи.

Пористість породи – важливий параметр, який визначає ємність колектора, тобто властивість породи вміщувати флюїди (нафту, газ і воду). Розрізняють загальну, відкриту та ефективну пористість (Тиаб і Доналдсон, 2009; Инструкция ..., 1977; Дортман, 1992 а, б).

Досліджені вапняки загалом характеризуються низькими і середніми 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_n			Коефіцієнт ефективної пористості, k_n	
		насич. азотом	насич. NaCl	насич. гасом	насич. NaCl	насич. гасом
Мікритовий вапняк; спаритовий вапняк; мікрито-спаритовий вапняк; доломітизований піщанистий вапняк	мін.	0,063	0,045	0,049	0,004	0,008
	макс.	0,217	0,181	0,184	0,125	0,099
	сер.	0,149	0,127	0,128	0,036	0,031

Коефіцієнт відкритої пористості порід, визначений газоволюметричним способом, змінюється від 0,063 до 0,217 за його середнього значення 0,149. Цей параметр, визначений методом насичення вапняків моделлю пластової води (розчином NaCl), змінюється від 0,045 до 0,181 за його середнього значення 0,127, а при насиченні їх гасом – від 0,049 до 0,184 при середньому значенні 0,128.

У результаті виконаних досліджень були встановлені кореляційні залежності між коефіцієнтами пористості, визначеними газоволюметричним способом і методом насичення рідиною (розчином NaCl та гасом). Отримані кореляційні залежності описуються лінійними функціями:

$$k_{n,NaCl} = 0,816 \cdot k_{n,гв} + 0,0104, \text{ при } R^2 = 0,85;$$

$$k_{n,гас} = 0,8739 \cdot k_{n,гв} - 0,0066, \text{ при } R^2 = 0,846,$$

де $k_{n,гв}$, $k_{n,NaCl}$, $k_{n,гас}$ – коефіцієнти відкритої пористості, визначені, відповідно, газоволюметричним способом, насиченням розчином NaCl та насиченням гасом. Графіки цих залежностей наведено на рис. 1, 2.

Аналіз отриманих даних дозволив установити кореляційні залежності між густиною досліджених вапняків (σ) та їхніми коефіцієнтами пористості. Отримані кореляційні залежності, графіки яких наведено на рис. 3 і 4, описуються також лінійними функціями:

$$k_{n,NaCl} = -0,0004 \cdot \sigma + 1,2012, \text{ при } R^2 = 0,882;$$

$$k_{n,гас} = -0,0004 \cdot \sigma + 1,2533, \text{ при } R^2 = 0,838.$$

Згідно з існуючою класифікацією порід-колекторів за відкритою пористістю (Дахнов, 1975) був отриманий такий розподіл зразків за їхніми класами: до колекторів III класу із середньою пористістю (10–20 %) належать 92,4 % досліджених зразків порід; до колекторів IV класу з низькою пористістю (5–10 %) – 5,1 % зразків; до колекторів V класу з дуже низькою пористістю (<5 %) – 2,5 % зразків.

Капілярметричні дослідження виконувались шляхом центрифугування зразків порід за допомогою центрифуги ОС-6М. Обертובה 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 1,078 МПа (Породы горные, 1985; Рудько, 2005). Під час лабораторних петрофізичних досліджень коефіцієнти залишкового водонасичення ($K_{зв}$) і газонасичення ($K_{гн}$) 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. 5 і 6 наведено типові криві капілярного тиску досліджених вапняків з різними типами фільтраційно-ємнісними властивостями.

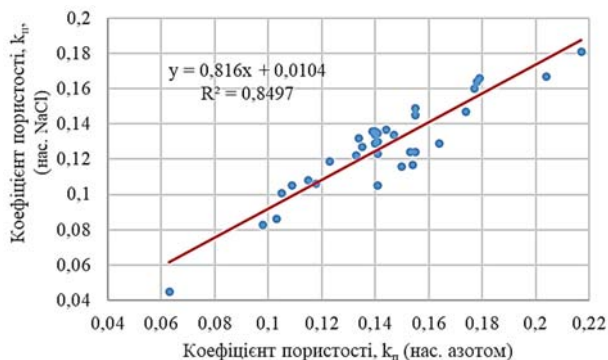


Рис. 1. Залежність між коефіцієнтами відкритої пористості, визначеними газоволюметричним способом ($K_{п,гв}$) і методом насичення розчином NaCl ($K_{п,NaCl}$)

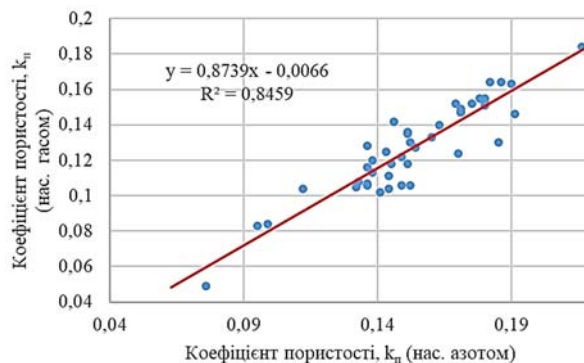


Рис. 2. Залежність між коефіцієнтами відкритої пористості, визначеними газоволюметричним способом ($K_{п,гв}$) і методом насичення газом ($K_{п,газ}$)

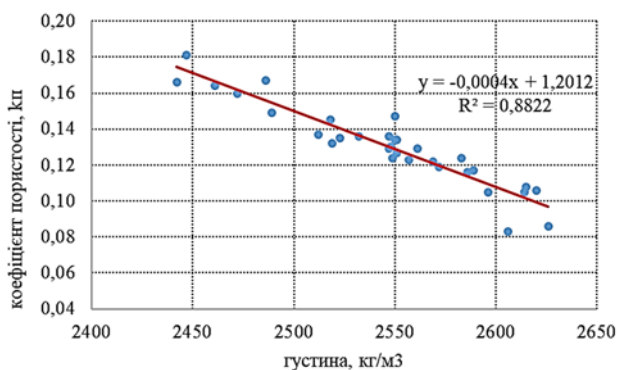


Рис. 3. Залежність коефіцієнта відкритої пористості порід, визначеного методом насичення розчином NaCl, від густини

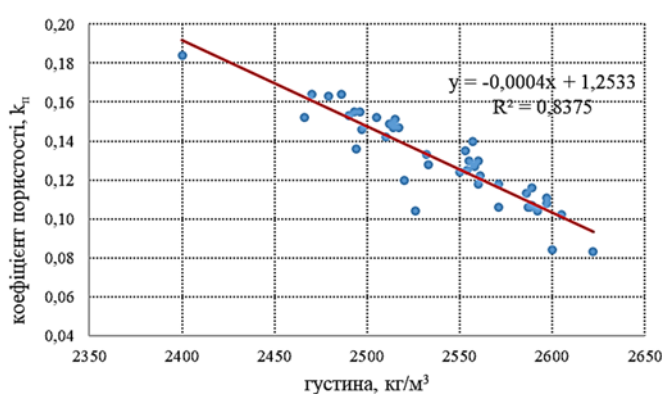


Рис. 4. Залежність коефіцієнта відкритої пористості порід, визначеного методом насичення газом, від густини

Таблиця 3

Межі змін і середні значення параметрів пустотного простору досліджених порід

Порода	Значення параметра	Вміст пор, %			Коефіцієнти залишкового насичення	
		надкапілярні	капілярні	субкапілярні	насич. NaCl, $K_{зв}$	насич. газом, $K_{зп}$
Мікритовий вапняк; спаритовий вапняк; мікрито-спаритовий вапняк; доломітизований піщанистий вапняк	мін.	1	2	40	0,40	0,46
	макс.	22	38	97	0,97	0,92
	сер.	7	14	79	0,79	0,79

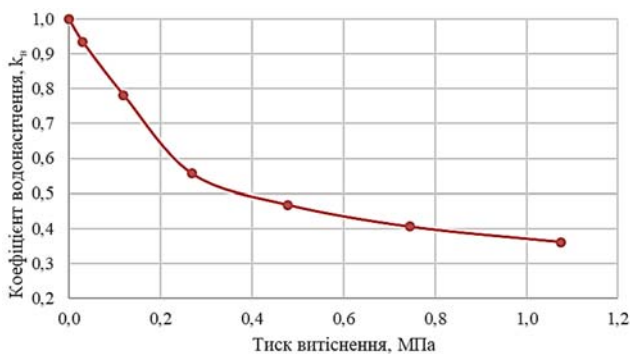


Рис. 5. Типова крива капілярного тиску для вапняків із середніми фільтраційно-ємнісними властивостями

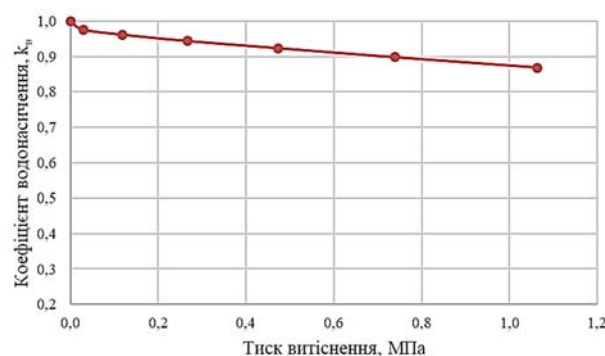


Рис. 6. Типова крива капілярного тиску для вапняків з низькими фільтраційно-ємнісними властивостями

У результаті аналізу лабораторних визначень коефіцієнта залишкового водонасичення верхньопермських вапняків встановлено, що цей параметр змінюється від 0,40 до 0,97 за його середнього значення 0,79. Коефіцієнт залишкового нафтонасичення досліджених порід змінюється від 0,46 до 0,92 за середнього значення 0,77. За визначеними коефіцієнтами залишкового водонасичення порід та існуючою відповідною класифікацією колекторів за класами колекторських властивостей (Дахнов, 1975) досліджені зразки порід відносяться: до

III класу колекторів (нафтогазонасичення середнє, $K_{зв} = 0,3-0,5$) – 5,8 % зразків; до IV класу (нафтогазонасичення низьке, $K_{зв} = 0,5-0,7$) – 23 %; до V класу (нафтогазонасичення дуже низьке, $K_{зв} > 0,7$) – 71,2 % зразків.

З використанням коефіцієнтів залишкового водонасичення та нафтонасичення визначено коефіцієнти ефективної пористості ($K_{п,еф}$) досліджених порід. Коефіцієнт ефективної пористості, визначений за залишковим водонасиченням, змінюється від 0,004 до 0,125 за його

середнього значення 0,036, а за залишковим нафтонасиченням – від 0,008 до 0,099 при середньому значенні 0,031.

На основі виконаних петрофізичних досліджень установлена кореляційна залежність коефіцієнта ефективної пористості від коефіцієнта відкритої пористості. Отримана кореляційна залежність описується поліномом другого порядку:

$$k_{п,еф} = 9,0899 \cdot k_{п}^2 - 1,4008 \cdot k_{п} + 0,055, \text{ при } R^2=0,817.$$

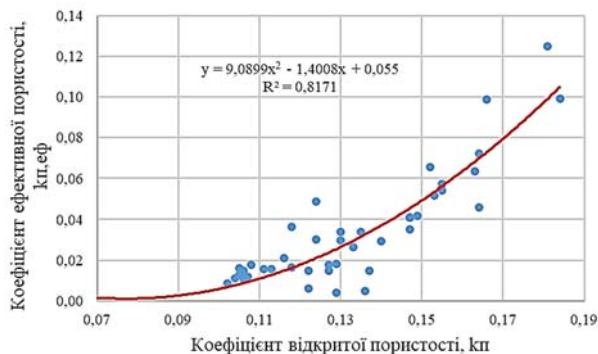


Рис. 7. Залежність коефіцієнта ефективної пористості порід ($k_{п,еф}$) від коефіцієнта відкритої пористості ($k_{п}$)

За результатами досліджень зразків порід було виконано, відповідно до існуючої класифікаційної схеми (Дахнов, 1975), таку їхню класифікацію за ефективною пористістю: до III класу колекторів (ефективна пористість середня, $k_{п,еф} = 5-15\%$) належить 6,4 % досліджених зразків порід; до IV класу колекторів (ефективна пористість низька, $k_{п,еф} = 3-7,5\%$) – 40,4 % зразків; до V класу (ефективна пористість дуже низька, $k_{п,еф} < 3\%$) – 53,2 % зразків.

Капілярметричні дослідження з використанням центрифуги дозволили оцінити структуру пустотного простору зразків вапняків за розміром капілярів. Розподіл пустотного простору порід на субкапілярні (діаметр $< 0,2$ мкм), капілярні (діаметр $0,2-3$ мкм) та надкапілярні (діаметр $3-100$ мкм) пори (Нестеренко, 2010) наведено в табл. 3.

У надкапілярних і капілярних порових каналах зосереджені флюїди, що можуть брати участь у фільтраційних процесах. Субкапілярні порові канали, як правило, заповнені залишковим водою й участі у фільтрації флюїдів вони не беруть.

За результатами лабораторних капілярметричних досліджень методом центрифугування встановлено, що капілярний простір досліджених порід має таку структуру: вміст надкапілярних пор змінюється від 1 % до 22 % за середнього значення 7 %; вміст капілярних пор –

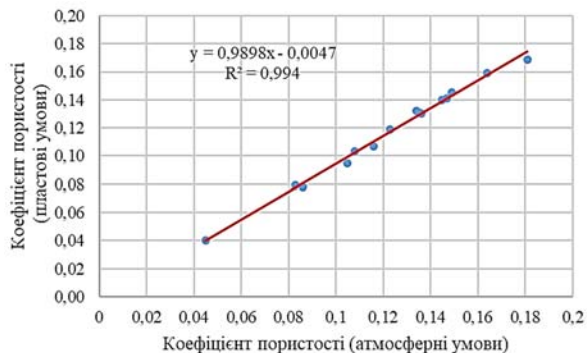


Рис. 9. Кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості досліджених вапняків у пластових ($k_{п,пл}$) і атмосферних ($k_{п}$) умовах

Між коефіцієнтом залишкового водонасичення ($k_{зв}$) і коефіцієнтом ефективної пористості порід ($k_{п,еф}$) також отримана кореляційна залежність, яка має лінійний характер:

$$k_{зв} = -5,1265 \cdot k_{п,еф} + 0,9356, \text{ при } R^2=0,845.$$

Графіки цих залежностей наведено на рис. 7 і 8.

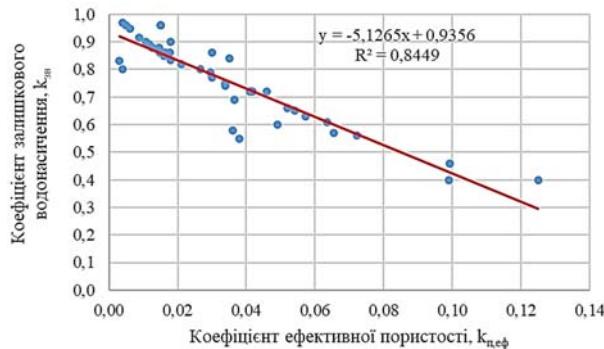


Рис. 8. Залежність коефіцієнта залишкового водонасичення ($k_{зв}$) від коефіцієнта ефективної пористості порід ($k_{п,еф}$)

від 2 % до 38 % за середнього значення 14 %; вміст субкапілярних пор – від 40 % до 97 % за середнього значення 79 % (табл. 3).

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

Фізичне моделювання пластових умов. Лабораторні вимірювання з використанням установки високого тиску ВСЦ-1000 дозволили оцінити зміну коефіцієнта пористості досліджених порід у пластових умовах, коли насичені розчином NaCl зразки перебували під тиском $p_{еф} = 30$ МПа і при температурі $t = 50^{\circ}\text{C}$. Для фізичного моделювання пластових умов відібрано 15 зразків з різною пористістю. Аналіз результатів лабораторних досліджень пористості порід у змодельованих пластових умовах показав, що цей параметр для різних вапняків змінюється від 0,040 до 0,169 за середнього значення 0,118. Виконані експериментальні дослідження дозволили також отримати кореляційну залежність між коефіцієнтами пористості в атмосферних ($k_{п}$) і пластових ($k_{п,пл}$) умовах. Ця залежність досить стійка (практично функціональна) і має лінійний вигляд (рис. 9):

$$k_{п,пл} = 0,9898 \cdot k_{п} - 0,0047, \text{ при } R^2 = 0,994.$$

Рис. 10. Залежність відносного зниження (δ) коефіцієнта пористості вапняків ($k_{п,пл}$) у пластових умовах від їхнього коефіцієнта пористості ($k_{п}$) в атмосферних умовах

Унаслідок закриття мікротріщин при навантаженням порід під час моделювання пластових умов пористість порід зменшується порівняно з їхньою пористістю в атмосферних умовах. Аналіз даних показує, що для досліджених карбонатних порід відносне зниження (δ) коефіцієнта пористості при зміні атмосферних умов на пластові становить від 1,5 % до 11 % за середнього значення 5,3 %. Функціональна залежність відносного зниження пористості, що відповідає зазначеній вище кореляційній залежності $k_{п,пл}$ від k_n (рис. 9), має вигляд

$$\delta = (0,0102 + 0,0047 / k_n) \cdot 100 \%$$

і представлена на рис. 10. Із даного співвідношення і наведеного графіка виходить, що відносне зниження коефіцієнта пористості за однакових пластових умов перебуває в оберненій залежності від коефіцієнта пористості в атмосферних умовах. Відтак, виконані дослідження дозволяють дійти висновку, що для високопористих вапняків ($k_n > 0,2$) коефіцієнт пористості в розглянутих вище пластових умовах менший від коефіцієнта пористості в атмосферних умовах не більше ніж на 3 %.

Результати дослідження зразків порід у змодельованих пластових умовах дозволили розрахувати коефіцієнт залишкового водонасичення в пластових умовах ($K_{зв,пл}$). Такі розрахунки виконані з використанням коефіцієнта перерахунку α (ДСТУ 41-00032626-00-025-2000, 2001). Їх результати свідчать, що коефіцієнт залишкового водонасичення різних вапняків у пластових умовах змінюється від 0,42 до 0,99 за його середнього значення 0,81.

Проникність. Властивість породи пропускати флюїди називається проникністю. Проникність породи залежить від її ефективної пористості, отже, на неї впливають розмір зерен породи, їхня форма, просторовий розподіл зерен за розмірами (сортування), а також їхня упаковка, ступінь 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 смектит (бентоніти) і монтморилоніт, розбухають у воді й можуть частково або повністю закупорювати пустотний простір (Тиаб і Доналдсон, 2009; Порода горные, 1985).

Абсолютна проникність (коефіцієнт проникності $k_{пр}$) – це 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 ($k_{прв}$). 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 пустотними каналами пластові флюїди взаємодіють між собою, заважаючи один одному, тому сума ефективної проникності всіх трьох фаз завжди менша абсолютної проникності.

За наявності в породі декількох флюїдів (фаз) відношення ефективної проникності будь-якої фази до абсолютної проникності породи називають відносною проникністю (k_r) для цієї фази (Дахнов, 1975; Тиаб і Доналдсон, 2009). Так, відносні проникності для нафти, газу і води відповідно будуть $k_{rn} = k_{прн}/k_{пр}$, $k_{rg} = k_{прг}/k_{пр}$, $k_{rv} = k_{прв}/k_{пр}$.

Нафтові й газові колектори можуть мати первинну і вторинну проникності. Первинна проникність – це проникність матриці (мінерального каркаса) породи. Вона утворюється під час відкладення і літофікації (консолідації) осадових порід. Вторинна проникність є результатом зміни матриці породи за рахунок ущільнення, цементації, утворення тріщин і вилугування. Ущільнення і цементация зазвичай зменшують проникність, тоді як процеси утворення тріщин і вилугування переважно її збільшують. У деяких породах, особливо в низькопористих карбонатах і аргілітах, саме за рахунок вторинної проникності відбувається основна міграція флюїдів.

Проникність порід-колекторів нафти і газу може змінюватися в діапазоні від 0,1 до 1000 фм², інколи й більше. Якість колектора обумовлена його проникністю, яка ділиться 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 (Дахнов, 1975; Тиаб і Доналдсон, 2009). Колектори із проникністю нижче 1 фм² вважаються ущільненими. Така низька проникність зазвичай властива аргілітам, алевролітам, щільним газоносним пісковикам, матриці вапняків. Такі заходи інтенсифікації продуктивних товщ, як гідророзрив і кислотна обробка пласта, підвищують проникність порід і дозволяють вести видобуток вуглеводнів із колекторів, які раніше вважалися некондиційними.

Під час лабораторних петрофізичних досліджень порід коефіцієнт проникності зразків керна визначався методом стаціонарної фільтрації азоту за допомогою спеціально зробленої установки (Порода горные, 1985). Середня відносна похибка визначень коефіцієнта проникності становила 2,8 %. Його межі змін і середні значення для нижньопермських карбонатних порід наведено в табл. 4.

Таблиця 4

Межі змін і середні значення проникності порід

Порода	Значення параметра	Коефіцієнт проникності $k_{пр}$, фм ²
Мікритовий вапняк; спаритовий вапняк; мікрито-спаритовий вапняк; доломітизований піщанистий вапняк	мін.	0,038
	макс.	1,992
	сер.	0,323

У результаті аналізу лабораторних визначень коефіцієнта проникності порід установлено, що цей параметр змінюється від 0,038 фм² до 1,992 фм² за його середнього значення 0,323 фм². Згідно з існуючою класифікацією порід-колекторів за їхньою проникністю (Дахнов, 1975) був отриманий такий розподіл досліджених карбонатних порід за цим параметром: до IV класу колекторів (проникність низька, $k_{пр} = 1-10$ фм²) належать 9,2 % зразків порід; до V класу колекторів (проникність дуже низька, $k_{пр} < 1$ фм²) – 90,8 % зразків.

Аналіз результатів лабораторних петрофізичних досліджень зразків порід дозволив отримати ряд кореляційних

залежностей між коефіцієнтами ефективної пористості ($k_{п,еф}$), залишкового водонасичення ($K_{зв}$) та коефіцієнтом проникності ($k_{пр}$). Ці залежності, графіки яких наведені на рис. 11, 12, описуються поліномами другого порядку:

$$k_{пр} = 169,55 \cdot k_{п,еф}^2 + 0,7608 \cdot k_{п,еф} + 0,0407,$$

$$\text{при } R^2=0,819;$$

$$k_{пр} = 8,2977 \cdot k_{зв}^2 - 14,327 \cdot k_{зв} + 6,2583,$$

$$\text{при } R^2=0,759.$$

Водночас варто відмітити, що такі залежності з принятими коефіцієнтами кореляції вдається отримати лише для окремих літологічних горизонтів.

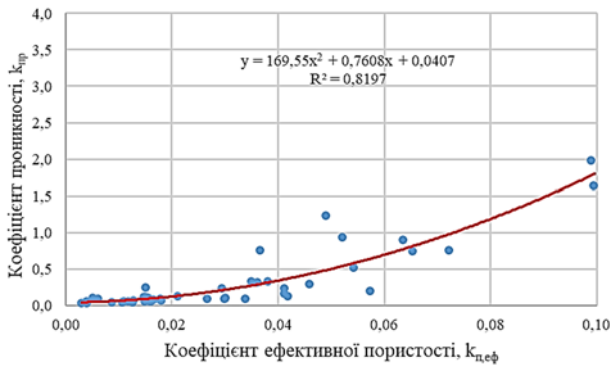


Рис. 11. Залежність коефіцієнта проникності ($k_{пр}$) від коефіцієнта ефективно пористості порід ($k_{п,эф}$)

Висновки. Породи нижньопермської системи західної частини Глинсько-Солохівського газонафтоносного району ДДЗ належать до мікритових, спаритових, мікрито-спаритових та доломітизованих піщанистих вапняків. Головними ознаками зазначених різновидів вапняків є забарвлення окремих прошарків, яке контролюється вмістом у них смектитової складової зеленуватого кольору. Виділяються зелені мікрити, сірі, іноді злегка буруваті спарити, зеленувато-сірі мікрито-спарити та світло-сірі їхні різновиди. Слабка проникність різних вапняків пов'язується з наявністю в них павутинної системи міжзернових тріщин, дуже часто виповнених аморфною глинистою колоїдогенною речовиною, або тектонічних тріщин, частково виповнених перевідкладеним мікритом чи кірочками кальциту.

Густина порід сухих зразків змінюється від 2212 до 2593 кг/м³ за середнього значення 2413 кг/м³, порід, насичених моделлю пластової води – від 2442 до 2626 кг/м³ (середнє значення 2549 кг/м³), насичених газом – від 2400 до 2622 кг/м³ (середнє – 2541 кг/м³). Уявна мінералогічна густина досліджених порід змінюється від 2718 до 2828 кг/м³ (середнє – 2783 кг/м³). Широка межа зміни густини досліджених порід свідчать про мінливість їхнього петрографічного складу та пористості.

На основі вимірювання пористості порід газометричним способом встановлено, що їхній коефіцієнт відкритої пористості змінюється від 0,063 до 0,217 (середнє значення 0,149). Пористість досліджених порід, визначена насиченням моделлю пластової води, змінюється від 0,045 до 0,181 (середнє – 0,127), а насиченням газом – від 0,049 до 0,184 (середнє – 0,128). Коефіцієнт ефективно пористості порід варіює в межах від 0,004 до 0,125 (середнє – 0,036), а коефіцієнт залишкового водонасичення – у межах від 0,40 до 0,97 (середнє – 0,79). Кореляційні залежності між густиною порід та їхніми коефіцієнтами пористості, встановлені за результатами лабораторних досліджень, є відносно стійкими й описуються лінійними функціями.

Виконана класифікація порід за відкритою та ефективною пористістю. За цими характеристиками досліджені породи належать до V–III класів колекторів – пористість змінюється від дуже низької до середньої. Встановлено, що за значеннями коефіцієнта відкритої пористості порід до V класу колекторів (пористість дуже низька) належать 2,5 % зразків, до IV класу колекторів (пористість низька) – 5,1 % зразків та до III класу колекторів (пористість середня) – 92,4 % зразків. За ефективною пористістю до V класу колекторів (пористість дуже низька) належать 53,2 % досліджених зразків порід, до IV класу колекторів (пористість низька) – 40,4 % зразків та до III класу колекторів (пористість середня) – 6,4 % зразків.

Визначено, що коефіцієнт залишкового водонасичення карбонатних порід змінюється в межах від 0,40 до

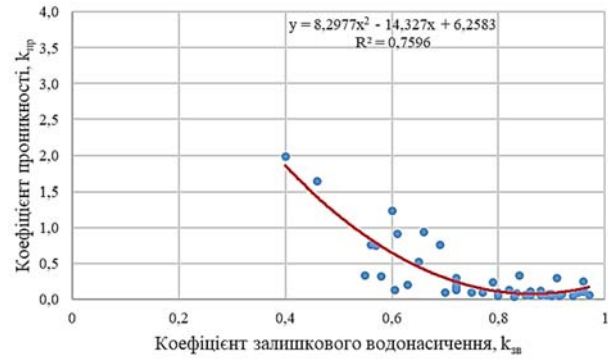


Рис. 12. Залежність коефіцієнта проникності ($k_{пр}$) від коефіцієнта залишкового водонасичення порід ($k_{зв}$)

0,97 за середнього значення 0,79. За цим параметром досліджені породи належать до V–III класів колекторів, із них до V класу колекторів (нафтогазонасичення дуже низьке) належать 71,2 % зразків, до IV класу колекторів (нафтогазонасичення низьке) – 23 % зразків та до III класу колекторів (нафтогазонасичення середнє) – 5,8 % зразків.

Структура капілярного простору досліджених порід, отримана за результатами їхнього капіляриметричного дослідження методом центрифугування, така: вміст надкапілярних пор змінюється від 1 % до 22 % (середнє значення 7 %); вміст капілярних пор – від 2 % до 38 % (середнє – 14 %), вміст субкапілярних пор – від 40 % до 97 % (середнє – 79 %).

Виконані петрофізичні дослідження показали, що пористість порід у змодельованих пластових умовах змінюється від 0,040 до 0,169 (середнє значення 0,118). Установлена кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості, вимірними в атмосферних і пластових умовах способом насичення зразків рідиною, є практично функціональною й описується лінійною функцією. У пластових умовах унаслідок закриття мікротріщин під навантаженням порід їхня пористість зменшується порівняно з пористістю в атмосферних умовах. Відносно зниження коефіцієнта пористості порід, що перебувають в однакових пластових умовах, обернено залежне їхній пористості в атмосферних умовах і для різних зразків порід становить від 1,5 % до 11 % (середнє – 5,3 %). За результатом отриманого кореляційного зв'язку визначено, що для високопористих вапняків ($k_p > 0,2$) коефіцієнт пористості в змодельованих пластових умовах менший від коефіцієнта пористості в атмосферних умовах не більше ніж на 3 %.

Лабораторні вимірювання коефіцієнта проникності порід засвідчили, що цей параметр для різних порід змінюється в межах від 0,038 фм² до 1,992 фм² (середнє – 0,323 фм²). За його значеннями досліджені зразки карбонатних порід належать до V–IV класів колекторів, із них до V класу (проникність дуже низька) – 90,8 % зразків, до IV класу (проникність низька) – 9,2 % зразків.

Слід відзначити, що загалом досліджені вапняки мають переважно низькі фільтраційно-ємнісні властивості, за винятком окремих зразків.

Проведений кореляційний аналіз дозволив отримати ряд емпіричних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами досліджених порід – густиною, коефіцієнтом пористості, коефіцієнтом проникності та коефіцієнтом залишкового водонасичення.

Автори висловлюють щире подяку старш. лаборанту В.С. Цуману та студентці О.О. Красниковій за їхню активну та високопрофесійну участь в експериментальних дослідженнях.

Список використаних джерел

Вишва 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. Геологія*, 4 (83), 30–37.

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

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

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

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

Вишва, С.А., Рева, М.В., Гожик, А.П., Онищук, В.І., Онищук, І.І. (2010). Петроелектричні дослідження керна складнопобудованих порід-колекторів. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 50, 4–7.

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

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

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

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

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

Інструкція по определению емкостных свойств пород в производственных лабораториях министерства геологии УССР. (1977). УкрНИГРИ.

Карпенко, О.М., Михайлов, В.А., Карпенко, І.О. (2015). До прогнозу освоєння вуглеводневих ресурсів східної частини ДДЗ. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 68, 49–54.

Маслов, Б.П., Онищук, І.І., Шинкаренко, А.В. (2017). Моделювання нелінійних в'язко-пружних властивостей теригенно-вапняковистих пісковиків. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 2, 99–105.

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

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

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

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.

Орлюк, М.И., Пашкевич, И.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 геомантніми даними. *Геофизический журнал*, 40, 2, 123–140. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.12893>.

Породы горные. (1985). Методы определения коллекторских свойств. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации: ГОСТ 26450.2-85. Москва: Мингео СССР.

Рудько Г.І. (2005) Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-емнісних параметрів теригенних порід-колекторів для підрахунку запасів вуглеводнів. / Рудько Г.І., Нестеренко М.Ю. та ін. Методичні вказівки. Київ-Львів, 58с.

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

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 розривів з використанням математичної статистики. *Матеріали XVII конференції "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. *Матеріали XII Міжнародної наукової конференції "Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища", 13-16 листопада 2018 р., Київ, Україна*. DOI: [10.3997/2214-4609.201803178](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201803178)

Vyzhva, S.A., Onyshchuk, V.I., Onyshchuk, D.I. (2017). Electrical model of Cambrian rocks from Volodymyrka area in Volyno-Podillia (Ukraine). *Nafta-Gaz: Rok LXXIII*, 2, 90–96. DOI: [10.18668/NG.2017.02.03](https://doi.org/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. (Eds.). (1992a). Petrophysics. Handbook. V. 1. Moscow: Nedra. [in Russian]

Dortman, N.B. (Eds.). (1992b). Petrophysics. Handbook. V. 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. Abstracts of the 17th International Conference "Geoinformatics - Theoretical and Applied Aspects", Kyiv. [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]

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., Kurovets, I.M., Synkovskyy, Ju.N. et al. (2014b). 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. (2014a). 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. *Abstracts of the XII International Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment", November 13-16, 2018, Kyiv, Ukraine*. DOI: [10.3997/2214-4609.201803178](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201803178).

Rudko G.I., Nesterenko, M.Yu., et al. (2005). Substantiating of the conditioning data of the reservoir parameters of terrigenous reservoirs for calculation of hydrocarbon reserves. Methodology guidelines. Kyiv-Lviv: UkrDHR.

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

The instruction for determining the storage capacity of rocks in production laboratories of the Ministry of Geology of the Ukrainian SSR. (1977). Lviv: Ukrainian Research Mining Institute. [in Russian]

The rocks. (1985). Methods for determination of reservoir properties. Method for determination of absolute permeability coefficient under stationary and non-stationary filtration (GOST 26450.2–85). Moscow: Mingeo USSR. [in Russian]

Tiab, D., Donaldson, E.C. (2009). Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport. 2th edition. 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., Onyshchuk, D., Onyshchuk, V. (2012). Petroelectrical investigations of reservoir rocks of Western-Shebelynske gas condensate field. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 57, 13-16. [in Ukrainian]

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Reva, M., Shabaturo, 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. (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., Mykhailov, V.A., Onyshchuk, I.I. (2014). Petrophysical parameters of rocks from the areas of eastern sector of the Dnieper-Donets depression promising for shale gas. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 36, No 2, 145-157. [in Ukrainian]

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

Vyzhva, S.A., Reva, M.V., Hozhyk, A.P., Onyshchuk, V.I., Onyshchuk, I.I. (2010). Petroelectrical investigations of borehole core of complexly-build reservoir rocks. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 50, 4-7. [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.

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. *Heofizicheskiy 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. *Heofizicheskiy zhurnal*, 40 (2), 123-140. DOI: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.12893>. [in Ukraine]

S. Vyzhva¹, Dr. Sci. (Geol.), Prof.,
 E-mail: vyzhva_s@ukr.net;
 V. Onyshchuk¹, PhD (Geol.), Assoc. Prof.,
 E-mail: vitus16@ukr.net;
 I. Onyshchuk¹, PhD (Geol.), Senior Researcher,
 E-mail: oivan1@ukr.net;
 O. Oliinyk², Chief specialist of well logging data interpretation sector,
 E-mail: orve@ukr.net
 M. Reva¹, PhD (Phys.-Math.), Assoc. Prof.,
 E-mail: mvreva@gmail.com;
 O. Shabatura¹, PhD (Geol.), Email: dard@ukr.net;
¹Taras Shevchenko National University of Kyiv,
 Institute of Geology, 90 Vasylkivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine
²PJSC "UkrGasvydobuvannya", Department of Geophysics,
 26/28 Kudriavska St., Kyiv, 04053, Ukraine

LOWER PERMIAN CARBONATE DEPOSITS RESERVOIR PARAMETERS OF WESTERN PART OF HLYNSKO-SOLOHIVSKA AREA OF DNEIPER-DONETS DEPRESSION GAS-OIL-BEARING DISTRICT

The paper concerns the researches of the Lower Permian carbonate deposits reservoir properties of western part of Hlynsko-Solohivska area of gas-oil-bearing district of Dnieper-Donets depression. Such reservoir parameters as the open porosity factor, permeability coefficients and residual water saturation factor have been used to assess the promising rocks for the possible hydrocarbon reservoirs. Void structure of rocks with capillarimetric method and the correlation of rock density with their porosity were also studied. The porosity study was carried out in atmospheric and reservoir conditions.

The bulk density of dry rock samples varies from 2212 kg/m³ to 2593 kg/m³ (mean 2413 kg/m³), water saturated rocks – from 2442 to 2642 kg/m³ (mean 2549 kg/m³), kerosene saturated rocks – from 2400 to 2622 kg/m³ (mean 2541 kg/m³); an apparent specific matrix density – from 2718 to 2828 kg/m³ (mean 2783 kg/m³).

The open porosity coefficient of study rocks, saturated with the synthetic brine, varies from 0.045 to 0.181 (mean 0.127), if samples are saturated with kerosene then it varies from 0.049 to 0.184 (mean 0.128) and when N₂ is used - from 0.063 to 0.217 (mean 0.149). The effective porosity has following values: 0.004-0.125 (0.036), and the residual water saturation factor - 0.4-0.97 (0.79). Analysis of reservoir conditions modeling revealed that porosity coefficient varies from 0.040 to 0.169 (mean 0.118). 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 from 1.5 % to 11 % (mean 9.0 %).

Capillar void of study rocks describes the prevalence of subcapillar pores (40-97 %, mean 79 %) while the overcapillars pores have range 1-22 % (mean 7 %) and the capillar pores - 2-38 % (mean 14 %). The permeability coefficient varies from 0.038 fm² to 1.992 fm² (mean 0.323 fm²).

As result of petropysical researches the rocks have been classified with above mentioned reservoir parameters. The correlation analysis has allowed to establish a series of empirical relationships between the reservoir parameters (density, porosity coefficient, permeability coefficient and residual water saturation factor).

Keywords: filtration-capacitive parameters, density, porosity, permeability, residual water saturation, correlation dependencies, sandstones, carbonates.

С. Выхва¹, д-р геол. наук, проф.,
 E-mail: vsa@univ.net.ua;
 В. Онищук¹, канд. геол. наук, доц.,
 E-mail: vitus16@ukr.net;
 И. Онищук¹, канд. геол. наук, ст. науч. сотр.,
 E-mail: oivan1@ukr.net;
 О. Олейник², главный специалист сектора интерпретации данных ГИС,
 E-mail: orve@ukr.net
 Н. Рева¹, канд. физ.-мат. наук, доц.,
 E-mail: mvreva@gmail.com;
 А. Шабатура¹, канд. геол. наук,
 E-mail: dard@ukr.net;
¹Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,
 УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина
²АО «УкрГаздобыча», Департамент геофизики,
 ул. Кудрявская, 26/28, г. Киев, 04053, Украина

ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ НИЖНЕПЕРМСКИХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ГЛИНСКО-СОЛОХИВСКОГО ГАЗОНЕФТЕНОСНОГО РАЙОНА ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Рассмотрены результаты исследований фильтрационно-емкостных свойств нижнепермских карбонатных пород западной части Глинско-Солоховского газонефтеносного района Днепровско-Донецкой впадины.

Установлено, что плотность сухих образцов пород изменяется от 2212 до 2593 кг/м³ (среднее значение 2413 кг/м³), насыщенных моделью пластовой воды – от 2442 до 2626 кг/м³ (среднее – 2549 кг/м³), насыщенных керосином – от 2400 до 2622 кг/м³ (среднее – 2541 кг/м³), кажущаяся минералогическая плотность – от 2718 до 2828 кг/м³ (среднее – 2783 кг/м³).

Коэффициент открытой пористости исследованных пород при их насыщении моделью пластовой воды меняется от 0,045 до 0,181 (среднее – 0,127), при насыщении керосином – от 0,049 до 0,184 (среднее – 0,128), а при насыщении N₂ – от 0,063 до 0,217 (среднее – 0,149). Коэффициент эффективной пористости пород изменяется от 0,004 до 0,125 (среднее – 0,036), а коэффициент остаточного водонасыщения варьирует в пределах от 0,40 до 0,97 (среднее 0,79). При моделировании пластовых условий установлено, что коэффициент пористости изменяется от 0,040 до 0,169 (среднее – 0,118). Вследствие закрытия микротрещин при нагрузке пород (приведение к пластовым условиям) пористость уменьшается по сравнению с атмосферными условиями, что вызывает относительное снижение коэффициента пористости при переходе от атмосферных условий к пластовым от 1,5 % до 11 % (среднее – 5,3 %).

Капиллярнометрическими исследованиями методом центрифугирования установлено, что капиллярное пространство исследованных пород имеет следующую структуру: содержание надкапиллярных пор изменяется от 1 % до 22 % (среднее – 7 %), содержание капиллярных пор – от 2 % до 38 % (среднее – 14 %), а содержание субкапиллярных пор – от 40 % до 97 % (среднее – 79 %).

Выполненными исследованиями определено, что коэффициент проницаемости пород изменяется от 0,038 фм² до 1,992 фм² (среднее – 0,323 фм²).

Выполнена классификация коллекторских свойств исследованных образцов по коэффициентам пористости, проницаемости и остаточного водонасыщения.

Проведенный корреляционный анализ позволил получить ряд эмпирических зависимостей между фильтрационно-емкостными параметрами исследованных пород (плотностью, коэффициентом пористости, коэффициентом проницаемости и коэффициентом остаточного водонасыщения).

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