

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

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

Дмитро ОНИЩУК², канд. геол. наук
ORCID ID: 0009-0000-7592-2104
e-mail: boenerges@ukr.net

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

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

¹Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

²ТОВ "Алкон Україна", Київ, Україна

ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ВЛАСТИВОСТІ КАРБОНАТНИХ ПОРІД ГНІДИНЦІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ГЛИНСЬКО-СОЛОХІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РАЙОНУ

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

Вступ. Висвітлено результати визначення фільтраційно-ємнісних параметрів карбонатних порід верхнього карбону Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища Глинсько-Солохівського газоконденсатного району з метою комплексного аналізу їх фізичних властивостей.

Методи. Виконано короткий петрографічний опис вапняків. Визначено об'ємну густину сухих зразків (густина скелета) шляхом зважування та вимірювання їх геометричних розмірів. Для визначення насиченості газом зразків застосовувався метод гідростатичного зважування. Коефіцієнт відкритої пористості визначається газоволюметричним способом та методом гідростатичного зважування згідно із стандартною методикою. Капілярметричні дослідження виконувалися шляхом центрифугування зразків.

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

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

Висновки. За допомогою кореляційного аналізу встановлено ряд кореляційних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами досліджених порід – густиною, коефіцієнтом пористості, коефіцієнтом ефективної пористості та коефіцієнтом залишкового водонасичення, а також між коефіцієнтами пористості, визначеними в атмосферних та пластових умовах. Ці залежності можуть бути використані при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин та моделюванні фільтраційно-ємнісних параметрів ущільнених порід-колекторів.

Ключові слова: вапняки, густина, коефіцієнти пористості, проникності та залишкового нафтонасичення, фільтраційно-ємнісні параметри, кореляційні залежності.

Вступ

Постановка проблеми. Поклади вуглеводнів в карбонатних колекторах посідають особливе місце серед джерел видобутку нафти та газу. Вони часто представлені слабкопроникними, низькопористими гірськими породами (Михайлов та ін., 2014а,б; 2018; Михайлов, Карпенко, & Огар, 2015). Наявність карбонатних покладів вуглеводнів встановлено в багатьох регіонах світу, в тому числі в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) (Україна). Карбонатні породи в низці регіонів містять значну кількість органіки і можуть слугувати як материнськими породами, так і колекторами газу. Новітні технології видобутку газу на основі гідророзриву пласта змінили ставлення до цих відкладів. З багатих органікою карбонатних порід можна добувати газ у великих обсягах і з економічно прийнятною при нинішніх умовах собівартістю.

Карбонатні колектори за цілою низкою ознак відрізняються від теригенних порід традиційних родовищ нафти

та газу. Для карбонатних колекторів характерне регіональне поширення.

При вивченні карбонатних колекторів важливу роль відіграють геофізичні та петрофізичні дослідження, а також математичне моделювання, на основі яких визначаються фільтраційно-ємнісні параметри для підрахунку запасів вуглеводнів.

У статті висвітлено фільтраційно-ємнісні параметри карбонатних порід, представлених мікрито-спаритовими та доломітизованими піщаними вапняками верхнього карбону Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища Глинсько-Солохівського газоконденсатного району (ГКР). Характеристика петрофізичних властивостей цих порід є одним із важливих засобів оцінки нафтогазового потенціалу перспективних товщ карбонатних колекторів, що зумовлює актуальність їх петрофізичного вивчення щодо перспективності розробки.

Аналіз публікацій за темою досліджень. Вивченню фізичних властивостей порід нафтогазоперспективних районів України присвячена низка публікацій (Вижва та ін., 2020, 2022 а, б, 2024; Vyzhva et al., 2025; Карпенко, О., Башкіров, & Карпенко, І., 2014; Карпенко, О., Михайлов, & Карпенко, І., 2015; Маслов, Онищук, & Шинкаренко, 2017; Михайлов та ін., 2014 а, б, 2018; Михайлов, Карпенко, & Огар, 2015; Нестеренко, 2010; Орлюк & Пашкевич, 2011, Орлюк, & Друкаренко, 2018; Пашкевич, Орлюк, & Лебедь, 2014; Orlyuk et al., 2018; Iuras et al., 2023; Рибалка, & Карпенко, 2016; Соболев, & Карпенко, 2021; Старостенко, & Русаков, 2015; Федоришин та ін., 2018) та багатьох інших авторів. Петрофізичні параметри порід мають важливе значення для оцінки їх колекторських властивостей за даними свердловинних електрометричних та акустичних досліджень, тому їх лабораторним дослідженням приділяється значна увага. Водночас петрофізичні параметри порід і кореляційні залежності між ними мають досить виражений індивідуальний характер стосовно кожної ділянки досліджень. Отже, лабораторне визначення цих властивостей та встановлення відповідних кореляційних зв'язків між ними для кожної перспективної площі потребують виконання як окремих досліджень, так і окремого публічного висвітлення їх результатів.

Виділення нерозв'язаних раніше частин загальної проблеми. На сучасному етапі проблема пошуків та вивчення карбонатних джерел вуглеводнів на території України є надзвичайно актуальною, зважаючи на ситуацію з енергоносіями у світі. Тому вивчення петрофізичних властивостей гірських порід з метою оцінки перспективності геологічних структур та комплексів на вуглеводні має важливе значення. Як вже зазначалося, петрофізичні властивості порід необхідні для інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин, а також при оцінці параметрів гідророзриву пласта.

Незважаючи на значну кількість відповідних публікацій, для карбонатних порід практично відсутні дані їх лабораторних фільтраційно-ємнісних досліджень та кореляційних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами для конкретних площ і утворень. Слід відзначити, що петрофізичні дослідження були спрямовані переважно на вивчення теригенних порід-колекторів і на даному етапі петрофізичні параметри карбонатних порід слабо вивчені.

Метою даних досліджень була оцінка петрофізичних параметрів карбонатних порід-колекторів верхнього карбону Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища Глинсько-Солохівського ГКР як основи комплексного аналізу їх фізичних властивостей.

Встановлено, що кореляційні зв'язки між ємнісно-фільтраційними параметрами і даними свердловинних та польових геофізичних методів є досить складними і потребують ретельного вивчення. Комплекс лабораторних петрофізичних досліджень є основою для визначення цих зв'язків. Дані, отримані в результаті лабораторних досліджень про зміни густини порід, їх питомого електричного опору, швидкості поширення пружних хвиль у них та їх кореляційні зв'язки із фільтраційно-ємнісними параметрами використовуються для інтерпретації результатів електрометричних і акустичних методів досліджень свердловин, польової електророзвідки і сейсморозвідки.

Методи

Експериментальні петрофізичні дослідження.

У науково-дослідній лабораторії (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, проникності в атмосферних і пластових умовах. Усі лабораторні дослідження виконувались відповідно до чинних нормативних документів.

У статті наведено результати комплексних досліджень фільтраційно-ємнісних властивостей колекції із 44 зразків карбонатних порід верхнього карбону Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища Глинсько-Солохівського ГКР. Досліджені породи представлені мікрито-спаритовими та доломітизованими піщанистими вапняками із свердловин 250, 278, 280 (інтервал глибин 1760–1900 м).

За матеріалами петрографічних досліджень встановлено, що вище інтервалу залягають тонкокристалічні (спаритові) та пелітоморфні (мікритові) слабодоломітизовані вапняки, які включають малопотужні прошарки піщанистих чи алевролітистих вапняків, або несортованих пісковиків. Кількість та розмір теригенного матеріалу мінлива, окремі зерна досягають розміру грубого псамітового, а пелітоморфний кварц є невід'ємною складовою мікритових відмін (у т. ч. і в спаритах), де він асоціює із глинистою (сметитовою) складовою. Головними ознаками вказаних відмін є забарвлення окремих шарів та прошарків, яке спричинене вмістом у них смектитової складової зеленуватого кольору. Виділяються сірі, іноді злегка буруваті спарити, зеленувато-сірі мікрито-спарити, зелені мікрити та їх світло-сірі, майже білі відміни. Шари та прошарки характеризуються непаралельними, хвилястими, хмароподібними та лінозоподібними обмеженнями.

Нижню частину дослідженого інтервалу складають доломітизовані піщанисті вапняки, в яких власне доломіт разом із теригенною фракцією складає зернисту масу, що цементується мікритовим карбонатом із глинистою речовиною, де ділянки із базальним типом цементациї вміщують до 60 % кристалів доломіту. Іноді в породах трапляються плями нафти.

Породи, що описуються, характеризуються наявністю міжзернових пор розміром 0,01–0,03 мм, що часто не сполучаються між собою. Їх внутрішня поверхня і контури підпорядковані численним граням ромбоєдрів, що не зрослися між собою. Досить слабка проникність різних відмін вапняку пов'язується з наявністю павутинної системи міжзернових тріщин, які дуже часто виповнюється аморфною глинистою колоїдогенною речовиною, або тектонічних тріщин, які частково виповнені перевідкладеним мікритом, або кірочками кальциту.

Відклади формувалися, найімовірніше, в середньоглибинній частині шельфу, де осідав планктон, про що свідчать біоморфні рештки, які складають основу перекристалізованих спаритових та мікрит-спаритових відмін. В область формування тонкозернистих біоморфних карбонатних осадків періодично потрапляв теригенний несортований матеріал (можливо шторміти), або перенесений придонними течіями, які привносили в більш глибоководні ділянки разом із теригенним матеріалом фрагменти слабо консолідованих (можливо водоростями) смектитових кірочок. Осадки носять трансресивний характер: знизу угору по розрізу спостерігається зменшення потужності та кількості теригенних прошарків. Відмічені текстури опливання осадків формувалися в середині пласта за рахунок неоднорідного літостатичного тиску на діагенетичній стадії після формування кристалів та мікроконкрецій сульфідів. Доломітизація мала вибіркового характеру. Вона більш інтенсивно проходила по біоморфних рештках, мінімально – по кальцитовому мікриту. Найімовірніше, доломітизація

вапняків відбувалася на епігенетичній стадії після (або під час) формування кліважної тріщинуватості. Проте додаткової пористості в цій ділянці розрізу не виникло, у зв'язку із можливим заліковуванням пор та тріщин смектитом та пелітоморфним карбонатом.

За класифікацією Дахнова ці породи належать до III класу колекторів (Дахнов, 1975).

Об'ємна густина досліджених порід у сухому стані визначалась шляхом зважування та вимірювання геометричних розмірів спеціальних лабораторних зразків циліндричної форми, а в насиченому стані (насичувалися моделлю нафти – гасом) – застосовувався метод гідростатичного зважування за стандартною методикою попередньо насичених зразків (Дортман, 1992 а, б; Tiab, & Donaldson, 2015). Для визначення ваги зразків використовувались цифрові аналітичні ваги WPS 360/c/2 (точність $\pm 0,001$ г).

Коефіцієнт відкритої пористості визначався газоволюметричним способом за допомогою спеціально розробленої установки та методом гідростатичного зважування згідно із стандартною методикою. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта пористості становила 1,1 %.

Капілярметричні дослідження виконувались шляхом центрифугування зразків порід за допомогою центрифуги ОС-6М (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.

Результати

Аналіз даних лабораторних досліджень. У статті висвітлено результати виконаних комплексних лабораторних досліджень, визначено фільтраційно-ємнісні параметри карбонатних порід верхнього карбону Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища Глинсько-Солохівського ГКР. Відомості про межі змін та середні значення петрофізичних параметрів порід, залежно від їх літології, наведено у відповідних таблицях.

Густина. За результатами лабораторних визначень густини встановлено, що цей параметр для сухих вапняків змінюється від 2212 кг/м³ до 2600 кг/м³ за середнього значення 2414 кг/м³. Густина порід, насичених гасом (моделлю нафти), варіює в межах від 2400 кг/м³ до 2654 кг/м³ за середнього значення 2543 кг/м³. Уявна мінералогічна густина досліджених вапняків змінюється від 2747 до 2828 кг/м³ за середнього значення 2800 кг/м³. Широке межі зміни густини свідчать про мінливість як текстури та структури досліджених порід, так і власне їх пористості (табл. 1).

Таблиця 1

Межі змін і середні значення густинних параметрів порід				
Порода	Значення параметра	Густина (сухі), кг/м ³	Густина (насич. гасом), кг/м ³	Уявна густина мінералогічна, кг/м ³
Мікрито-спаритові та доломітизовані піщанисті вапняки	мін.	2212	2400	2747
	макс.	2600	2654	2828
	сер.	2414	2543	2800

Пористість. Пористість – властивість породи вміщувати флюїди (нафту, газ і воду). Це важливий параметр породи, що визначає ємність колектора. Виділяють загальну, відкриту та ефективну пористість (Дортман, 1992 а, б; Tiab, & Donaldson, 2015). Коефіцієнт пористості – один із головних петрофізичних параметрів, що характеризує пустотний простір породи. Ця властивість породи визначає об'єм кожного типу флюїду, що вміщається у породи. Окрім того, важливими властивостями порід-колекторів є структура їх пустотного простору та вміст залишкової води (залежно від капілярного тиску), а також звивистість порових каналів. Лабораторні визначення цих параметрів дають змогу отримати інформацію про катагенетичні і діagenетичні процеси та про механізми, які діяли під час транспортування й відкладення осадового матеріалу, ущільнення й деформації осадків (Tiab, & Donaldson, 2015). За структурою породи візуально на якісному рівні можна оцінити ступінь її пористості.

Відомості про межі змін та середні значення коефіцієнта пористості порід, залежно від їх виду, наведено у табл. 2.

Значення коефіцієнта відкритої пористості вапняків, визначеного газоволюметричним способом, змінюються для досліджених порід від 0,076 до 0,216 за його середнього значення 0,154. Коефіцієнт відкритої пористості

порід, визначений гідростатичним методом шляхом насичення гасом (моделлю нафти), змінюється від 0,049 до 0,184 за його середнього значення 0,128.

За коефіцієнтом відкритої пористості (Дахнов, 1975) досліджені породи належать до III–IV класів колекторів (пористість варіюється від середньої – 93 % зразків до низької – 7 % зразків).

В результаті аналізу лабораторних даних встановлено кореляційну залежність між коефіцієнтами пористості досліджених порід, визначеними газоволюметричним способом і методом насичення гасом, що описується лінійною функцією:

$K_{п,NaCl} = 0,87392 \cdot K_{п,гв} - 0,00661$, при $R^2 = 0,846$; де $K_{п,гв}$, $K_{п,гас}$ – коефіцієнти відкритої пористості, визначені газоволюметричним способом та гідростатичним методом відповідно, шляхом насичення гасом. Графік цієї залежності наведено на рис. 1.

Аналіз лабораторних даних також дав змогу встановити кореляційну залежність між густиною досліджених порід (σ) та їх коефіцієнтом пористості ($K_{п,гас}$), яка описується лінійною функцією:

$$K_{п,гас} = -0,0001 \cdot \sigma + 0,3274, \text{ при } R^2 = 0,736.$$

Графік отриманої кореляційної залежності наведено на рис. 2.

Таблиця 2

Межі змін і середні значення ємнісних параметрів порід				
Порода	Значення параметра	Коефіцієнт відкритої пористості, K_p		Коефіцієнт ефективної пористості, $K_{пф}$
		насич. азотом	насич. гасом	
Мікрито-спаритові та доломітизовані піщанисті вапняки	мін.	0,076	0,049	0,005
	макс.	0,216	0,184	0,119
	сер.	0,154	0,128	0,042

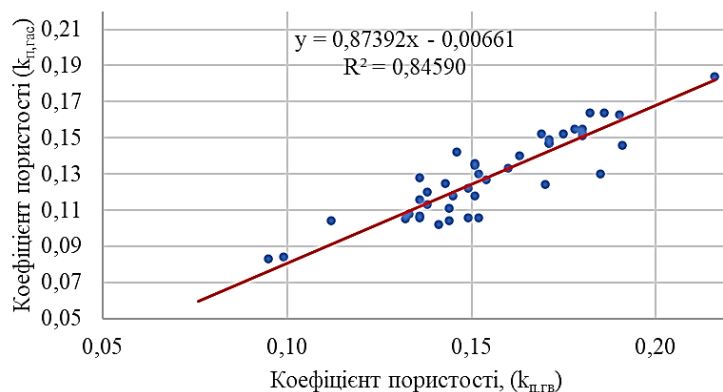


Рис. 1. Залежність між коефіцієнтами відкритої пористості, визначеними газоволюметричним способом ($K_{n,гв}$) і методом насичення газом NaCl ($K_{n,гас}$)

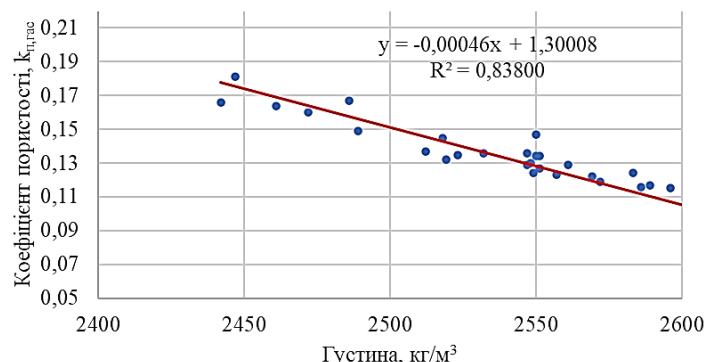


Рис. 2. Залежність коефіцієнта відкритої пористості порід ($K_{n,гас}$), визначеного методом насичення газом, від густини (σ)

Структура пустотного простору порід. Структура пустотного простору осадових порід значною мірою визначається формою й окатаністю зерен, їх розмірами, сортуванням, орієнтуванням і типом упаковки, а також хімічним складом (Дортман, 1992 а, б; Tiab, & Donaldson, 2015). Структура пустотного простору порід у петрофізичній лабораторії визначалась способом центрифугування їх зразків за допомогою центрифуги ОС-6М. Завдяки аналізу кривих капілярного тиску (ККТ), отриманих за

результатами центрифугування, визначено коефіцієнти залишкового водонасичення ($K_{зв}$) та структуру пустотного простору досліджених вапняків. Відомості про структуру пустотного простору і коефіцієнти залишкового нафтонасичення наведено в табл. 3.

Для прикладу на рис. 3а та 3б наведено типові криві капілярного тиску досліджених порід з різними фільтраційними властивостями.

Таблиця 3

Межі змін і середні значення параметрів пустотного простору порід

Порода	Значення параметра	Вміст пор, %			Коефіцієнт залишкового нафтонасичення, $K_{зв}$
		надкапілярні	капілярні	субкапілярні	
Мікрито-спаритові та доломітизовані піщанисті вапняки	мін.	2,5	7,1	44,2	0,442
	макс.	33,2	36,7	90,0	0,900
	сер.	7,9	18,4	73,6	0,736

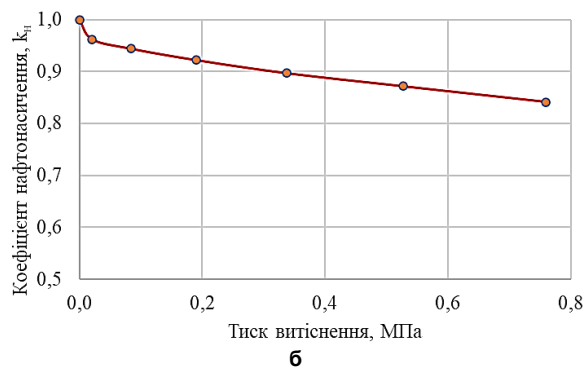
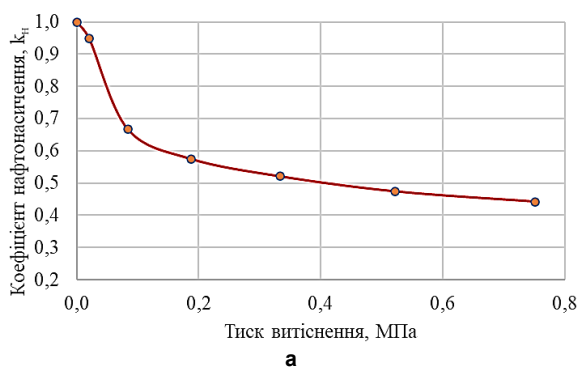


Рис. 3. Типові криві капілярного тиску:

а – вапняки з підвищеними фільтраційними властивостями ($K_n=0,166$; $K_{пр}=1,215$ фм²),
б – вапняки з низькими фільтраційними властивостями ($K_n=0,11$; $K_{пр}=0,051$ фм²)

За допомогою аналізу кривих капілярного тиску (ККТ) встановлено, що коефіцієнт залишкового нафтонасичення досліджених вапняків змінюється від 0,442 до 0,9 за його середнього значення 0,736 (табл. 3).

Встановлено кореляційну залежність між коефіцієнтом залишкового нафтонасичення (k_{zn}) і коефіцієнтом пористості порід ($k_{п,гас}$), яка описується поліномом 2 порядку:

$$k_{zn} = -31,91802 \cdot k_{п,гас}^2 + 3,50346 \cdot k_{п,гас} + 0,79735, \text{ при } R^2 = 0,826.$$

Графік цієї залежності наведено на рис. 4.

Коефіцієнт ефективної пористості $k_{п,еф}$ (табл. 2), визначений з використанням коефіцієнта залишкового

нафтонасичення, змінюється від 0,005 до 0,119 (середнє значення 0,042).

Аналіз отриманих даних дав змогу також встановити кореляційну залежність між коефіцієнтами пористості ($k_{п,гас}$) і ефективної пористості ($k_{п,еф}$). Графік цієї залежності (рис. 5) описується експоненціальною функцією:

$$k_{п,еф} = 0,00282 \cdot e^{19,96113 \cdot k_{п,гас}}, \text{ при } R^2 = 0,855.$$

Встановлена кореляційна залежність між коефіцієнтами ефективної пористості ($k_{п,еф}$) і пористості порід ($k_{п,гас}$) має лінійний характер:

$$k_{п,еф} = -0,191 \cdot k_{zn} + 0,1752, \text{ при } R^2 = 0,975.$$

Графік цієї залежності наведено на рис. 6.

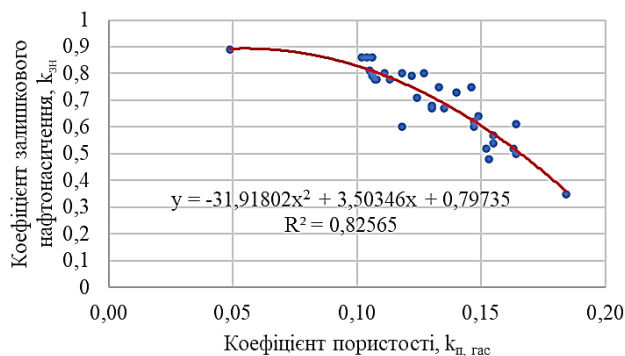


Рис. 4. Залежність коефіцієнта залишкового нафтонасичення (k_{zn}) від коефіцієнта пористості порід ($k_{п,гас}$)

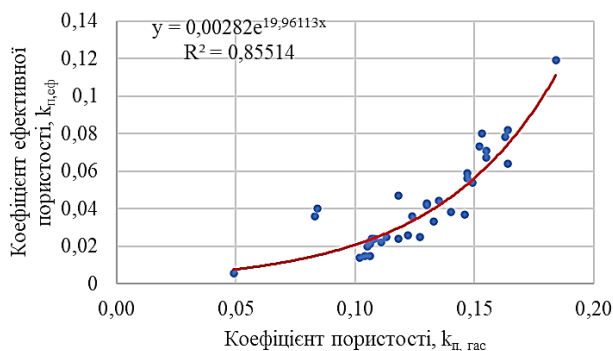


Рис. 5. Залежність коефіцієнта залишкового нафтонасичення (k_{zn}) від коефіцієнта пористості порід ($k_{п,гас}$)

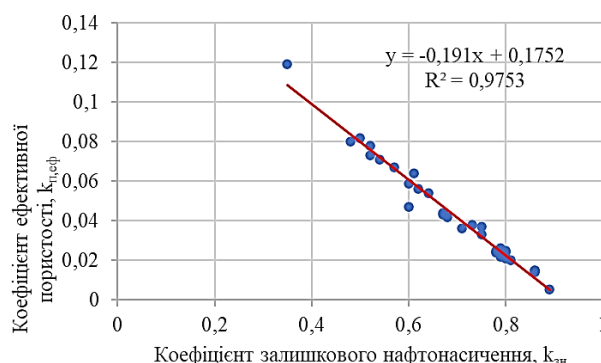


Рис. 6. Залежність коефіцієнта ефективної пористості порід ($k_{п,еф}$) від коефіцієнта залишкового нафтонасичення (k_{zn})

За результатами капіляриметричних досліджень виконано оцінку структури пустотного простору досліджених порід за діаметром капілярів. Розподіл пустотного простору порід на субкапілярні (діаметр $<0,2$ мкм), капілярні (діаметр $0,2-3$ мкм) та надкапілярні (діаметр $3-100$ мкм) пори (Нестеренко, 2010) наведено в табл. 3. Слід відзначити, що субкапілярні пори участі у фільтрації флюїдів не беруть і зазвичай заповнені залишковою водою. Натомість, флюїди зосереджені в

надкапілярних і капілярних порових каналах, можуть брати участь у фільтраційних процесах. У результаті лабораторних капіляриметричних досліджень встановлено, що поровий простір досліджених порід має наступну структуру: вміст надкапілярних пор змінюється від 2,5 до 33,2 % за середнього значення 7,9 %; вміст капілярних пор — від 7,1 до 36,7 % за середнього значення 18,4 %; вміст субкапілярних пор — від 44,2 до 90 % за середнього значення 73,6 %.

Таким чином, за структурою пустотного простору досліджені вапняки здебільшого мають середні ємнісні параметри.

Проникність. Властивість гірських порід, що характеризує їхню здатність пропускати флюїди, називається їх проникністю. Вона визначає швидкість руху флюїдів у породі, а отже, і технологію їх видобутку. Проникність порід контролюється розміром зерен породи, їх формою та просторовим розподілом за розмірами, а також їхньою упаковкою, ступенем глинистості, консолідації й цементації. Зміни проникності можна прогнозувати, виходячи із змін розміру й форми частинок, а також розподілу пустотних каналів у породі. 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 (Tiab, & Donaldson, 2015).

Отже, здатність породи пропускати через себе флюїди характеризується коефіцієнтом проникності $k_{пр}$. У випадку, коли порода на 100 % насичена одним флюїдом (фазою), таким як газ, нафта або вода, називається абсолютною проникністю для даного флюїду. У разі присутності у 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. У процесі руху по пустотних каналах пластові флюїди взаємодіють між собою, гальмуючи один одного, тому сума ефективної проникності всіх трьох фаз завжди менша від абсолютної проникності.

За літературними даними, 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 (Tiab, & Donaldson, 2015). Породи, що мають проникність, нижчу 1 фм², вважаються ущільненими. Низька проникність властива алевролітам, аргілітам, ущільненим газоносним пісковицям та матриці вапняків.

Промислова розробка газоносних ущільнених порід можлива шляхом застосування технологій інтенсифікації продуктивних товщ, таких як кислотна обробка та гідророзрив пласта. Ці заходи суттєво підвищують проникність ущільнених порід і дають змогу вести видобуток вуглеводнів із порід-колекторів, які раніше вважалися некондиційними.

Коефіцієнт проникності досліджених вапняків визначався методом стаціонарної фільтрації азоту за допомогою спеціально розробленої установки. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта проникності становила 2,5 %. У табл. 4 наведено межі змін і середні значення коефіцієнта проникності досліджених вапняків.

Таблиця 4
Межі змін і середні значення проникності порід

Порода	Значення параметра	Коефіцієнт проникності $k_{пр}$, фм ²
Мікрито-спаритові та доломітизовані піщані вапняки	мін.	0,039
	макс.	2,638
	сер.	0,315

Завдяки аналізу результатів лабораторних досліджень коефіцієнта проникності порід встановлено, що цей параметр змінюється від 0,039 фм² до 2,638 фм² за його середнього значення 0,315 фм². За класифікацією порід згідно з їх проникністю (Дахнов, 1975) досліджені породи належать до: IV класу колекторів (проникність низька, $k_{пр} = 1-10$ фм²) – 5 % зразків та V класу колекторів (проникність дуже низька, $k_{пр}<1$ фм²) – 95 % зразків.

Аналіз отриманих даних дав змогу встановити кореляційну залежність між коефіцієнтом проникності ($k_{пр}$) і коефіцієнтом ефективною пористості ($k_{п,еф}$). Графік цієї залежності (рис. 7) описується експоненціальною функцією $k_{пр}=0,00282 \cdot e^{19,96113 \cdot k_{п,еф}}$

Встановлено кореляційну залежність між коефіцієнтами залишкового нафтонасичення ($k_{зн}$) і проникності ($k_{пр}$) порід:

$$k_{зн} = -0,11256 \cdot \ln(k_{пр}) + 0,48781, \text{ при } R^2 = 0,841.$$

Графік цієї залежності описується логарифмічною функцією (рис. 8).

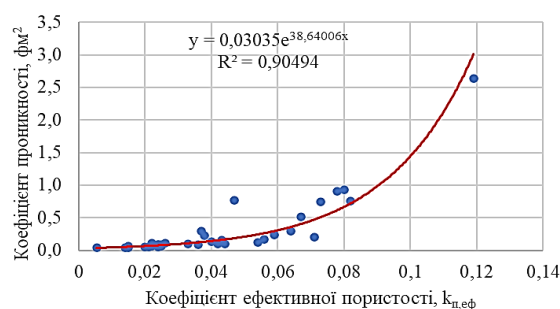


Рис. 7. Залежність коефіцієнта проникності ($k_{пр}$) від коефіцієнта ефективною пористості порід ($k_{п,еф}$)

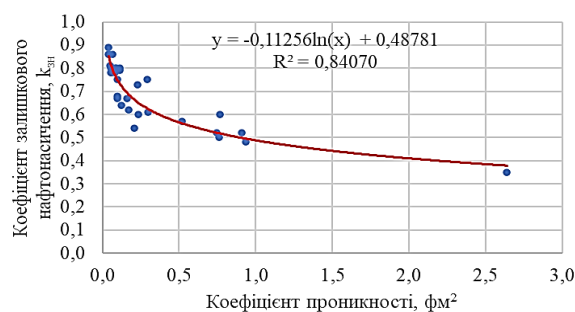


Рис. 8. Залежність коефіцієнта залишкового нафтонасичення ($k_{зн}$) від коефіцієнта проникності ($k_{пр}$) порід

Дискусія і висновки

Лабораторні дослідження петрофізичних властивостей вапняків є актуальними щодо оцінки нафтогазового потенціалу перспективних товщ. У цій статті висвітлено результати лабораторних досліджень колекторських властивостей карбонатних порід верхнього карбону Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища Глинсько-Солохівського ГКР. Досліджені породи представлені мікрито-спригтовими та доломітизованими піщанистими вапняками.

Виконано комплекс петрофізичних досліджень фільтраційно-ємнісних параметрів, а саме.

1. Визначено, що об'ємна густина сухих вапняків змінюється від 2212 до 2600 кг/м³ (середнє 2414 кг/м³). Породи, насичені гасом (модель нафти), мають густину від 2400 до 2654 кг/м³ (середнє 2543 кг/м³). Уявна мінералогічна густина вапняків змінюється від 2747 до 2828 кг/м³ (середнє 2800 кг/м³). Мінливість як мінерального складу досліджених порід, так і пористості спричиняє варіації їх густини.

2. Встановлено, що коефіцієнт пористості вапняків, визначений газоволюметричним способом, змінюється від 0,076 до 0,216 (середнє 0,154). Методом гідростатичного зважування визначено, що коефіцієнт відкритої пористості змінюється 0,049 до 0,184 (середнє 0,128). За коефіцієнтом відкритої пористості досліджені породи належать до III–IV класів колекторів (пористість від середньої – 93 % зразків до низької – 7 % зразків).

Коефіцієнт ефективної пористості вапняків змінюється від 0,005 до 0,119 (середнє 0,046).

3. Визначений коефіцієнт залишкового нафтонасичення досліджених порід змінюється від 0,442 до 0,9 (середнє 0,736).

4. Визначена шляхом капілярметричних досліджень методом центрифугування, структура капілярного простору досліджених вапняків така: вміст надкапілярних пор змінюється: від 2,5 до 33,2 % (середнє 7,9 %); вміст капілярних пор – від 7,1 до 36,7 % (середнє 18,4 %), вміст субкапілярних пор – від 44,2 до 90 % (середнє 73,6 %). За структурою пустотного простору досліджені вапняки здебільшого мають середні ємнісні параметри.

5. В результаті лабораторних досліджень коефіцієнта проникності порід встановлено, що цей параметр змінюється від 0,039 до 2,638 фм² (середнє 0,315 фм²). За значеннями коефіцієнта проникності досліджені породи до: IV класу колекторів (проникність низька) – 5 % зразків та V класу колекторів (проникність дуже низька) – 95 % зразків.

Таким чином, досліджені вапняки мають переважно середні ємнісні параметри та низькі і дуже низькі фільтраційні властивості за винятком окремих зразків. Слід відзначити, що розробка таких колекторів неможлива без застосування методів інтенсифікації пласта.

За допомогою кореляційного аналізу встановлено ряд емпіричних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами досліджених порід – густиною, коефіцієнтами відкритої та ефективної пористості, залишкового нафтонасичення та проникності. Ці залежності можуть бути використані при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин та моделюванні фільтраційно-ємнісних параметрів вапняків верхнього карбону Глинсько-Солохівського ГКР та суміжних площ.

Внесок авторів: Сергій Вижва – концептуалізація, методологія, аналіз і обробка даних; Віктор Онишук – методологія, аналіз і обробка даних, написання (оригінальна чернетка, перегляд і редагування); Іван Онишук – аналіз і обробка даних, валідація даних, написання (оригінальна чернетка); Дмитро Онишук –

лабораторні вимірювання, аналіз і обробка даних, формальний аналіз; Олександр Шабатура – програмне забезпечення, аналіз і обробка даних, формальний аналіз.

Подяки. Автори висловлюють щиро подяку ст. лаборанту Цуману В.С. за його активну участь та високий професіоналізм у підготовці зразків і лабораторних дослідженнях.

Джерела фінансування. Роботу виконано в рамках держбюджетної теми №24БП049-01, що фінансується програмою наукових досліджень МОН України.

Список використаних джерел

- Вижва, С. А., Онишук, В. І., Онишук, І. І., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2022а). Колекторські властивості глибокозатурених ущільнених порід карбону центрального грабена ДДЗ. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(96), 11–19. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.96.02>
- Вижва, С. А., Онишук, В. І., Онишук, І. І., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2022б). Фільтраційно-ємнісні параметри ущільнених теригених порід кембрію східного схилу Львівського палеозойського прогину. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3(98), 33–41. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.98.04>
- Вижва, С. А., Онишук, В. І., Онишук, І. І., Рева, М. В., Шабатура, О. В., & Олішник, 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. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.88.04>
- Вижва, С., Онишук, В., Онишук, Д., Онишук, І., & Шабатура, О. (2024). Порівняльна характеристика фільтраційно-ємнісних властивостей ущільнених теригених порід Дніпровсько-Донецької западини та східного схилу Львівського палеозойського прогину. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 4(107), 46–59. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.107.06>
- Дахнов, В. Н. (1975). *Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения пород*. Недра.
- Дортман, Н. Б. (1992а). *Петрофизика. Справочник*. Ч. 1. Недра.
- Дортман, Н. Б. (1992б). *Петрофизика. Справочник*. Ч. 2. Недра.
- ДСТУ 41-00032626-00-025-2000. (2001). *Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків*. Мінекоресурсів України.
- Карпенко, О. 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. [http://www.geolvisnyk.univ.kiev.ua/archive/2015/N%201\(68\)/karpenko.pdf](http://www.geolvisnyk.univ.kiev.ua/archive/2015/N%201(68)/karpenko.pdf)
- 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>
- Маслов, Б. П., Онишук, І. І., & Шинкаренко, А. В. (2017). Моделювання нелінійних в'язко-пружних властивостей теригенно-вапняковистих пісковиків. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 2(77), 99–105. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.77.13>
- Михайлов, В. А., Анциферов, А. В., Гінтов, О. Б. та ін. (2014а). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Східний нафтогазоносний регіон. Книга IV*. ВПЦ "Київський університет".
- Михайлов, В. А., Карпенко, О. М., & Огар, В. В. (2015). *Нафта і газ сланцевих порід, ущільнених колекторів, метан вугільних басейнів*. Ніка-Центр.
- Михайлов, В. А., Карпенко, О. М., Курило, М. М. та ін. (2014б). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Південний нафтогазоносний регіон. Книга III*. ВПЦ "Київський університет".
- Михайлов, В. А., Карпенко, О. М., Курило, М. М. та ін. (2018). *Горючі корисні копалини України та їхня геолого-економічна оцінка*. ВПЦ "Київський університет".
- Нестеренко, М. Ю. (2010). *Петрофізичні основи обґрунтування флюїдо-насичення порід-колекторів*. УкрДГРІ.
- Орлюк, М. І., & Друкаренко, В. В. (2018). Прогноз шляхів проходження та місць накопичення вуглеводнів Чернігівського сегменту Дніпровсько-Донецького авлакогену за геомагнітними даними. *Геофізичний журнал*, 2(40), 123–140. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.12893>
- Орлюк, М. І., & Пашкевич, І. К. (2011). Магнітна характеристика і разломная тектоника земної кори Шебелинської групи газозових месторождений как составная часть комплексных поисковых критериев углеводородов. *Геофізичний журнал*, 6(33), 136–151.
- Пашкевич, І. К., Орлюк, М. І., & Лебедь, Т. В. (2014). Магнітна неоднорідність, разломная тектоника консолидированной земной коры и нефтегазоносность Днепровско-Донецкого авлакогена. *Геофізичний журнал*, 1(36), 64–80.
- Рибалка, С., & Карпенко, О. (2016). Колекторські властивості теригених порід на великих глибинах центральної частини Дніпровсько-

Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(72), 56–59. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.72.08>

Соболь, В., & Карпенко, О. (2021). Нова модель проникності теригенних гранулярних колекторів на прикладі турнейських відкладів Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(92), 61–66. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.92.09>

Старостенко, В. І., & Русаков, О. М. (Ред.). (2015). *Тектоника и углеводородный потенциал кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины*. Галактика.

Федоришин, Д. Д., Пятковська, І. О., Трубенко, О. М., Федоришин, С. Д., & Трубенко, А. О. (2018, листопад). *Удосконалення методик виділення порід-колекторів складнопобудованих геологічних розривів з використанням математичної статистики*. Доповідь на XVII Міжнародній конференції "Геоінформатика: Теоретичні та прикладні аспекти", Київ, Україна.

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

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-solokhivskiy oil-and-gas region. *Геодинаміка*, 2(25), 71–88.

Orlyuk, M., Drukarenko, V., & Onyshchuk, I. (2018, листопад). *Physical properties of deep reservoirs of the Glinsko-Solokhivsky oil and gas region*. Доповідь на XII Міжнародній науковій конференції "Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища", Київ, Україна.

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (4th ed.). Elsevier.

Vyzhva, S. A., Gozhyk, A. P., Shabatura, O. V., Onyshchuk, V. I., Onyshchuk, D. I., & Onyshchuk, I. I. (2025). Practical content of the elements of petrophysical model of terrigenous sandstones – oil and gas reservoirs in neural networks, deep learning and regression methods. *Geofizychny Zhurnal*, 47(3), 3–31. <https://doi.org/10.24028/gj>

References

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

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

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

Fedoryshyn, D. D., Piatkovska, I. O., Trubenko, O. N., & Fedoryshyn, S. D. (2018, May 15–18). *Improved methods of allocation reservoir rock from complex constructed geological sections by using mathematical statistics*. Paper presented at the 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*. Ministry of Natural Resources of Ukraine [in Ukrainian].

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

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

Karpenko, O., Mykhailov, V., & Karpenko, I. (2015). Eastern Dnieper-Donets depression: Predicting and developing hydrocarbon resources. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*, 1(68), 49–54 [in Ukrainian]. [http://www.geolvisnyk.univ.kiev.ua/archive/2015/N%201\(68\)/karpenko.pdf](http://www.geolvisnyk.univ.kiev.ua/archive/2015/N%201(68)/karpenko.pdf)

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*, 2(77), 99–105. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.77.13> [in Ukrainian].

Mykhailov, V. A. et al. (2014a). *Unconventional sources of hydrocarbons in Ukraine: South oil and gas region. Book III*. PPC "Kyiv University" [in Ukrainian].

Mykhailov, V. A. et al. (2014b). *Unconventional sources of hydrocarbons in Ukraine. Eastern oil-gas-bearing region. Book IV*. PPC "Kyiv University" [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*. Nika-Centre [in Ukrainian].

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

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

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

Orlyuk, M., & Pashkevich, I. (2011). Magnetic characteristics and fault tectonics of the earth's crust of the Shebelinka group of gas fields as a component of the complex search criteria for hydrocarbons. *Geophysical Journal*, 33(6), 136–151 [in Russian].

Orlyuk, M., Drukarenko, V., & Onyshchuk, I. (2018, November 13–16). *Physical properties of deep reservoirs of the Glinsko-Solokhivsky oil and gas region*. Paper presented at the XII International Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment", Kyiv, Ukraine. <https://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-solokhivskiy oil-and-gas region. *Geodynamics*, 2(25), 71–88 [in Ukrainian].

Pashkevich, I. K., Orlyuk, M. I., & Lebed, T. V. (2014). Magnetic data, fault tectonics of consolidated earth crust and oil-and-gas content of the Dnieper-Donets avlakogen. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 36(1), 136–151 [in Russian].

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

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 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.92.09>

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

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2009). *Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport* (M. D. Ugllov, Trans.; 2nd ed.). Premium Engineering. (Original work published 2004) [in Russian].

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties* (4th ed.). Elsevier.

Vyzhva, S. A., Gozhyk, A. P., Shabatura, O. V., Onyshchuk, V. I., Onyshchuk, D. I., & Onyshchuk, I. I. (2025). Practical content of the elements of petrophysical model of terrigenous sandstones - oil and gas reservoirs in neural networks, deep learning and regression methods. *Geofizychny Zhurnal*, 47(3), 3–31. <https://doi.org/10.24028/gj>

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, D., Onyshchuk, I., Reva, M., & Shabatura, O. (2024). Comparative analysis of reservoir properties of consolidated terrigenous rocks of Dnieper-Donets depression of the eastern slope of the Lviv paleozoic depression. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*, 4(107), 46–59 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.107.06>

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Oliinyk, O., Reva, M., & Shabatura, O. (2020). Lower permian carbonate deposits reservoir parameters of western part of Hlynsko-Solohivska area of Dnieper-Donets depression gas-oil-bearing district. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*, 1(88), 25–33 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.88.04>

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Reva, M., & Shabatura, O. (2022a). Reservoir properties of deep-seated consolidated rocks of Carboniferous period of the central graben of the Dnieper-Donets depression. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*, 1(96), 11–19 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.96.02>

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

Отримано редакцією журналу / Received: 20.01.25

Прорецензовано / Revised: 24.03.25

Схвалено до друку / Accepted: 30.06.25

Serhii VYZHVA¹, DSc (Geol.), Prof., Corresponding Member of the National Academy of Sciences of Ukraine
ORCID ID: 0000-0003-4091-6649
e-mail: s.vyzhva@knu.ua

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

Dmytro ONYSHCHUK², PhD (Geol.)
ORCID ID: 0009-0000-7592-2104
e-mail: boenerges@ukr.net

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

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

¹Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

²Alcon Ukraine LLC, Kyiv, Ukraine

RESERVOIR PROPERTIES OF CARBON ROCKS OF THE HNIDYNTSIVSKE OIL AND GAS CONDENSATE DEPOSIT OF THE GLYNSKO-SOLOKHIV GAS CONDENSATE FIELD

Background. The paper concerns the results of reservoir properties determination of carbon rocks of the Hnidyntsiyske oil and gas condensate deposit of the Glynsko-Solokhiv gas condensate field with the purpose of looking into comprehensive analysis of their physical features.

Methods. A brief petrographic description of limestones was performed. The bulk density of dry rock samples (matrix density of the rock) is determined by weighing and measuring their geometric dimensions. Hydrostatic weighing method was applied to the rock samples saturated with kerosene. The open porosity coefficient was determined by the gas volumetric method and the method of hydrostatic weighing according to the standard methodology. Capillarimetric studies were performed by centrifugation of rock samples.

Results. Such reservoir features of rock samples as open porosity coefficient and effective porosity coefficient, residual oil saturation factor and permeability coefficient were researched.

The limits of variation and mean values of the reservoir properties of the studied rocks are given. The capillarimetric studies by the method of centrifugation helped to understand the structure of the void space of rocks.

Conclusions. The correlation analysis was applied to establish a number of correlations between the reservoir parameters of the studied rocks – density, open porosity coefficient, effective porosity coefficient and residual water saturation factor, as well as between the porosity coefficients measured in atmospheric and reservoir conditions. These correlations can be used for the interpretation of well logging data and modeling of reservoir parameters of consolidated reservoir rocks.

Keywords: limestones, density, porosity coefficient, permeability coefficient, residual oil saturation factor, correlation relationships, reservoir properties.

Автори заявляють про відсутність конфлікту інтересів. Спонсори не брали участі в розробленні дослідження; у зборі, аналізі чи інтерпретації даних; у написанні рукопису; в рішенні про публікацію результатів.

The authors declare no conflicts of interest. The funders had no role in the design of the study; in the collection, analyses or interpretation of data; in the writing of the manuscript; or in the decision to publish the results.