

ГЕОФІЗИКА

УДК 550.8.056

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.109.03>

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

Дмитро ВЕНГРОВИЧ², канд. фіз.-мат. наук
ORCID ID: 0000-0002-1901-5697
e-mail: vengrovich@igph.kiev.ua

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

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

Анна ДАЦЕНКО², інженер
e-mail: annadatsenko290490@gmail.com

¹Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

²Інститут геофізики НАН України, Київ, Україна

ФІЗИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ПРОТІКАННЯ НАФТИ ЧЕРЕЗ ПОРОДУ-КОЛЕКТОР У ПЛАСТОВИХ УМОВАХ (НА ПРИКЛАДІ ПІСКОВИКІВ РОЗУМІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА)

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

Вступ. Висвітлено результати фізичного моделювання протікання нафти через породу-колектор (пісковик Розумівського нафтогазоконденсатного родовища). Мета досліджень полягала у вивченні петрофізичних параметрів зразків керну пісковиків та фізичного моделювання процесу протікання нафти через них у пластових умовах.

Методи. Визначення петрофізичних параметрів (густина, пористість, структура пустотного простору, проникність) зразків пісковиків в атмосферних умовах виконувались стандартними методами. Для фізичного моделювання процесу протікання нафти через пісковик використовувалась спеціальна установка високого тиску.

Результати. Досліджено фільтраційно-ємнісні характеристики зразків пісковиків за атмосферних умов та фізичного моделювання пластових умов. Наведено значення фільтраційно-ємнісних параметрів досліджених порід, а також їх порівняння. Виконано оцінку структури пустотного простору порід та їх аналіз. Наведено результати досліджень проникності порід для нафти в різних РТ-умовах.

Висновки. За допомогою кореляційного аналізу встановлено ряд кореляційних залежностей між проникністю досліджених порід і температурою та тиском у пластових умовах. Ці залежності можуть бути використані при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин та моделюванні фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів. Надалі результати даного дослідження будуть базою для вивчення впливу вібро-хвильових та хімічних методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів на фільтраційні властивості порід-колекторів.

Ключові слова: пісковики, фільтраційно-ємнісні параметри, густина, коефіцієнти пористості, проникності та залишкового водонасичення, структура пустотного простору, пластові умови, кореляційні залежності.

Вступ

Постановка проблеми. Під час вивчення порід-колекторів, що вміщують вуглеводні, важливу роль відіграють геофізичні та петрофізичні дослідження, а також методи математичного моделювання, на основі яких визначають перспективність нафтогазонасичення та оцінюють способи і методики їх промислової розробки. Водночас важливим є фізичне моделювання пластових умов та дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей зразків керну в атмосферних умовах та умовах, що моделюють пластові. Однак такі дослідження проводять у недостатніх обсягах, а публікації про них практично відсутні.

У статті висвітлено фільтраційно-ємнісні параметри колекції зразків пісковиків та результати фізичного моделювання процесу протікання нафти через них у пластових умовах.

Аналіз публікацій за темою досліджень. Вивченню фізичних властивостей порід нафтогазоперспективних районів України присвячена низка публікацій (Вижва та ін., 2013, 2014, 2017–2022 а, б; Vyzhva et al., 2017, 2019; Iuras et al., 2023; Карпенко, Башкіров, & Карпенко, 2014; Карпенко, Михайлов, & Карпенко, 2015; Маслов, Оніщук, & Шинкаренко, 2017; Михайлов та ін., 2014, 2018; Нестеренко,

2010; Орлюк та ін., 2011, 2013, 2018; Orlyuk et al., 2018 а, б; Orlyuk, Marchenko, & Bakarijeva, 2021; Пашкевич, Орлюк, & Лебедь, 2014; Рибалка, & Карпенко, 2016; Соболь, & Карпенко, 2021) та багатьох інших авторів. Петрофізичні параметри порід мають важливе значення для оцінки їх колекторських властивостей за даними свердловинних електрометричних та акустичних досліджень, тому їх лабораторним дослідженням приділяють значну увагу. 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. Проблема пошуків та вивчення на території України як традиційних, так і нетрадиційних джерел вуглеводнів є надзвичайно актуальною, зважаючи на необхідність забезпечення енергетичної незалежності України. Тому дослідження петрофізичних властивостей гірських порід з метою оцінки перспективності геологічних структур і комплексів на вуглеводні має важливе

© Вижва Сергій, Венгрович Дмитро, Оніщук Віктор, Оніщук Іван, Даценко Анна, 2025

значення. Як вже зазначалося, петрофізичні властивості порід необхідні під час інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин, а також для розробки найбільш ефективної технології вилучення вуглеводнів, зокрема і оцінки параметрів гідророзриву пласта.

Встановлено, що кореляційні зв'язки між фільтраційно-ємнісними параметрами і даними свердловинних і польових геофізичних методів досить складні 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 та їх кореляційні зв'язки із фільтраційно-ємнісними параметрами, використовують для інтерпретації результатів електрометричних і акустичних методів досліджень свердловин, польової електророзвідки і сейсморозвідки, а також з метою розробки нових технологій інтенсифікації видобування вуглеводнів (Горовенко та ін., 2022).

Слід відзначити, що, незважаючи на значну кількість відповідних публікацій нафтогазової тематики, обсяги інформації про фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів є незначними і встановлених кореляційних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами для конкретних площ і утворень недостатньо для обґрунтування петрофізичної моделі. Також практично відсутні дослідження залежності фільтраційних властивостей порід від тиску і температури, що часто призводить до використання необґрунтованих залежностей для перерахунку параметрів, отриманих в атмосферних умовах, у пластові.

Мета досліджень. Метою даних досліджень було визначення залежностей фільтраційних параметрів порід-колекторів від тиску і температури на основі фізичного моделювання процесу протікання нафти через породу-колектор в пластових умовах.

Об'єкт досліджень. Пісковик дрібно-середньозернистий, за мінеральним складом поліміктовий, Розумівського нафтогазоконденсатного родовища з інтервалу 2233–2249 метрів. Фільтраційно-ємнісні властивості в атмосферних умовах виконані на 12 зразках. Фізичне моделювання пластових умов виконане на 2 зразках. Зразок Р-1 вирізаний вздовж, а зразок Р-2 – вхрест нашарування осадового матеріалу.

Експериментальні петрофізичні дослідження виконано у НДЛ теоретичної і прикладної геофізики ННІ "Інститут геології" КНУ імені Тараса Шевченка. Для лабораторних досліджень виготовлено і підготовлено 12 циліндричних зразків з керну свердловини (інтервал 2233–2249 м) Розумівського родовища.

Розумівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Зачепилівського району Харківської області і частково на території Карлівського району Полтавської області України. Пісковики продуктивного горизонту середнього карбону (М-1) від дрібно- до середньозернистих, за мінеральним складом поліміктові, олігоміктові, слюдисто-кварцові, від щільних до середньозцементованих, інколи горизонтальношаруваті із слюдами та вугільними залишками по нашаруванню. Під мікроскопом склад у поліміктових різновидах пісковиків – кварц, уламки порід (кварцити, кремні, аргілітові сланці, ефузиви), плагіоклази, слюди, хлорит. Зерна кварцу

слабообкатані, напівобкатані і кутасті, погано відсортовані, часто зчленовані в агрегати конформно-регенеративно. Плагіоклази серицитизовані та пелітизовані різною мірою. Акцесорні – апатит, чорні рудні мінерали, сфен, гранат. Цемент полімінеральний поровий (у міцних непрониких пісковиках – переважно порово-базальний).

Комплекс петрофізичних досліджень включав визначення: густини порід; відкритої та ефективної пористості; структури капілярного простору та абсолютної проникності. Усі лабораторні дослідження виконувались відповідно до чинних нормативних документів.

Окрім того, виконано низку експериментів з дослідження залежностей проникності пісковиків для нафти від температури і тиску при фізичному моделюванні пластових умов на установці високого тиску.

Методи

Об'ємна густина досліджених порід у сухому стані визначалась шляхом зважування та вимірювання геометричних розмірів спеціальних лабораторних зразків циліндричної форми, а в насиченому стані (насичувалися нафтою) – застосовувався метод гідростатичного зважування за стандартною методикою попередньо насичених зразків (Дортман, 1992 а, б; Інструкція..., 1977; Тиаб, & Доналдсон, 2009). Для визначення ваги зразків використовувались цифрові аналітичні ваги WPS 360/c/2 (точність $\pm 0,001$ г).

Коефіцієнт відкритої пористості визначався газоволюметричним способом та методом гідростатичного зважування згідно із стандартною методикою.

Капілярометричні дослідження виконувалися шляхом центрифугування зразків порід за допомогою центрифуги ОС-6М (Породи..., 1985; Рудько, 2005). Обертובה швидкість ротора центрифуги змінювалась від 1000 до 6000 об/хв із кроком 1000 об/хв, водночас тиск витіснення змінювався від 0,03 до 1 МПа.

Для встановлення кореляційних залежностей фільтраційних параметрів порід від температури і тиску виконано комплекс петрофізичних досліджень із фізичним моделюванням пластових умов. При цьому застосовувалась спеціалізована установка високого тиску ВСЦМ-1000, розроблена в НДЛ теоретичної і прикладної геофізики.

Результати

Висвітлено результати виконаних комплексних лабораторних досліджень, що виконувались як в атмосферних умовах (12 зразків), так і при моделюванні пластових умов (2 зразки). Відомості про межі змін та середні значення петрофізичних параметрів досліджених пісковиків та кореляційні залежності наведено у відповідних таблицях та на графіках.

Аналіз даних лабораторних досліджень в атмосферних умовах

Густина. За результатами лабораторних визначень густини встановлено, що цей параметр для сухих пісковиків змінюється від 2089 кг/м³ до 2124 кг/м³ за середнього значення 2109 кг/м³. Густина порід, насичених нафтою, варіює в межах від 2485 кг/м³ до 2499 кг/м³ за середнього значення 2491 кг/м³. Уявна мінералогічна густина пісковиків змінюється від 2768 до 2779 кг/м³ за середнього значення 2772 кг/м³ (табл. 1).

Таблиця 1

Межі змін і середні значення густинних параметрів порід				
Порода	Значення параметра	Густина (сухі), кг/м ³	Густина (насих. нафтою), кг/м ³	Уявна густина мінералогічна, кг/м ³
Пісковики	мін.	2089	2485	2768
	макс.	2124	2499	2779
	сер.	2109	2491	2772

Пористість. Пористість породи – це властивість її вміщувати флюїди (нафту, газ і воду) і є важливим параметром, який визначає ємність колектора. Виділяють загальну, відкриту та ефективну пористість (Дортман, 1992 а, б; Інструкція ..., 1977; Тиаб и Доналдсон, 2009). Коефіцієнт пористості один із головних параметрів, що характеризує пустотний простір породи і для кожного типу флюїду визначає його об'єм. Також важливими властивостями порід-колекторів є структура їх пустотного

простору та вміст залишкової води, а також звивистість порових каналів. Лабораторні визначення цих параметрів дає змогу отримати інформацію про катагенетичні і діагенетичні процеси та про механізми, які діяли під час транспортування й відкладення матеріалу, ущільнення й деформації осадових порід (Тиаб и Доналдсон, 2009). Відомості про межі змін та середні значення коефіцієнта пористості порід, залежно від їх виду наведено в табл. 2.

Таблиця 2

Межі змін і середні значення ємнісних параметрів порід

Порода	Значення параметра	Коефіцієнт відкритої пористості, k_p		Коефіцієнт ефективної пористості, $k_{п,еф}$	Коефіцієнт проникності $k_{пр}$, фм^2
		насич. азотом	насич. нафтою		
Пісковики	мін.	0,219	0,146	0,054	6,864
	макс.	0,234	0,151	0,113	17,280
	сер.	0,226	0,148	0,082	12,923

Значення коефіцієнта відкритої пористості пісковиків, визначеного газоволюметричним способом, змінюються від 0,219 до 0,234 за його середнього значення 0,226. Коефіцієнт відкритої пористості пісковиків, визначений насиченням нафтою змінюється від 0,146 до 0,151 за його середнього значення 0,148.

Аналіз лабораторних даних показує, що середнє значення коефіцієнта пористості, визначеного гідростатичним

методом при насиченні досліджених порід нафтою, на 35 % нижче, ніж газоволюметричним способом. Це пояснюється вищою проникністю азоту в субкапілярні пори порівняно з нафтою.

Встановлена кореляційна залежність між густиною і коефіцієнтом пористості пісковиків, визначеним газоволюметричним методом (рис. 1).

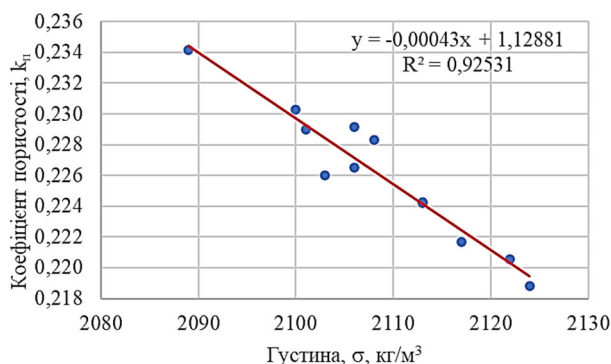


Рис. 1. Залежність коефіцієнта відкритої пористості порід (k_p), визначеного методом насичення азотом, від густини (σ)

Структура пустотного простору пісковиків. 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; Інструкція ..., 1977; Тиаб и Доналдсон, 2009). Структура пустотного простору порід визначалась способом центрифугування їх зразків за допомогою центрифуги ОС-6М. Аналіз кривих капілярного тиску (ККТ), отриманих за результатами центрифугування, дозволив визначити коефіцієнти залишкового нафтонасичення ($k_{зн}$) та структуру пустотного простору досліджених пісковиків. Відомості про структуру пустотного простору і коефіцієнти залишкового нафтонасичення наведено в табл. 3.

На рис. 2 наведено криві капілярного тиску досліджених порід.

За результатами аналізу кривих капілярного тиску (ККТ) встановлено, що коефіцієнт залишкового нафтонасичення пісковиків змінюється від 0,226 до 0,635 за його середнього значення 0,445 (табл. 3). З використанням коефіцієнта залишкового нафтонасичення визначений коефіцієнт ефективної пористості (табл. 2), який змінюється від 0,054 до 0,113 за його середнього значення 0,082.

Встановлено кореляційні залежності між коефіцієнтом ефективної пористості порід ($k_{п,еф}$) і коефіцієнтом залишкового нафтонасичення ($k_{зн}$) та коефіцієнтом пористості (k_p), які мають лінійний характер:

$$k_{п,еф} = -6,52373 \cdot k_{зн} - 1,37947, \text{ при } R^2 = 0,952;$$

$$k_{п,еф} = -0,14425 \cdot k_{зн} + 0,14598, \text{ при } R^2 = 0,999.$$

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

Таблиця 3

Межі змін і середні значення параметрів пустотного простору порід

Порода	Значення параметра	Вміст пор, %			Коефіцієнт залишкового нафтонасичення, $k_{зн}$
		надкапілярні	капілярні	субкапілярні	
Пісковики	мін.	13,4	13,8	22,6	0,226
	макс.	58,7	23,4	63,5	0,635
	сер.	35,8	19,8	44,5	0,445

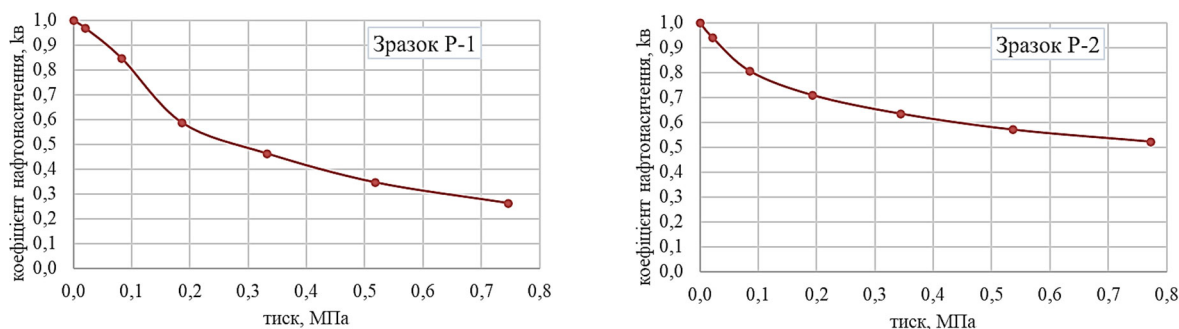
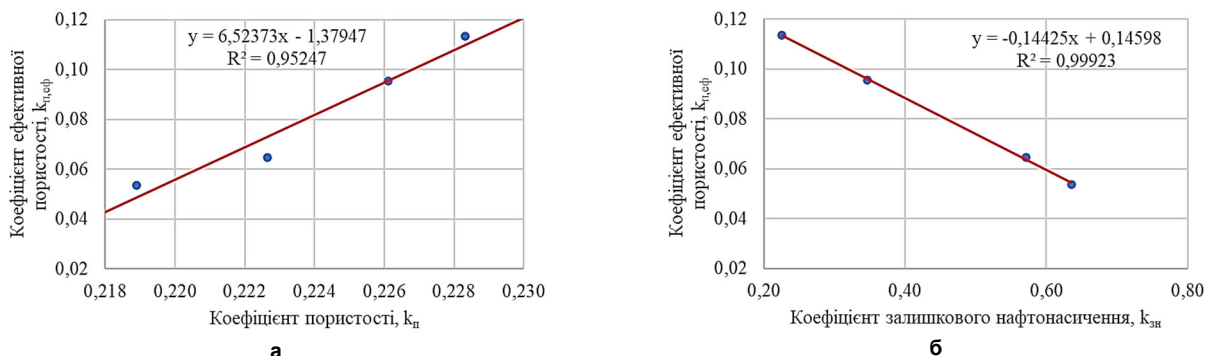


Рис. 3. Типові криві капілярного тиску досліджених пісковиків

Рис. 4. Залежність коефіцієнта ефективної пористості пісковиків ($k_{п,еф}$) від коефіцієнта пористості порід (а) та коефіцієнта залишкового нафтонасичення (б)

За результатами капілярометричних 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 або нафтою. Натомість флюїди, зосереджені у надкапілярних і капілярних порових каналах, можуть брати участь у фільтраційних процесах. У результаті лабораторних капілярометричних досліджень встановлено, що поровий простір досліджених пісковиків має таку структуру: вміст надкапілярних пор змінюється від 13,4 до 58,7 % за середнього значення 35,8 %; вміст капілярних пор – від 13,8 до 23,4 % за середнього значення 19,8 %; вміст субкапілярних пор – від 22,6 до 63,5 % за середнього значення 44,5 %.

Таким чином, за структурою пустотного простору досліджені пісковики мають середні фільтраційні властивості.

Проникність. Це властивість гірських порід, що характеризує їх здатність пропускати флюїди, тобто визначає швидкість руху флюїду і впливає на вибір оптимальної технології видобутку. Проникність порід контролюється розміром зерен породи, їх формою та просторовим розподілом за розмірами, а також їхньою упаковкою, ступенем глинистості, консолідації і цементації. На проникність також суттєво впливає тип глинистого або іншого цементувального матеріалу між піщаними зернами, особливо у разі присутності води. Деякі глинисті мінерали, зокрема монтморилоніт і смектит, розбухають у воді і можуть частково або повністю закупорювати пустотний простір (Тиаб, & Доналдсон, 2009; Породи..., 1985).

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, проникність називається абсолютною 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. В 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.

Згідно з 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 (Тиаб, & Доналдсон, 2009). Породи, що мають проникність, нижчу за 1 фм², вважаються ущільненими. Низька проникність властива алевrolітам, аргілітам, ущільненим газоносним пісковикам та матриці вапняків.

Коефіцієнт проникності пісковиків визначався методом стаціонарної фільтрації азоту за допомогою спеціально розробленої установки (Породи..., 1985). Середня відносна похибка визначень коефіцієнта проникності становила 2,1 %. У табл. 2 наведено межі змін і середні значення коефіцієнта проникності досліджених пісковиків.

Аналіз результатів лабораторних досліджень коефіцієнта проникності пісковиків показав, що цей параметр змінюється від 6,864 до 17,280 фм² за його середнього значення 12,923 фм².

Встановлено кореляційну залежність між коефіцієнтом проникності порід ($k_{пр}$) і коефіцієнтом пористості (k_p): $k_{пр} = 698,5066 \cdot k_p - 144,99287$, при $R^2 = 0,714$. Графік цієї залежності наведено на рис. 5.

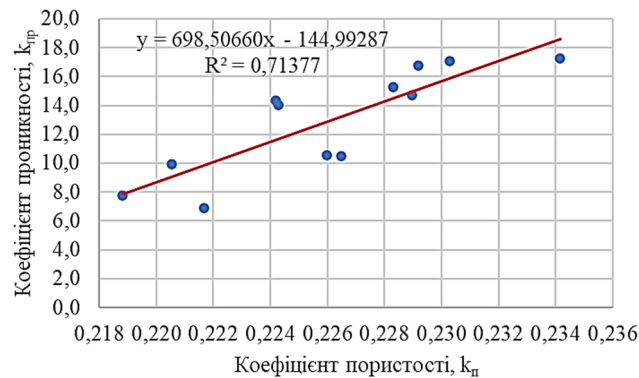


Рис. 5. Залежність коефіцієнта відкритої пористості порід (k_n), визначеного методом насичення азотом, від густини (σ)

Аналіз даних лабораторних досліджень у пластових умовах. Фізичне моделювання пластових умов виконано з використанням установки високого тиску ВСЦМ-1000. Як вже зазначалось, проведено низку експериментів з дослідження залежностей проникності пісковиків для нафти від температури і тиску при фізичному моделюванні пластових умов.

Щоб виконати заплановані лабораторні експерименти, потрібно було визначити характер зміни в'язкості нафти в різних пластових умовах (температура і тиск – РТ-умови). Для цього розробили спеціальний еталон та

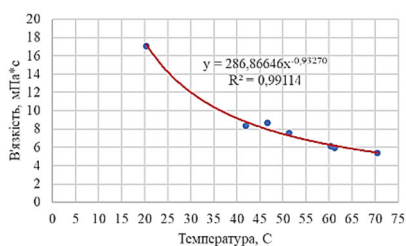
провели експерименти з вивчення залежності в'язкості нафти від температури і тиску. Гірський тиск ($P_{гip}$) при фізичному моделюванні пластових умов становив 400 бар. За допомогою гідравлічної станції на вході еталона створювався тиск ($P_{вхiд}$), відповідно, $P_{вхiд}$ =200, 260 та 300 бар. На виході еталона за допомогою клапана тиску, тиск ($P_{вихiд}$) підтримувався на 20 бар менший, ніж на вході, і сягав – $P_{вихiд}$ =180, 240 та 280 бар. Дослідження провели за температур від 40 до 70 °С.

Результати цих досліджень наведено в табл. 4 та на рис. 6 а, б, в.

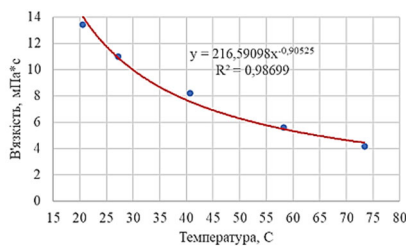
Таблиця 4

Результати визначення в'язкості нафти за пластових умов

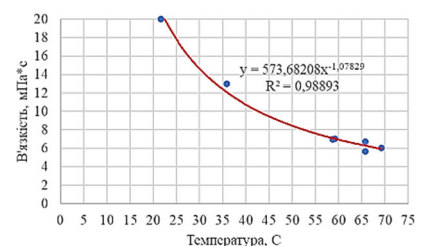
№	Температура, °С	Гірський тиск, бар	Тиск на вході, бар	Тиск на виході, бар	В'язкість, мПа·с
1	20,4	400	200	180	17,055
2	41,9	400	200	180	8,373
3	46,6	400	200	180	8,667
4	51,4	400	200	180	7,575
5	60,4	400	200	180	6,147
6	61,2	400	200	180	5,918
7	70,5	400	200	180	5,406
8	20,5	400	260	240	13,413
9	27,2	400	260	240	10,980
10	40,7	400	260	240	8,193
11	58,2	400	260	240	5,589
12	73,4	400	260	240	4,164
13	21,7	400	300	280	19,996
14	35,9	400	300	280	13,010
15	58,7	400	300	280	6,987
16	59,2	400	300	280	7,037
17	65,7	400	300	280	6,718
18	65,8	400	300	280	5,673
19	69,2	400	300	280	6,055



а)



б)



в)

Рис. 6. Залежність в'язкості нафти від температури в пластових умовах:

а) $P_{гip}$ =400 бар; $P_{вхiд}$ =200 бар; $P_{вихiд}$ =180 бар; б) $P_{гip}$ =400 бар; $P_{вхiд}$ =260 бар; $P_{вихiд}$ =240 бар;

в) $P_{гip}$ =400 бар; $P_{вхiд}$ =300 бар; $P_{вихiд}$ =280 бар

Аналіз рис. 6 а, б, в показує, що залежність в'язкості нафти від температури за пластових умов апроксимується степеневою функцією для даного інтервалу температур.

Виконано також лабораторні експерименти з визначення коефіцієнта проникності пісковиків (циліндричні зразки Р-1 і Р-2) з фізичним моделюванням пластових умов ($P_{гip}$ = 400 бар, $P_{вхiд}$ =200, 260 та 300 бар, відповідно,

$P_{\text{вихід}}=180, 240$ та 280 бар; температура змінювалась від 40 до 80 °C). Зразок Р-1 вирізаний вздовж напластування, а зразок Р-2 – вхрест напластування і відмічаються найвищими фільтраційно-ємнісними параметрами з поміж доступних для досліджень. Під час цих досліджень визначались: об'єм прокачаної нафти та час, за який цей об'єм пройшов через зразки. Потім визначався розхід (потік) нафти через зразки в см^3 за годину (або см^3

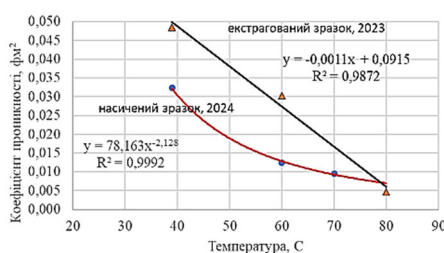
за секунду). З використанням результатів визначення в'язкості нафти за допомогою еталона за різних РТ-умов визначався коефіцієнт проникності для нафти. Вимірювання виконувались на екстрагованих зразках (2023 р.). На насичених нафтою і витриманих (~ 5–6 місяців) у нафті зразках виконано повторні вимірювання.

За лабораторними дослідженнями зразка Р-1 отримано такі результати (табл. 5, рис. 7 а, б, в).

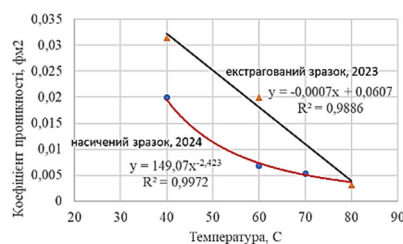
Таблиця 5

Результати визначення коефіцієнта проникності по нафті зразка Р-1

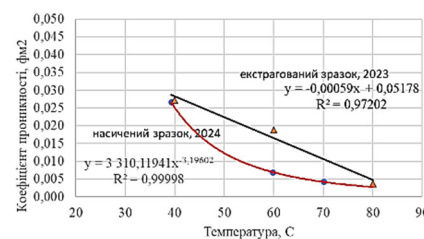
№	Температура, °C	Гірський тиск, бар	Тиск на вході, бар	Тиск на виході, бар	Коефіцієнт проникності, фм^2	
					Насичений зразок, 2024 р.	Екстрагований зразок, 2023 р.
1	39	400	200	180	0,0324	0,0485
2	60	400	200	180	0,0124	0,0303
3	70	400	200	180	0,0095	
4	80	400	200	180		0,0046
5	40	400	260	240	0,0199	0,0314
6	60	400	260	240	0,0068	0,0199
7	70	400	260	240	0,0053	
8	80	400	260	240		0,0031
9	39,3	400	300	280	0,0266	
10	40	400	300	280		0,0272
11	59,8	400	300	280	0,0069	
12	60	400	300	280		0,0189
13	70	400	300	280	0,0042	
14	80	400	300	280		0,003671



а)



б)



в)

Рис. 7. Залежність коефіцієнта проникності зразка Р-1 від температури для нафти за пластових умов:

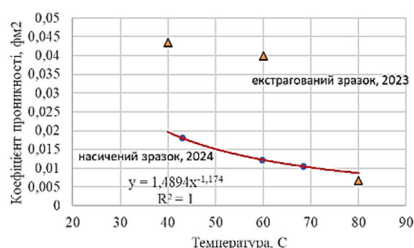
а) $P_{\text{гирс}}=400$ бар; $P_{\text{вихід}}=200$ бар; $P_{\text{вихід}}=180$ бар; б) $P_{\text{гирс}}=400$ бар; $P_{\text{вихід}}=260$ бар; $P_{\text{вихід}}=240$ бар;в) $P_{\text{гирс}}=400$ бар; $P_{\text{вихід}}=300$ бар; $P_{\text{вихід}}=280$ бар

Аналіз табл. 5 та рис. 7 а, б, в показує, що коефіцієнт проникності ($K_{\text{пр}}$) зменшується з ростом температури. На рис. 7 а, б, в трикутниками зображено дані, отримані при прокачуванні нафти через екстрагований зразок Р-1 в 2023 р., а точками – дані, отримані при прокачуванні нафти через насичений нафтою і герметизований той же зразок в рамках виконаних досліджень у 2024 р. Залежність коефіцієнта проникності від температури для екстрагованого зразка апроксимується лінійною функцією, а зразка насиченого нафтою – степеневою функцією. Як видно з рисунка, значення $K_{\text{пр}}$ екстрагованого зразка в інтервалі

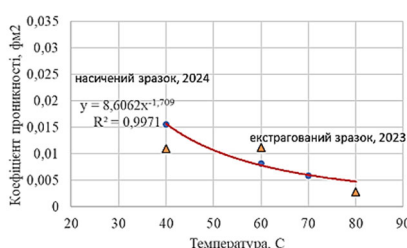
температур $40\text{--}70$ °C, значно вищі, ніж насиченого, а за температури 80 °C, практично зрівнюються.

Вважаємо, що зниження коефіцієнта проникності зразка зі збільшенням температури, при тому, що в'язкість нафти також знижується, можна пояснити тепловим розширенням мінералів, які складають породу, і таким чином звужуються надкапілярні пори, а також блокується частина капілярних пор, шляхом переходу їх у субкапілярні (непроникні). Тобто у зразку відбувається зміна структури капілярного простору.

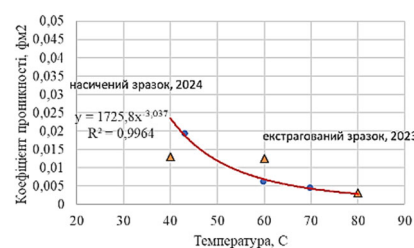
За лабораторними дослідженнями зразка Р-2 отримано такі результати (табл. 6, рис. 8 а, б, в).



а)



б)



в)

Рис. 8. Залежність коефіцієнта проникності зразка Р-2 від температури для нафти за пластових умов:

а) $P_{\text{гирс}}=400$ бар; $P_{\text{вихід}}=200$ бар; $P_{\text{вихід}}=180$ бар; б) $P_{\text{гирс}}=400$ бар; $P_{\text{вихід}}=260$ бар; $P_{\text{вихід}}=240$ бар;в) $P_{\text{гирс}}=400$ бар; $P_{\text{вихід}}=300$ бар; $P_{\text{вихід}}=280$ бар

Таблиця 6

Результати визначення коефіцієнта проникності по нафті зразка Р-2.

№	Температура, °С	Гірський тиск, бар	Тиск на вході, бар	Тиск на виході, бар	Коефіцієнт проникності, фм ²	
					Насичений зразок, 2024 р.	Екстрагований зразок, 2023 р.
1	40	400	200	180		0,043551
2	43	400	200	180	0,01803	
3	59,8	400	200	180	0,012244	
4	60	400	200	180		0,039929
5	68,4	400	200	180	0,010457	
6	80	400	200	180		0,006734
7	40	400	260	240	0,015538	0,011016
8	60	400	260	240	0,00818	0,011266
9	70	400	260	240	0,005862	
10	80	400	260	240		0,002824
11	40	400	300	280		0,012952
12	43	400	300	280	0,019462	
13	59,8	400	300	280	0,006363	
14	60	400	300	280		0,0126
15	69,8	400	300	280	0,004615	
16	80	400	300	280		0,003131

Аналіз табл. 6 та рис. 8 а, б, в показує, що коефіцієнт проникності зменшується з ростом температури. На рис. 8 а, б, в трикутниками зображено дані, отримані при прокачуванні нафти через екстрагований зразок Р-2 в 2023 р., а точками – дані, отримані при прокачуванні нафти через насичений нафтою і герметизований той же зразок в рамках виконаних досліджень у 2024 р. Залежність коефіцієнта проникності від температури для зразка насиченого нафтою з наступною герметизацією (~5–6 місяців), апроксимується степеневою функцією. Характер зміни проникності від температури аналогічний зразку Р-1, однак з меншою амплітудою, що може пояснюватись структурою пустотного простору (вирізаний перпендикулярно нашаруванню). Як видно з рисунків 8 а, б, в, значення $k_{пр}$ екстрагованого зразка за температури 60 °С, вище, ніж насиченого, а за температури 80 °С, практично зрівнюється.

Дискусія і висновки

Завдяки лабораторним дослідженням встановлено в'язкість нафти, а також визначено коефіцієнт проникності зразків Р-1 та Р-2 в пластових умовах за різних температур і тисків.

Спостерігається анізотропія фільтраційно-ємнісних властивостей пісковиків уздовж і вхрест нашарування осадового матеріалу.

В'язкість нафти в пластових умовах зменшується у разі збільшення температури. Залежність в'язкості нафти від температури за пластових умов апроксимується степеневою функцією.

Залежність коефіцієнта проникності від температури для зразків Р-1 та Р-2, насичених нафтою з наступною герметизацією (~5–6 місяців), апроксимується степеневою функцією.

Зниження коефіцієнтів проникності зразків Р-1 та Р-2 в пластових умовах зі збільшенням температури, при тому, що в'язкість нафти також знижується, можна пояснити тепловим розширенням мінералів, які складають породу, і таким чином звужують надкапілярні пори і блокують частину капілярних пор, переводячи їх в субкапілярні (непроникні). Тобто у зразках відбувається зміна структури капілярного простору.

На наш погляд, зразки Р-1, Р-2 із "закольтматованим" поровим простором для подальших досліджень слід "промивати" розчином для інтенсифікації продуктивних горизонтів свердловин. Після "промивки" зразки пісковіку знову прокачати нафтою з метою оцінки ефективності

розчину для інтенсифікації продуктивних горизонтів свердловин у різних РТ-умовах.

Отримані дані і кореляційні залежності можуть бути використані при інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин та моделюванні фільтраційно-ємнісних параметрів порід у пластових умовах.

Внесок авторів: Сергій Вихва – концептуалізація, методологія, написання (перегляд і редагування); Дмитро Венгрович – концептуалізація, методологія, написання (перегляд і редагування); Віктор Онишук – методологія, аналіз і обробка даних, написання (оригінальна чернетка, перегляд і редагування); Іван Онишук – валідація даних, аналіз і обробка даних, методологія, написання (перегляд і редагування); Олександр Шабатура – програмне забезпечення, формальний аналіз; Анна Даценко – пошук і підбір зразків порід-колекторів та нафти з родовищ України.

Подяки, джерела фінансування. Автори висловлюють щирі подяки ст. лаборанту Цуману В.С. за його активну й високопрофесійну участь у підготовці зразків у лабораторних дослідженнях.

Список використаних джерел

- Вихва, С. А., Михайлов, В. А., Онишук, Д. І., & Онишук, І. І. (2013). Петрофізичні параметри нетрадиційних порід-колекторів Південного нафтогазового регіону. *Геоінформатика*, 3(47), 17–25. <https://www.geology.com.ua/wp-content/uploads/2015/04/4.pdf>
- Вихва, С. А., Михайлов, В. А., Онишук, Д. І., & Онишук, І. І. (2014). Петрофізичні параметри порід, перспективних на сланцевий газ (ділянки східного сектору Дніпровсько-Донецької западини). *Геофизический журнал*, 36, 1, 145–157. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i1.2014.116163>
- Вихва, С. А., Михайлов, В. А., & Онишук, І. І. (2017). Петрофізичні особливості порід майкопської серії Кримсько-Чорноморського регіону. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 79, 12–20. <https://doi.org/10.17721/17282713.79.02>
- Вихва, С. А., Онишук, В. І., Онишук, І. І., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2018). Фільтраційно-ємнісні особливості порід верхнього карбону (на прикладі Руновщинської площі ДДЗ). *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 4(83), 30–37. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.83.04>
- Вихва, С. А., Орлюк, М. І., Онишук, В. І., Онишук, І. І., Друкаренко, В. В., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2019). Петрофізичні параметри порід візейського ярусу Лохвицької зони Дніпровсько-Донецької западини. *Геофизический журнал*, 41(4), 145–160. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177380>
- Вихва, С. А., Онишук, В. І., Онишук, І. І., Рева, М. В., Шабатура, О. В., & Олійник, О. В. (2020). Фільтраційно-ємнісні параметри нижньопермських карбонатних порід західної частини Глинсько-Солохівського нафтогазового району Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(88), 25–33. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.88.04>
- Вихва, С. А., Онишук, В. І., Онишук, І. І., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2021). Фільтраційно-ємнісні параметри ущільнених порід північної приборової зони Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3(94), 37–45. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.94.04>

- Вижва, С. А., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2022a). Колекторські властивості глибокозанаурених ущільнених порід карбону центрального грабена ДДЗ. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(96), 11–19. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.96.02>
- Вижва, С. А., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2022b). Фільтраційно-ємнісні параметри ущільнених 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>
- Горovenko, А. П., Венгровиц, Д. Б., & Шеремет, Г. П. (2022). Фільтрація вуглеводнів кернами пористого середовища в полі акустичних коливань. *Геотехнічний журнал*, 7, 17–22. <https://doi.org/10.20535/2707-2096.7.2022.267556>
- Дортман, Н. Б. (1992a). *Петрофізика. Справочник*. Ч. 1. Недра.
- Дортман, Н. Б. (1992b). *Петрофізика. 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., Башкіров, Г., & Карпенко, І. (2014). Визначення вмісту органічної речовини в гірських породах за геофізичними даними. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3(66), 71–76. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.66.12>
- Карпенко, О. М., Михайлов, В. А., & Карпенко, І. О. (2015). До прогнозу освоєння вуглеводневих ресурсів східної частини ДДЗ. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(68), 49–54. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.68.09>
- Маслов, Б. П., Онищук, І. І., & Шинкаренко, А. В. (2017). Моделирование нелинейных вязко-пружинных властивостей теригенно-вапняковистых песчаников. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 2(77), 99–105. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.77.13>
- Державний комітет ЦРП з стандартів. (1985). *Породи гірські. Метод визначення коефіцієнта абсолютної газопроникуваності при стаціонарній і нестаціонарній фільтрації*. (ГОСТ 26450.2-85). Мінгео ЦРП.
- Михайлов, В. А., Вижва, С. А., & Загнітко, В. М. та ін. (2014). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження*. Книга IV. 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 флюїдонасичення порід-колекторів*. УкрДГРІ.
- Орлюк, М. І., & Пашкевич, І. К. (2011). Магнитная характеристика и разломная тектоника земной коры Шебелинской группы газовых месторождений как составная часть комплексных поисковых критериев углеводородов. *Геофизический журнал*, 33(6), 136–151. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v33i6.2011.116799>
- Орлюк, М. І., & Друкаренко, В. В. (2013). Физические параметры пород осадочного чехла северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины. *Геофизический журнал*, 35(2), 127–136. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i2.2013.111356>
- Орлюк, М. І., & Друкаренко, В. В. (2018). Прогноз шляхів проходження та місць накопичення вуглеводнів Чернігівського сегменту Дніпровсько-Донецького авлакогена за геомагнітними даними. *Геофизический журнал*, 40(2), 123–140. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.12893>
- Пашкевич, І. К., Орлюк, М. І., & Лебедь, Т. В. (2014). Магнитная неоднородность, разломная тектоника консолидированной земной коры и нефтегазоносность Днепровско-Донецкого авлакогена. *Геофизический журнал*, 36(1), 64–80. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i1.2014.116163>
- Рибалка, С., & Карпенко, О. (2016). Колекторські властивості 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>
- Рудько, Г. І. (ред.) (2005). *Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригених порід-колекторів для підрахунку запасів вуглеводнів*. Методичні вказівки. УкрДГРІ.
- Соболь, В., & Карпенко, О. (2021). Нова модель проникності теригених гранулярних колекторів на прикладі турнейських відкладів Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(92), 61–66. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.92.09>
- Тиаб, Д., & Доналдсон, Э. Ч. (2009). Петрофизика: Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. Премииум Инжиниринг.
- Iuras, S., Orlyuk, M., Levoniuk, S., Drukarenko, V., & Kruhlov, B. (2023). Unconventional shale gas potential of lower vissean organic-rich formations in Glynko-Solohivskiy petroleum region. *Geodynamics*, 1(34), 80–96. <https://doi.org/10.23939/jgd2023.01.080>
- Orlyuk, M., Drukarenko, V., Onyshchuk, I., & Solodkyi, E. (2018a). The association of physical properties of deep reservoirs with the geomagnetic field and fault-block tectonics in the hlynko-solokhivskiy oil-and-gas region. *Geodynamics*, 2(25), 71–88. <https://doi.org/10.23939/jgd2018.02.071>
- Orlyuk, M., Drukarenko, V., & Onyshchuk, I. (2018b). Physical properties of deep reservoirs of the Glynko-Solokhivskiy oil and gas region. *XII Міжнародна наукова конференція "Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища" 13–16 листопада 2018 р., Київ, Україна*.
- Orlyuk, M. I., Marchenko, A. V., & Bakarjeva, M. I. (2021). Geomagnetic field of the western region of Ukraine in connection with the fracture-block tectonics and hydrocarbon deposits. XXth International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects. 11–14 May, Kyiv, Ukraine. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521067>
- Vyzhva, S., Maslov, B., Onyshchuk, I., & Kozionova, O. (2019). Hydraulic fracture crack propagation modeling in multi-component nonelastic geological media. *Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища, 12–15 листопада 2019, Київ, Україна*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201903224>
- Vyzhva, S. A., Onyshchuk, V. I., & Onyshchuk, D. I. (2017). Electrical model of Cambrian rocks from Volodymyrska area in Volyno-Podillia (Ukraine) *Nafta-Gaz: Rok LXXIII*, 2, 90–96. <https://doi.org/10.18668/NG.2017.02.03>

References

- Dortman, N. B. (Ed.). (1992a). *Petrophysics. Handbook* (Vol. 1). Nedra [in Russian].
- Dortman, N. B. (Ed.). (1992b). *Petrophysics. Handbook* (Vol. 2). Nedra [in Russian].
- Gorovenko, A., Vengrovich, D., & Sheremet, H. (2022). Filtration of hydrocarbons by porous core in the field of acoustic oscillations. *Geoengineering*, 7, 7–22. <https://doi.org/10.20535/2707-2096.7.2022.267556>
- GSTU 41-00032626-00-025-2000. (2001). Coefficient of residual water saturation of rocks. Method of measuring measurements by centrifugation of samples. Kyiv: Ministry of Natural Resources of Ukraine, 19 p. [in Ukrainian].
- Iuras, S., Orlyuk, M., Levoniuk, S., Drukarenko, V., & Kruhlov, B. (2023). Unconventional shale gas potential of lower vissean organic-rich formations in Glynko-Solohivskiy petroleum region. *Geodynamics*, 1(34), 80–96. <https://doi.org/10.23939/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*, 68, 49–54. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.68.09> [in Ukrainian].
- Maslov, B., Onyshchuk, I., & Shynkarenko, A. (2017). Modelling of nonlinear viscoelastic properties of terrigenous-calcareous sandstones. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*, 77, 99–105. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.77.13> [in Ukrainian].
- Mykhailov, V. A., Vyzhva, S. A., & Zagnitko, V. M., et al. (2014). *Unconventional sources of hydrocarbons in Ukraine. Eastern oil-and-gas-bearing region: Analytical investigations. Book IV*. Kyiv University Publishing [in Ukrainian].
- Mykhailov, V. A., Karpenko, O. M., Kurylo, M. M. та ін. (2018). *Fossil fuels of Ukraine and their geological and economic evaluation*. Kyiv University Publishing [in Ukrainian].
- Nesterenko, M. Yu. (2010). *Petrophysical basis of the substantiating of fluid saturation of reservoir rocks*. UkrDHR [in Ukrainian].
- Orlyuk, M., & Pashkevich, I. (2011). Magnetic characteristics and fault tectonics of the earth's crust of the Shebelinka group of gas fields as a component of the complex search criteria for hydrocarbons. *Geophysical journal*, 33(6), 136–151. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v33i6.2011.116799> [in Russian].
- Orlyuk, M. I., & Drukarenko, V. V. (2013). Physical parameters of rocks sedimentary cover of the northwestern part of the Dnieper-Donets depression. *Geophysical journal*, 35(2), 127–136. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i2.2013.111356> [in Russian].
- Orlyuk, M., Drukarenko, V., Onyshchuk, I. (2018a). Physical properties of deep reservoirs of the Glynko-Solokhivskiy oil and gas region. *XII International Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment", November 13–16, Kyiv, Ukraine*. <http://doi.org/10.3997/2214-4609.201803178>
- Orlyuk, M. I., & Drukarenko, V. V. (2018). Prediction of pathways and places of accumulation for hydrocarbons of the Cherniv segment of the Dnieper-Donets aulacogene in relation to magnetic heterogeneity. *Geophysical journal*, 40(2), 123–140. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.12893> [in Ukrainian].
- Orlyuk, M., Drukarenko, V., Onyshchuk, I., & Solodkyi, E. (2018b). The association of physical properties of deep reservoirs with the geomagnetic field and fault-block tectonics in the Hlynko-Solokhivskiy oil-and-gas region. *Geodynamics*, 2(25), 71–88. <https://doi.org/10.23939/jgd2018.02.071>
- Orlyuk, M. I., Marchenko, A. V., & Bakarjeva, M. I. (2021). Geomagnetic field of the western region of Ukraine in connection with the fracture-block tectonics and hydrocarbon deposits/XXth International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects. 11–14 May, Kyiv, Ukraine. Paper 21067-ENG. Conference CD-ROM Proceedings. PP.186–192. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521067>
- Paskevich, I. K., Orlyuk, M. I., & Lebed, T. V. (2014). Magnetic data, fault tectonics of consolidated earth crust and oil-and-gas content of the Dnieper-Donets avlakogen. *Geophysical journal*, 36(1), 64–80. <https://journals.uran.ua/geofizicheskiy/article/view/116150/110237> [in Russian].

Rudko, G.I. (ed.) (2005). Substantiating of the conditioning data of the reservoir parameters of terrigenous reservoirs for calculation of hydrocarbon reserves. Methodology guidelines. Kyiv-Lviv: UkrDHRI.

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

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

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2009). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport (2th Edition)*. (M.D. Uglov, Trans.). Premium Engineering. (Original work published 2004) [in Russian].

Vyzhva, S. A., Mykhailov, V. A., Onyshchuk, D. I., & Onyshchuk, I. I. (2013). Petrophysical parameters of unconventional types of reservoir rocks from southern oil-and-gas region. *Geoinformatics*, 3(47), 17–25. <https://www.geology.com.ua/wp-content/uploads/2015/04/4.pdf> [in Ukrainian].

Vyzhva, S. A., Mykhailov, V. A., & Onyshchuk, I. I. (2014). Petrophysical parameters of rocks from the areas of eastern sector of the Dnieper-Donets depression promising for shale gas. *Geophysical journal*, 36(2), 145–157. <https://journals.uran.ua/geofizicheskij/article/view/116163/110243> [in Ukrainian].

Vyzhva, S., Mykhailov, V., & Onyshchuk, I. (2017). Petrophysical features of maikop series of the Crimean-Black Sea region. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*, 79, 12–20. <https://doi.org/10.17721/17282713.79.02> [in Russian].

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

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Reva, M., & Shabatura, O. (2018). Reservoir features of the upper carbon sediments (Runovshchynska area of the Dnieper-Donets basin). *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*, 4(83), 30–37. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.83.04> [in Ukrainian].

Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Orlyuk, M., Drukarenko, V., Reva, M., & Shabatura, O. (2019). Petrophysical parameters of rocks of the

Visean stage (Lokhvytsky zone of the Dnieper-Donets Depression). *Geophysical journal*, 41(4), 145–160. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177380> [in Ukrainian].

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

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

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

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

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

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

Отримано редакцією журналу / Received: 17.03.25

Прорецензовано / Revised: 25.03.25

Схвалено до друку / Accepted: 23.04.25

Serhii VYZHVA¹, DSc (Geol.), Prof.

ORCID ID: 0000-0003-4091-6649

e-mail: s.vyzhva@knu.ua

Dmytro VENGROVICH², PhD (Phys.-Math.)

ORCID ID: 0000-0002-1901-5697

e-mail: vengrovich@igph.kiev.ua

Viktor ONYSHCHUK¹, PhD (Geol.), Assoc. Prof.

ORCID ID: 0000-0002-2301-2202

e-mail: viktor.onyshchuk@knu.ua

Ivan ONYSHCHUK¹, PhD (Geol.), Senior Researcher

ORCID ID: 0009-0004-0186-7578

e-mail: ivan.onyshchuk@knu.ua

Anna DATSENKO², engineer

e-mail: annadatsenko290490@gmail.com

¹Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

²S.I. Subbotin Institute of Geophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine

PHYSICAL MODELING OF THE PROCESS OF OIL FLOW THROUGH THE RESERVOIR SANDSTONE ROCK SAMPLES IN THE RESERVOIR CONDITIONS (ROZUMIVSKE GAS CONDENSATE FIELD)

Background. In the article the results of the physical modeling of oil flow through the reservoir rocks are described. In petrophysical laboratory sandstones of Rozumivske gas condensate field were studied. The aim of the research was to probe into petrophysical parameters of core samples of sandstones and the physical modeling of oil flow through them in reservoir conditions.

Methods. Standard methods were performed to determine petrophysical parameters (density, porosity, the structure of void space, permeability) of sandstone samples in atmospheric conditions. The high-pressure installation was applied for physical modeling of the process of oil flow through the sandstone samples.

Results. The reservoir (flow) properties of sandstone samples in atmospheric conditions and in the physical modeling of reservoir conditions are investigated. The values of the reservoir parameters of the studied rocks and their comparison are given. The structure of the void space of rocks and its analysis was evaluated. The results of studies of permeability of rocks for oil in different pressure-temperature conditions are presented.

Conclusions. Via correlation analysis a number of correlations between the permeability of samples and the temperature and pressure in the reservoir conditions were established. These correlations can be used in the interpretation of geophysical studies of wells and modeling of reservoirs parameters of rocks. Then, the results of this research are going to be at the basis for studying the effect of vibro-wave and chemical methods on the filtration properties of such reservoirs in order to intensify hydrocarbon production.

Keywords: sandstones, reservoir parameters, density, porosity, permeability and residual water saturation factor, structure of void space, reservoir conditions, correlations.

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.