

УДК 550.839

Ірина Миколаївна Безродна,

к. геол. н., ст. наук. співробітник, заст. директора ННІ «Інститут геології»,
Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
вул. Васильківська, 90, м. Київ, Україна,
e-mail: bezin3@ukr.net, <http://orcid.org/0000-0002-6835-5276>;

Віталій Вікторович Антонюк,

аспірант кафедри геофізики ННІ «Інститут геології»,
Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
e-mail: vitaliantoniuk@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-9741-209X>;

Олег Віталійович Олійник,

головний фахівець сектору інтерпретації даних ГДС, відділу промислово-геофізичних робіт,
Департаменту геофізики, АТ «Укргазвидобування», вул. Кудрявська 26/28, м. Київ, Україна,
e-mail: orve@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-1568-8392>

АНАЛІЗ АНІЗОТРОПІЇ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ТЕРИГЕННИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ (НА ПРИКЛАДІ РОДОВИЩ ПРИОСЬОВОЇ ЗОНИ ДДЗ)

Авторами проведено аналіз анізотропії фільтраційних та електричних параметрів порід-колекторів середнього та нижнього кам'яновугільного комплексу за даними петрофізичних досліджень керну та картажними даними свердловин 701-Біс Західно-Шебелинської площі та 31 Південно-Коломацької площі приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Комплекс лабораторних досліджень, що включав визначення фільтраційно-ємнісних та електричних досліджень на 40 циліндричних зразках вирізаних у двох напрямках (паралельно та перпендикулярно до осі керну), проводився в петрофізичній лабораторії ННІ «Інститут геології».

Встановлено, що природа анізотропних властивостей досліджених зразків полягає в наявності значної кількості слоудистих мінералів (в деяких породах до 30 %) та шаруватості, що орієнтована під кутом 75-85 ° до осі керну, а також тріцинуватості вздовж нашарування. За результатами петрофізичних досліджень визначено коефіцієнти анізотропії проникності та питомого електричного опору, що дало змогу встановити породи з вертикально орієнтованими до осі свердловини тріцинами, а також такі в яких відсутній рух флюїду в вертикальному напрямку.

Методика дослідження руху флюїду в пластах резервуару базується на модифікованому рівнянні Козені-Кармана та концепції середнього гідралічного радіусу.

Побудовані кореляційні рівняння дозволяють визначити вертикальну проникність через горизонтальну, а також середній гідралічний радіус для досліджуваних порід-колекторів. Вивчені анізотропні параметри дадуть змогу більш точно аналізувати рух флюїду в пластах досліджуваних родовищ.

Ключові слова: породи-колектори, фільтраційні властивості, анізотропія петрофізичних параметрів, вертикальна та горизонтальна проникність.

И. Н. Безродна, В. В. Антонюк, О. В. Олейник, АНАЛИЗ АНИЗОТРОПИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИОСЕВОЙ ЗОНЫ ДДЗ). Авторами проведен анализ анизотропии фильтрационных и электрических параметров пород-коллекторов среднего и нижнего каменноугольного комплекса по данным петрофизических исследований керна и картажным данным скважин 701-Бис Западно-Шебелинской площади и 31 Южно-Коломацкой площади приосевой зоны Днепровско-Донецкой впадины.

Комплекс лабораторных исследований, включавший определения фильтрационно-емкостных и электрических исследований на 40 цилиндрических образцах, вырезанных в двух направлениях (параллельно и перпендикулярно оси керна), проводился в петрофизической лаборатории УНИ «Институт геологии».

Установлено, что природа анизотропных свойств, исследованных образцов заключается в наличии большого количества слоудистых минералов (в некоторых породах до 30%) и слоистости, ориентированной под углом 75-85 ° к оси керна, а также трещиноватости вдоль наслоений. По результатам петрофизических исследований определены коэффициенты анизотропии проницаемости и удельного электрического сопротивления, что позволило установить породы с вертикально ориентированными к оси скважины трещинами, а также такие, в которых отсутствует движение флюида в вертикальном направлении.

Методика исследования движения флюида в пластах резервуара базируется на модифицированном уравнении Козени-Кармана и концепции среднего гидравлического радиуса.

Построенные корреляционные уравнения дают возможность определить вертикальную проницаемость через горизонтальную, а также средний гидравлический радиус для изученных пород-коллекторов. Исследованные анизотропные параметры позволят более точно анализировать движение флюидов в пластах месторождений, которые рассматриваются в статье.

Ключевые слова: породы-коллектора, фильтрационные свойства, анизотропия петрофизических параметров, вертикальная и горизонтальная проницаемость.

Вступ. Важливою частиною моделювання нафто-газових басейнів є побудова їх гідродинамічної моделі, яка, в свою чергу, включає аналіз руху флюїдів у резервуарі. Немаловажними завданнями для вирішення цієї задачі є встанов-

лення розповсюдження проникності порід-колекторів у вертикальному та горизонтальному напрямку, а також визначення анізотропії їх фізичних властивостей в цілому.

Пласти гірських порід майже завжди характеризуються анізотропією петрофізичних властивостей за рахунок особливостей характеру осадконакопичення, історії ущільнення осадків, та вторинних змін в структурі пустотного простору порід, а також неоднорідностей їх мікробудови.

Визначення петрофізичних властивостей колекторів нафти і газу можливе як в умовах їх природнього залягання, так і в лабораторії. Авторами було проведено аналіз комплексу лабораторних досліджень зразків керна, що дало значні можливості для аналізу їх властивостей та параметрів анізотропії.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. На даному етапі розвитку розвідувальних методик та методів, що дозволяють уточнити інформацію про петрофізичні властивості порід, дослідники та працівники нафто-газових компаній приділяють велику увагу вивченню анізотропних властивостей порід-колекторів, що допомагає в процесі оцінки, розробки нафтогазового резервуару та видобутку вуглеводнів.

Тематикою дослідження анізотропії фільтраційних властивостей в лабораторних умовах займалися Igbokeoyi A., Iheanacho P., Irayani Z., Lishman J., Shedid S., Solano N., Tiab D., Zahaf K., Вашуркін А., Дмитрієв М., Ковалев А., Котяхов Ф., Кузнецов А. та інші. Автори встановили зв'язок між вертикальною та горизонтальною проникністю чистих теригенних порід, а також порід з різною кількістю та розподілом глинистих мінералів [11, 13, 19, 20].

Лабораторні дослідження керна це єдиний прямий та найбільш простий метод визначення розповсюдження проникності за напрямком. Недоліки даного типу вимірювання обумовлюються порушенням пластових умов та складністю врахування в реальних масштабах фільтрації флюїдів в покладі наявного перешарування гірських порід.

Вивчення анізотропії фільтраційних властивостей проводяться не тільки на зразках керна стандартного розміру (діаметром близько 30 мм), а й на повнорозмірному керні (діаметром 100 мм і більше), що дає можливість зменшити вплив фактору масштабу на дослідження [8].

Окрім лабораторних досліджень кількісну інформацію про розподіл проникності за напрямком можна отримати безпосередньо в пластових умовах за допомогою гідродинамічних опробувань в свердловині, до яких відносяться: опробування свердловин на інтерференцію та селективне опробування зон в одній і тій самій свердловині [2, 3].

Tiab D. та Zahaf K. встановили кореляційну залежність між вертикальною проникністю та

середнім гідравлічним радіусом для пісковиків з різним вмістом та типом глинистих мінералів [21]:

$$K_{пр,в} = A \left(\sqrt{\frac{K_{пр,г}}{K_{п,еф}}} \right)^B, \quad (1)$$

де А та В – емпіричні константи, $K_{пр,г}$ та $K_{пр,в}$ – проникність виміряна в горизонтальному та вертикальному напрямках відповідно, $K_{п,еф}$ – коефіцієнт ефективної пористості, а $\sqrt{\frac{K_{пр,г}}{K_{п,еф}}}$ – серед-

ній гідравлічний радіус – унікальний параметр, виведений з модифікованого рівняння Козені-Кармена [1].

Shedid S., використавши рівняння (1), отримав стійкі кореляційні залежності за допомогою яких визначив вертикальну проникність для пісковиків нафтового родовища західної пустелі Єгипту [17].

Нагіваря Т. представив методику, за допомогою якої можна розрахувати коефіцієнт анізотропії проникності продуктивних інтервалів використовуючи значення питомого електричного опору та радіуса гирла пустот, виміряних в вертикальному та горизонтальному напрямках [9].

Зв'язок між анізотропією електричних та фільтраційних властивостей досліджений Georgi D., Bepalov A., Tabarovsky L. та Schoen J. в різних масштабах (мікро, макро та в об'ємі покладу). Авторами показано, що природа анізотропії в макромасштабі обумовлена нашаруваннями піщано-глинистих зерен мінералів та залежить від умов осадконакопичення [7].

Окрім цього Rosolofosaon P. та Zinszner B. показали, що у випадку, коли природа анізотропних властивостей залежить від нашарування та тріщинуватості, пружні та фільтраційні властивості тісно корельовані в напрямку симетрії [16].

Горюнов І., досліджуючи анізотропію питомого електричного опору встановив її зв'язок з тріщинуватістю гірських порід, що дало змогу ефективно розрахувати місце при бурінні розвідувальних та експлуатаційних свердловин [18].

Продайводой Г., Масловим Б., Безродною І. та інші. розроблений новий метод математичного моделювання ефективної проникності тріщинуватих карбонатних порід-колекторів, який забезпечує чисельні розрахунки проникності моделей, максимально наближених до реальних багатоконпонентних середовищ з будь-якою системою орієнтованих тріщин [14, 15].

Метою даної роботи є визначення анізотропії петрофізичних властивостей порід-колекторів середнього та нижнього кам'яновугільного комплексу площ приосьової зони Дніпровсько-

Донецької западини (Західно-Шебелинської та Південно-Коломацької), а також встановлення кореляційних залежностей між значеннями вертикальної та горизонтальної проникності та іншими фільтраційними параметрами.

Досліджувані породи. Авторами опрацьовано матеріали петрографічного та петрофізичного вивчення порід-колекторів приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини, а саме свердловин 701-Біс Західно-Шебелинської площі та 31 Південно-Коломацької площі.

Західно-Шебелинська площа свердловина 701-Біс (інтервал глибин 4929-5380 м). За даними буріння та статистичного аналізу властивостей зразків керн авторами попередньо було виділено інтервали порід з колекторськими властивостями (4940-4943 та 5202-5211 м) [4]. Попередні дослідження в ННІ «Інститут геології» [12] довели, що виділені породи представлені низькопористими (<10 %) та слабкопроникними (<1 мД) пісковиками з шаруватою текстурою з прошарками слюдистих та глинистих мінералів, а також вуглистої речовини. Шаруватість та тріщинуватість у зразках орієнтовані під кутом 70-90° до осі свердловини. Шаруватість порід візуально проявляється у зміні відтінків прошарків, що викликано відмінностями у складі та наявністю слюдистих мінералів. Дана особливість є основною причиною анізотропії властивостей досліджуваних зразків, яка, зокрема, проявляється у зафіксованій відмінності значень горизонтальної та вертикальної проникності та електричного опору.

Південно-Коломацька площа свердловина 31, серпухівський ярус нижнього карбону, інтервал глибин 5290–5600 м. За даними результатів досліджень в ННІ «Інститут геології» [12] породи з явними колекторськими властивостями представлені двома типами пісковиків. До першого відносяться слюдисті середньо та дрібнозернисті пісковики (інтервал залягання 5356–5363 м) світло-сірого кольору, рівномірної текстури з хвилястими смужками стилітоподібних прожилків бітумоїдно-вуглистої речовини та глинисто-вуглистих включень. Шаруватість нечітко проявлена, пологохвилястошарувата, місцями косошарувата різноспрямована, утворена листуватими, нерівномірно розподіленими прошарочками, що складені слюдистим та вуглисто-слюдистим матеріалом, орієнтована до осі свердловини під кутом 70-85°. Цемент - переважно карбонатно-глинистий. В складі переважає кварц – 30-40 %, слюда – 20-30 %, цемент ≈ 30%.

До іншого типу належать кварцові крупнозернисті пісковики сірого кольору (інтервал залягання 5496-5502 м), рівномірної текстури з погано вираженою смугастістю. Смуги утворені

ділянками породи з цементом більш темного кольору за рахунок наявності в цементі чорної органічної речовини (бітумоїдів), яка у вигляді чорних прожилок та дрібних включень оточує уламкові зерна. Шаруватість субпаралельна та орієнтована під кутом 70-80° до осі керну. Породи складаються з 50-60% зерен кварцу та кварцитів, 35-45 % глинистого цементу.

Методика досліджень. Лабораторні дослідження зразків керн проводилися в петрофізичній лабораторії ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Визначені та проаналізовані параметри для екстрагованих та насичених мінералізованим розчином NaCl (мінералізація – 196 г/л) зразків включають: об'ємну густину, коефіцієнт відкритої пористості, швидкість поздовжньої хвилі, питомий електричний опір, а також коефіцієнти абсолютної газової проникності та залишкового водонасичення.

Для аналізу анізотропії властивостей досліджуваних порід, в першу чергу, проникності, зразки циліндричної форми вирізалися з плашок керн в двох напрямках: перпендикулярно та вздовж осі керн, вилученого зі свердловини.

Коефіцієнт анізотропії проникності (I_A) використовується авторами для вираження ступеня неоднорідності породи та розраховується за наступним рівнянням:

$$I_A = \frac{K_{пр,г}}{K_{пр,в}}, \quad (2)$$

Для встановлення кореляційної залежності між значеннями вертикальної та горизонтальної проникності було використано величину середнього гідравлічного радіусу (r_h) [10], який розраховується, як:

$$r_h = \sqrt{\frac{K_{пр,г}}{K_{п,еф}}}, \quad (3)$$

На проникність неоднорідних глинистих пісковиків значною мірою впливає характер розподілу глин. Враховуючи, що в досліджуваних породах наявні в різній мірі глинисті мінерали, для побудови більш стійких кореляційних залежностей автори врахували також об'ємну глинистість [21]:

$$r_{h,sh} = (1 - K_{гл}) \left(\sqrt{\frac{K_{пр,г}}{K_{п,еф}}} \right) \quad (4)$$

де $K_{гл}$ – коефіцієнт глинистості визначений за даними гама каротажу.

Так як дані дослідження можуть бути використаними при побудові гідродинамічної моделі родовищ та при інженерних розрахунках в нафтогазовій промисловості, автори оперують ви-

значенням ефективної пористості, що розраховується за формулою:

$$K_{п,эф} = K_{п,в} \times (1 - K_{зв}), \quad (5)$$

де $K_{п,в}$ – коефіцієнт відкритої пористості зразків, вимірний газоволометричним методом, $K_{зв}$ – коефіцієнт залишкового водонасичення визначений методом центрифугування.

Для оцінки вмісту глинистих мінералів, автори використали результати вимірювання гама каротажу в свердловинах досліджуваних родовищ. Прив'язка ядерного матеріалу до каротажних кривих здійснювалася зіставленням коефіцієнту відкритої пористості вимірюваному в лабораторії та розрахованому за акустичним та нейтронним каротажем. Розрахунок коефіцієнту глинистості проводився поточною за формулою Ларіонова В.:

$$C_{зл_i} = (1,03 \times (\Delta I \gamma_i)^{1,42}) \times 0,85, \quad (6)$$

де $\Delta I \gamma_i = \frac{I_{\gamma_i} - I_{\gamma_{\min}}}{I_{\gamma_{\max}} - I_{\gamma_{\min}}}$, I_{γ} , $I_{\gamma_{\min}}$, $I_{\gamma_{\max}}$ – інтенсив-

ність вторинного гамма-випромінювання напроти пласта, а також мінімальна і максимальна інтенсивність по розрізу свердловини.

На питомий електричний опір гірських порід впливає: електропровідність матриці, мінералізація розчину, що насичує породи та катіонно-обмінна ємність глин. Не менш важливими факторами є звивистість пустотних каналів, розмір та тип пустот, а також тип розподілу глинистих мінералів [5]. Власне від властивостей пустотного простору залежить як питомий електричний опір, так і проникність, тому авторами було визначено і анізотропію електричних властивостей.

Коефіцієнт електричної анізотропії розраховувався за рівнянням:

$$\lambda = \sqrt{\frac{\rho_v}{\rho_r}}, \quad (7)$$

де λ – коефіцієнт електричної анізотропії, ρ_v та ρ_r – питомий електричний опір вимірний у вертикальному та горизонтальному напрямках відповідно.

Результати досліджень.

Західно-Шебелинська площа. Петрофізичні параметри, отримані за допомогою лабораторних досліджень керна порід, аналіз яких проводиться в даній роботі, мають наступні значення:

- коефіцієнт відкритої пористості для екстрагованих зразків 7,6 ÷ 11,7 %;
- абсолютна газова проникність у горизонтальному напрямку – 0,074 ÷ 1,075 мД, у вертикальному напрямку – 0,025 ÷ 0,37 мД;
- питомий електричний опір насичених зразків у горизонтальному напрямку – 3,1 ÷ 5,1 Ом·м, у вертикальному напрямку – 4,1 ÷ 8,6 Ом·м;
- коефіцієнт залишкового водонасичення – 0,45 ÷ 0,76.

Використовуючи значення проникності в горизонтальному та вертикальному напрямках авторами визначено коефіцієнт анізотропії проникності (I_A) досліджуваних зразків (табл.1), який змінюється в межах 0,49 ÷ 5 у.о. У двох зразках (№№ 3 та 15), значення I_A менші за одиницю, що говорить про те, що проникність у вертикальному напрямку більша, ніж у горизонтальному. В решти зразків коефіцієнт анізотропії більший за одиницю (1,6–5 у.о.), тобто значення горизонтальної проникності вищі за значення вертикальної.

Таблиця 1

Результати визначення коефіцієнта анізотропії зразків Західно-Шебелинської площі

Коефіцієнти анізотропії, у.о.	Значення коефіцієнта анізотропії для зразків (інтервал, м та номер зразка)										
	4933-4935			4935-4944		5208-5211					5232-5239
	1	2	3	4	8	11	12	14	15	18	24
I_A	5	1,6	0,95	1,79	-	2,2	2,42	3,7	0,49	1,8	1,7
λ	0,77	0,87	1,06	0,92	0,85	0,88	0,89	0,9	0,97	0,9	0,9

Коефіцієнт електричної анізотропії (табл.1) змінюється в межах 0,77 ÷ 1,06 у.о. У зразку №3 значення питомого електричного опору у вертикальному напрямку більше, ніж у горизонтальному ($\lambda \geq 1$), а найменше значення λ - в зразку № 1. В решти зразків λ варіюється в межах 0,85 ÷ 0,97 у.о.

Оцінюючи отримані результати визначення коефіцієнтів анізотропії по проникності та питомому електричному опору встановлено, що в зразках №№ 3 та 15 можуть бути наявні вертика-

льні тріщини, так як проникність в вертикальному напрямку більша ніж в горизонтальному, а питомий електричний опір в вертикальному напрямку менший ніж в горизонтальному. Найбільший коефіцієнт анізотропії в зразка №№ 1, що може свідчити про практичну відсутність руху флюїду у вертикальному напрямку в інтервалі цього зразка.

Побудова залежностей між вертикальною і горизонтальною проникністю не завжди дає бажаний результат (рис.1). У дослідженій колекції

коефіцієнт кореляції для даної залежності – не стійкий ($R^2 = 0,46$), але, використавши коефіцієнт ефективної пористості, авторам вдалося [5]

побудувати тісну кореляційну залежність ($R^2 = 0,87$) між вертикальною проникністю та середнім гідравлічним радіусом порід (рис. 2).

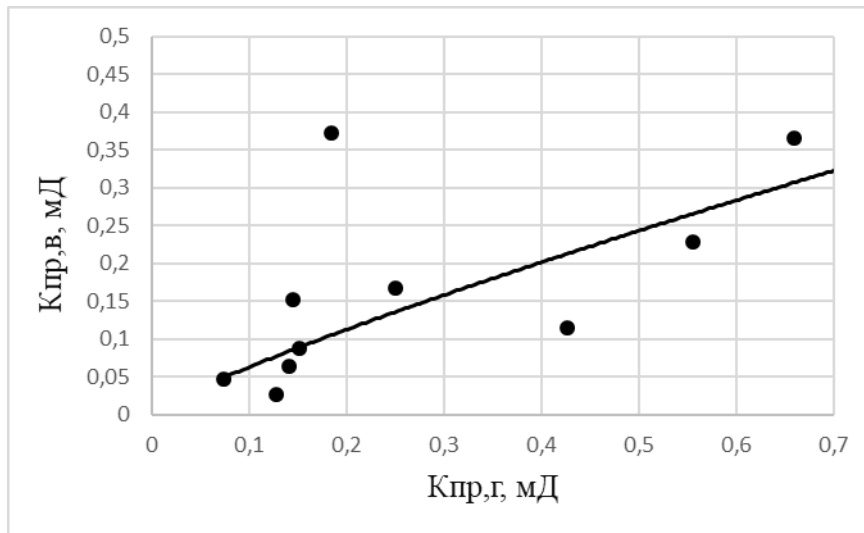


Рис. 1. Залежність між вертикальною та горизонтальною проникністю зразків Західно-Шебелинської площі

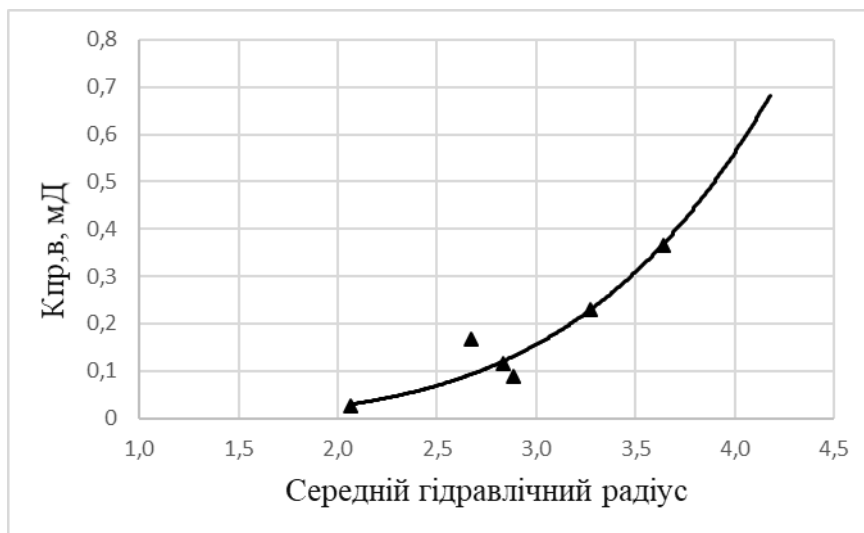


Рис. 2. Залежність між вертикальною проникністю та середнім гідравлічним радіусом зразків Західно-Шебелинської площі

В результаті досліджень для визначення зв'язку між вертикальною та горизонтальною проникністю зразків, а також між коефіцієнтами анізотропії електричних і фільтраційних параметрів авторами побудовані графіки (рис.1, 2) їх залежності та встановлені наступні кореляційні рівняння:

$$1. K_{пр,в} = 0,4363 \times K_{пр,г}^{0,84} \quad \text{з } R^2 = 0,46;$$

$$2. K_{пр,в} = 0,0011 \times \left(\sqrt{\frac{K_{пр,г}}{K_{п,еф}}} \right)^{4,47} \quad \text{з } R^2 = 0,87.$$

$$3. \lambda = 0,9569 I_A^{-0,096} \quad \text{з } R^2 = 0,60;$$

Південно-Коломацька площа. За результатами лабораторних досліджень керну петрофізичні параметри мають наступні значення:

- коефіцієнт відкритої пористості для екстрагованих зразків $4,5 \div 7,1 \%$;

- абсолютна газова проникність у горизонтальному напрямку – $0,006 \div 0,65$ мД, у вертикальному напрямку – $0,024 \div 0,44$ мД;

- питомий електричний опір насичених зразків у горизонтальному напрямку – $4,2 \div 7,1$ Ом·м, у вертикальному напрямку – $5 \div 10,7$ Ом·м;

- коефіцієнт залишкового водонасичення – $0,18 \div 0,75$.

За результатами визначення анізотропії (табл. 2) встановлено, що I_A змінюється в межах

1,12 ÷ 3,05 у.о. Породи інтервалу 5356-5363 м характеризуються вищими показниками коефіцієнта анізотропії проникності (2,5 ÷ 3,05), що

пов'язано, можливо, з наявністю значної кількості слюдистих мінералів та прожилків бітумоїдно-вуглистої речовини в зразках.

Таблиця 2

Результати визначення коефіцієнта анізотропії для порід Південно-Коломацької площі

Коефіцієнти анізотропії, у.о.	Значення коефіцієнта анізотропії для зразків (інтервал, м та номер зразка)						
	5356-5363				5496-5502		
	3	4	5	6	14	15	18
I_A	2,5	2,93	2,51	3,05	1,12	2,47	1,34
λ	0,81	0,89	0,87	0,83	0,91	0,88	0,95

Значення коефіцієнту електричної анізотропії змінюється в межах 0,81 – 0,95 у.о. Значення питомого електричного опору у вертикальному напрямку більше, ніж у горизонтальному ($\lambda \geq 1$), а інтервал 5356-5363 м характеризується вищими показниками електричної анізотропії.

Встановлено, що величини електричної та фільтраційної анізотропії для всіх зразків Південно-Коломацької площі мають близькі значення, це характеризує однонаправленість в їх фільтраційних властивостях, а також те, що рух флюїду відбувається переважно в горизонтальному напрямку.

Авторами побудовано графіки залежностей між розглянутими петрофізичними параметрами. За побудованими графіками (рис.3, 4) авторами отримано наступні кореляційні залежності між досліджуваними петрофізичними параметрами:

1. $K_{пр,в} = 0,7 \times K_{пр,г}^{1,25}$; $R^2 = 0,93$;

2. $K_{пр,в} = 0,0015 \times \left(\sqrt{\frac{K_{пр,г}}{K_{п,еф}}} \right)^4$; $R^2 = 0,73$;

3. $K_{пр,в} = 0,0106 \times (1 - K_{гл}) \times \left(\sqrt{\frac{K_{пр,г}}{K_{п,еф}}} \right)^{3,04}$;

$R^2 = 0,86$;

4. $\lambda = 0,947 \times I_A^{-0,103}$; $R^2 = 0,56$.

Оцінюючи отримані кореляційні рівняння встановлено, що зв'язок між вертикальною та горизонтальною проникністю для зразків Південно-Коломацької площі є найтіснішим (коефіцієнт кореляції становить 0,93) (рис. 3).

Для встановлення стійкої залежності між вертикальною проникністю та середнім гідравлічним радіусом авторами аналогічно враховувалася об'ємна глинистість порід за рівнянням (4) (рис. 4).

Сумарний аналіз вивчення анізотропії досліджених зразків.

У цілому, при дослідженні наведених зразків порід, авторами отримані доволі значні величини параметрів електричної та фільтраційної анізотропії, особливо для порід Західно-Шебелинської площі та інтервалу 5356-5363 м свердловини 31 Південно-Коломацької площі. Причина анізотропності фільтраційних та електричних властивостей пояснюється наявністю в вивчених інтервалах слюдистих мінералів, які мають горизонтально розташоване залягання (тобто перешкоджають проходженню флюїду у вертикальному напрямку), а також шаруватістю та тріщинуватістю порід вздовж нашарування.

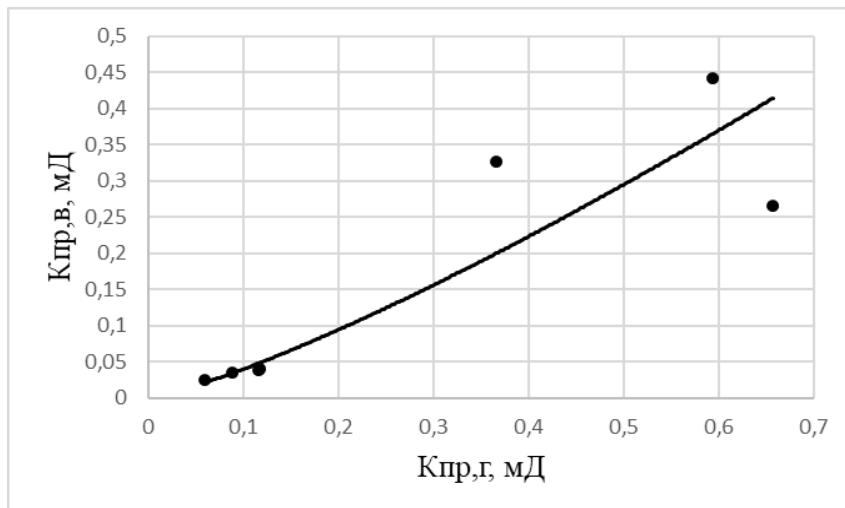


Рис. 3. Зв'язок між горизонтальною та вертикальною проникністю зразків Південно-Коломацької площі

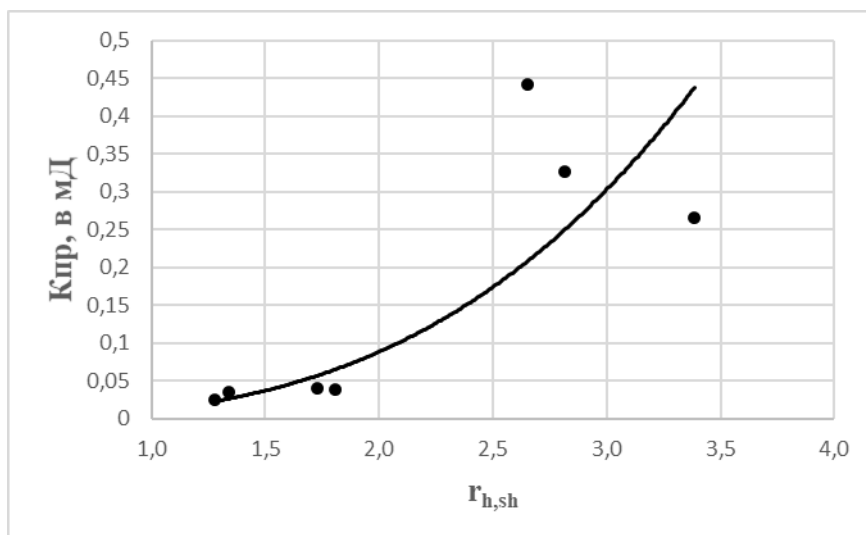


Рис. 4. Зв'язок між вертикальною проникністю та середнім гідравлічним радіусом з врахуванням об'ємної глинистості зразків Південно-Коломацької площі

При сумарному аналізі даних авторами отримані рівняння з тісним кореляційним зв'язком (рис. 5, 6), за якими можна змоделювати вертикальну проникність для порід-колекторів досліджуваних родовищ приосьової зони ДДЗ за значеннями горизонтальної проникності та ефективної пористості:

1. $K_{пр,в} = 0,58 \times K_{пр,г}^{1,07}$ з $R^2 = 0,71$;
2. $K_{пр,в} = 0,0013 \times \left(\sqrt{\frac{K_{пр,г}}{K_{п,еф}}} \right)^{4,2}$ - $R^2 = 0,78$.

Iheanacho P., Tiab D. та Zahaf K. та інші в своїх дослідженнях вперше провели кореляцію між вертикальною проникністю та середнім гідравлічним радіусом (рівняння 1) для пісковиків, в яких переважає міжзернова пористість басейну Іллізі Альжиру та басейну річки Нігер, Нігерія [10, 21]. Дослідниками встановлено, що статистичні коефіцієнти в рівнянні (1) становлять А:

від 0,04 до 0,05; В: від 2 до 2,5. В отриманих авторами кореляційних рівняннях для досліджуваних родовищ приосьової зони ДДЗ статистичні коефіцієнти знаходяться в межах: А: від 0,0011 до 0,0015 та В: від 4 до 4,5. На думку авторів така різниця полягає в тому, що коефіцієнти рівняння (1) залежать від літологічних особливостей порід (розподілу та типу глинистих мінералів), а також від структури пустотного простору, а розглянуті в статті зразки є складнопобудованими породами з глибокозалагаючих горизонтів.

Авторами в подальших дослідженнях планується встановити, зв'язок даних коефіцієнтів від типу та пустот в породах-колекторах.

Висновки. Використовуючи дані лабораторних досліджень проникності та питомого електричного опору в горизонтальному та вертикальному напрямках авторами розраховано коефіцієнти електричної та фільтраційної анізотропії досліджуваних порід.

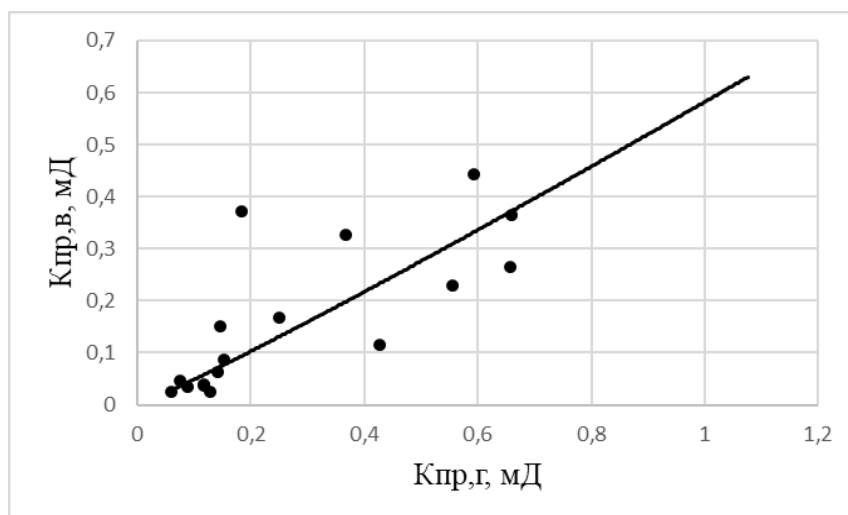


Рис. 5. Зв'язок між горизонтальною та вертикальною проникністю для досліджених порід-колекторів Південно-Коломацької та Західно-Шебелинської площі

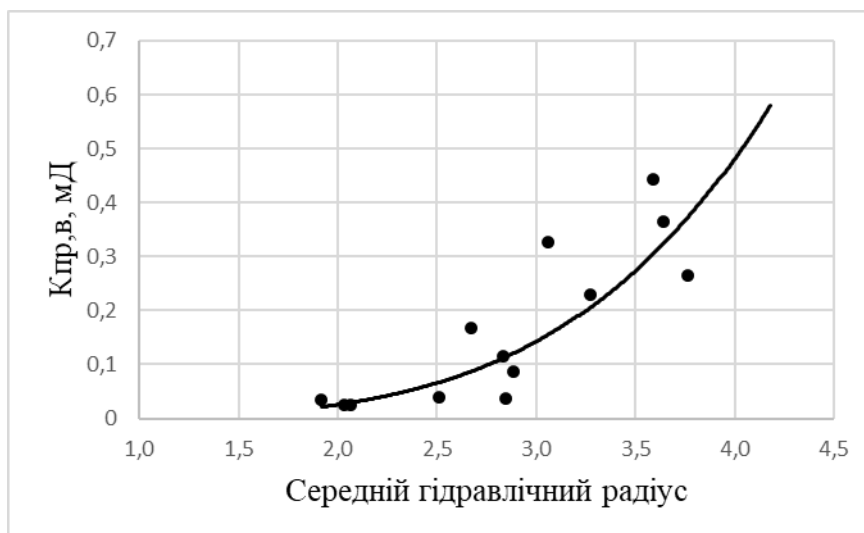


Рис. 6. Залежність між вертикальною проникністю та середнім гідравлічним радіусом для досліджених порід-колекторів Південно-Коломацької та Західно-Шебелинської площ

Виділено зразки, в яких наявні вертикальні тріщини, а також в яких майже відсутній рух флюїдів у вертикальному напрямку. Авторами наведена можливість визначення коефіцієнта горизонтальної чи вертикальної проникності через коефіцієнти анізотропії електричних і фільтраційних параметрів.

Авторами показано, що кореляційний зв'язок між вертикальною та горизонтальною проникністю, не у всіх випадках є тісним. Використавши параметр середнього гідравлічного радіусу, отримано емпіричне рівняння, за допомогою якого визначено вертикальну проникність

через горизонтальну проникність та ефективну пористість.

Отримано рівняння, які можуть використовуватися для розрахунку значень вертикальної проникності для зразків інтервалів порід середнього та нижнього кам'яновугільного комплексів Західно-Шебелинської та Південно-Коломацької площ приосьової зони ДДЗ.

При подальших дослідженнях авторами планується дослідити акустичну анізотропію досліджуваних порід для встановлення зв'язків між анізотропією акустичних та фільтраційних властивостей (для визначення розподілу тріщин та пустот за певними напрямками).

Література

1. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells / [J. O. Amaefule, M. Altunbay, D. Tiab та ін.]. // SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 1993.
2. Аникеев Д. П. Определение анизотропии проницаемости по результатам гидродинамических исследований скважин / Д. П. Аникеев, Т. Н. Цаган-Манджиев. // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – №21.
3. Measuring permeability anisotropy: The latest approach / [C. Ayan, N. Colley, G. Cowan та ін.]. // Oilfield Review. – 1994. – №6. – С. 24–35.
4. Безродна І. М. Оцінка колекторських властивостей теригенних порід московського ярусу Західно_Шебелинської площі на основі даних петрофізики / І. М. Безродна, В. В. Антонюк. // Вісник Київського університету. Геологія. – 2018. – №81. – С. 34–38. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.81.05>
5. Безродна І. М. Аналіз анізотропії електричних та фільтраційних властивостей ущільнених порід-колекторів московського ярусу Західно-Шебелинської площі / І. М. Безродна, В. В. Антонюк, А. В. Шинкаренко. // XVII Міжнародна конференція: «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти». – 2018. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201801763>
6. Darling T. Well logging and formation evaluation / Toby Darling., - Elsevier, 2005. – 336 с.
7. On the relationship between resistivity and permeability anisotropy / D. Georgi, A. Bepalov, L. Tabarovsky, J. Schoen. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2002. <https://doi.org/10.2523/77715-MS>
8. Особенности изучения фильтрационных характеристик ориентированного ядра сложнопостроенных карбонатных коллекторов / И. П. Гурбатова, В. В. Плотников, Н. А. Попов, Н. А. Сысов. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2013. – №9.
9. Hagiwara T. To estimate permeability anisotropy from resistivity anisotropy / Teruhiko Hagiwara. // Society of Exploration Geophysicists. – 2016. – С. 5693–5697. <https://doi.org/10.1190/segam2016-13174233.1>

10. Iheanacho P. Vertical-Horizontal Permeability Relationships for Sandstone Reservoirs / P. Iheanacho, D. Tiab, A. Igbokoyi. // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 6-8 August, Lagos, Nigeria. – 2012. – №1. – С. 1–8. <https://doi.org/10.2118/163011-MS>
11. Irayani Z. Permeability anisotropy of layering rock model / Z. Irayani, U. Fauzi, F. Latief. // AIP Conference Proceedings. – 2015. – №1656. <https://doi.org/10.1063/1.4917135>
12. Перспективи нафтогазоносності ділянок північного борту та південно-східної прибортової частини Дніпровсько-Донецької западини / [О. М. Карпенко, С. Є. Шнюков, І. В. Віршило та ін.]. – Київ: Звіт з НДР, 2011. – 129 с.
13. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Федор Иванович Котяхов. – Москва: Недра, 1977. – 288 с.
14. Маслов Б. П. Дисперсия и рассеяние упругих волн в трещиноватой геологической среде / Б. П. Маслов, Г. Т. Продайвода. // Геофизический журнал. – 1999. – №20. – С. 47–55.
15. Продайвода Г. Т. Новый метод математического моделирования эффективной проницаемости карбонатных коллекторов / Г. Т. Продайвода, И. М. Байсарович, И. Н. Безродная, Т. Г. Продайвода. // Геофизический журнал. – 2008. – №30. – С. 118–124.
16. Rasolofosaon P. N. Comparison between permeability anisotropy and elasticity anisotropy of reservoir rocks / P. N. Rasolofosaon, B. E. Zinszner. // Geophysicis. – 2002. – №67. – С. 230–240. <https://doi.org/10.1190/1.1451647>
17. Shedid S. A. Vertical-horizontal permeability correlations using coring data / Shedid A. Shedid. // Egyptian Journal of Petroleum. – 2019. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2018.12.007>
18. Смехов Е. М. Опыт методических исследований трещинных коллекторов нефти и газа и пути их практического применения / Е. М. Смехов, И. И. Горюнов, Е. С. Ромм. – Л.: Гостоптехиздат: Тр. ин-та ВНИИГРИ, 1959. – 52 с.
19. Modeling core-scale permeability anisotropy in highly bioturbated “tight oil” reservoir rocks / [N. Solano, M. Soroush, C. Clarkson та ін.]. // Computational Geosciences. – 2017. – №21. – С. 567–593. <https://doi.org/10.1007/s10596-017-9635-2>
20. Tiab D. Petrophysics Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties 4th Edition / D. Tiab, E. C. Donaldson. - Gulf Professional Publishing, 2015. – 918 с.
21. Zahaf K. Vertical permeability from in situ horizontal measurements in shaly-sand reservoirs / K. Zahaf, D. Tiab. // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2002. – №41. <https://doi.org/10.2118/02-08-01>

Внесок авторів: всі автори зробили рівний внесок у цю роботу.

UDC 550.839

Iryna Bezrodna,

PhD (Geology), Senior Researcher, Deputy Director of Institute of Geology,
Taras Shevchenko National University of Kyiv,
90 Vasylkivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine,
e-mail: bezin3@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-6835-5276>;

Vitalii Antoniuk,

PhD Student of the Department of Geophysics,
Institute of Geology, Taras Shevchenko National University of Kyiv,
e-mail: vitaliantoniuk@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-9741-209X>;

Oleh Oliinyk,

Chief specialist of well logging data interpretation sector,
Department of Geophysics, PJSC “Ukrigasvydobuvannya”, 26/28 Kudriavska St., Kyiv, 04053, Ukraine,
e-mail: orve@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-1568-8392>

ANALYSIS OF FILTRATION AND ELECTRICAL PROPERTIES ANISOTROPY OF TERRIGENOUS RESERVOIR ROCKS (FOR DDB AXIAL ZONE RESERVOIRS)

The paper **focuses on** the filtration and electrical anisotropy coefficients and relationship between vertical and horizontal permeability in sandstone reservoir rocks.

Field case study of DDB reservoir rocks. Petrophysical properties and parameters are estimated from core and log data from a Moscovian and Serpukhovian stages of Dnipro-Donetsk Basin (West-Shebelynka area well 701-Bis and South-Kolomak area well 31).

Routine core analysis included estimation of absolute permeability, open porosity, irreducible water saturation and electrical resistivity (on dry and saturated by mineralized solution) of 40 core samples along two orthogonal directions. Shale fraction is estimated using well logging data in wells which are analyzed.

The authors report that reservoir rocks are represented by compacted poor-porous ($\phi < 10\%$), low permeable ($k < 1\text{mD}$) laminated sandstone with different ratios of clay minerals (V_{sh} from 0,03 to 0,7) and high volume of micaceous minerals (in some cases 20-30 %).

Research theory. One of the main objectives of the work is to develop empirical correlation between vertical permeability and other capacitive and filtration properties for compacted sandstone reservoirs. A modified Kozeny-Carman equation and the concept of hydraulic average radius form the basis for the technique.

Results. Coefficients of the anisotropy of gas permeability (I_A) and electrical resistivity (λ) are defined based on the results of petrophysical studies. The experiments proved that I_A lies in a range from 0,49 to 5 and λ from 0,77 to 1,06. Permeability and electrical resistivity anisotropy in most cases have horizontal distribution.

It has been shown that in West-Shebelynka area sample №1 (depth 4933 m) there is probably no fluids flow in vertical direction and in samples №№3 and 15 fractures have the vertical orientation.

We have also found that the values of electrical and filtration anisotropy for all samples of South-Kolomak area are similar, this characterized the unidirectionality in their filtration properties, as well as the fact that the motion of the fluid flow mainly in the horizontal direction.

In the studied rocks the degree of anisotropy has been concluded to depend on the volume of clay and micaceous minerals, their stratification, fractures, density, and their orientation.

New correlation between vertical permeability, horizontal permeability and effective porosity are developed for Late Carboniferous DDB intervals that are analyzed.

Keywords: reservoir rocks, filtration properties, anisotropy of petrophysical parameters, vertical and horizontal permeability.

Reference

1. Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. In SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>
2. Anikeev, D. P., & Tsagan-Mandzhiev, T. N. (2018). Determination of permeability anisotropy from hydrodynamic well testing studies. *Aktualnye Problemy Nefti i Gaza*, 2(21). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art15> [In Russian].
3. Ayan, C., Colley, N., Cowan, G., Ezekwe, E., Wannell, M., Goode, P., & Halford, F. (1994). Measuring permeability anisotropy: The latest approach. *Oilfield Review*, 6(4), 24–35.
4. Bezrodna, I., & Antoniuk, V. (2018). Estimation of Moscovian Stage West-Shebelynka area clastic sedimentary rock reservoir properties using laboratory petrophysical data. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*, 2(81), 34–38. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.81.05> [In Ukrainian].
5. Bezrodna, I., Antoniuk, V., & Shynkarenko, A. (2018). Analysis of electrical and filtration properties anisotropy of the compacted reservoir rocks of Moscovian stage (West-Shebelynka area). In 17th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201801763> [In Ukrainian].
6. Darling, T. (2005). *Well logging and formation evaluation*. Elsevier.
7. Georgi, D., Bupalov, A., Tabarovsky, L., & Schoen, J. (2002). On the relationship between resistivity and permeability anisotropy. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2523/77715-MS>
8. Gurbatova, I. P., Plotnikov, V. V., Popov, N. A., & Sysoev, I. V. (2013). Peculiarities of filtration characteristics research of the oriented core from complex carbonate reservoirs. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, (9). <http://dx.doi.org/10.15593/2224-9923/2013.9.9> [In Russian].
9. Hagiwara, T. (2016). On estimation of permeability anisotropy from resistivity anisotropy. In SEG Technical Program Expanded Abstracts 2016 (pp. 5693–5697). Society of Exploration Geophysicists. <https://doi.org/10.1190/segam2016-13174233.1>
10. Iheanacho, P. C., Tiab, D., & Igbokoyi, A. O. (2012). Vertical-Horizontal Permeability Relationships for Sandstone Reservoirs. In Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 6-8 August, Lagos, Nigeria (pp. 1–8). SPE. <https://doi.org/10.2118/163011-MS>
11. Irayani, Z., Fauzi, U., & Latief, F. D. E. (2015). Permeability anisotropy of layering rock model. In AIP Conference Proceedings (Vol. 1656). AIP Publishing. <https://doi.org/10.1063/1.4917135>
12. Karpenko, O. M., Shniukov, S. Y., & Virshylo, I. V. (2011). Prospects for oil and gas bearing areas of the northern board and south-eastern submerged part of the Dnipro-Donets depression. *Zvit z NDR, Kyiv*. [In Ukrainian].
13. Kotiakhov, F. I. (1977). *Physics of oil and gas reservoirs*. Nedra. Moscow. [In Russian].
14. Maslov, B. P., & Prodaivoda, H. T. (1999). Dispersion and scattering of elastic waves in a fractured geological environment. *Geophysical Journal*, 20(2), 47–56. [In Russian].
15. Prodaivoda, H. T., Baisarovych, I. M., Bezrodna, I. M., & Prodaivoda, T. H. (2008). A new method for mathematical modeling of carbonate collectors effective permeability. *Geophysical Journal*, 30(1), 118–124. [In Russian].

16. Rasolofosaon, P. N. J., & Zinszner, B. E. (2002). Comparison between permeability anisotropy and elasticity anisotropy of reservoir rocks. *Geophysics*, 67(1), 230–240. <https://doi.org/10.1190/1.1451647>
17. Shedid, S. A. (2019). Vertical-horizontal permeability correlations using coring data. *Egyptian Journal of Petroleum*. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2018.12.007>
18. Smehov, E. M., Gorjunov, I. I., & Romm, E. S. (1959). Opyt metodicheskikh issledovanij treshhinnyh kollektorov nefi i gaza i puti ih prakticheskogo primenenija. Tr. VNIGRI, (144). [In Russian].
19. Solano, N. A., Soroush, M., Clarkson, C. R., Krause, F. F., & Jensen, J. L. (2017). Modeling core-scale permeability anisotropy in highly bioturbated “tight oil” reservoir rocks. *Computational Geosciences*, 21(3), 567–593. <https://doi.org/10.1007/s10596-017-9635-2>
20. Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: Fourth Edition*. Elsevier.
21. Zahaf, K., & Tiab, D. (2002). Vertical permeability from in situ horizontal measurements in shaly-sand reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(08). <https://doi.org/10.2118/02-08-01>