УДК 550.552.53.553
DOI: http://doi.org/10.17721/1728-2713.92.09

В. Соболь,
E-mail: vasyl.sobol@dkz.gov.ua;
Державна комісія України по запасах корисних копалин,
вул. Кутузова, 18/7, оф. 816, м. Київ, 01133, Україна;
О. Карпенко, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: karpenko.geol@gmail.com;
Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна

НОВА МОДЕЛЬ ПРОНИКНОСТІ ТЕРИГЕННИХ ГРАНУЛЯРНИХ КОЛЕКТОРІВ НА ПРИКЛАДІ ТУРНЕЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ ЯБЛУНІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

(Представлено членом редакційної колегії канд. геол. наук, ст. наук. співроб. І.М. Безродною)

Розглянуто наукові засади та процес створення петрофізичної моделі коефіцієнта проникності теригенних гранулярних порід-колекторів на основі даних лабораторних досліджень кернового матеріалу з продуктивних відкладів турнею Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища ДДЗ. Описано основні види формул, які застосовуються для оцінки коефіцієнтів проникності гірських порід за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС). В основному застосовуються два теоретичні джерела, які є основою формування різних способів визначення коефіцієнта проникності за даними ГДС. Найбільш відомий з них – це формула Козені – Кармана. Другий базується на основі використання індексів гідравлічних одиниць колектора HFU і FZI. Описано обмеження та складнощі застосування різних відомих способів визначення коефіцієнта проникності за даними геофізичних досліджень. В основному вони пов'язані з обов'язковим використанням при розрахунках електричних характеристик гірських порід (відносний електричний опір, коефіцієнт збільшення питомого електричного опору) або розрахованого за даними електричних методів каротажу параметра (коефіцієнта залишкового водонасичення). Нова запропонована авторами модель дозволяє визначати проникність гірських порід незалежно від характеру їхнього насичення і ступеня водонасичення порового простору, що є її суттєвою перевагою. Крім того, точність оцінки проникності з використанням нової моделі помітно вище порівняно з відомими моделями (напр., моделлю Тимура). Наведено реальні приклади застосування нової моделі проникності теригенних колекторів для умов продуктивних відкладів турнею Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища.

Ключові слова: порода-колектор, геофізичні дослідження свердловин, коефіцієнт проникності, петрофізична модель, коефіцієнт пористості, коефіцієнт глинистості.

Постановка проблеми. Серед фільтраційно-ємнісних характеристик порід-колекторів нафти і газу вирішальною є фільтраційна властивість гірської породи, яка визначає можливість отримання вуглеводнів після розкриття свердловиною продуктивного пласта. Коефіцієнт пористості контролює значною мірою геологічні та добувні запаси вуглеводнів. Проте власно проникність визначає цінність відкритих покладів нафти або газу з позиції рентабельності та доцільності їхньої розробки.

Слід підкреслити важливість застосування коефіцієнта проникності ($K_{пр}$) при створенні гідродинамічних моделей покладів, оцінці потенційних дебітів пластів, визначенні граничних значень параметрів, за допомогою яких проводиться розділення порід на колектори і неколектори за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Водночас існує значна проблема достовірної оцінки величини коефіцієнта проникності порід-колекторів у свердловині. Проблема полягає в невідповідності методик визначення $K_{пр}$ з точки зору системного аналізу – різні ієрархічні рівні елементів геологічного середовища, які досліджуються різними методами, формально не можуть бути зведені до одного поняття геологічного об'єкта (зразок керна; частина пласта в присвердловинному просторі; власно продуктивний пласт або поклад). Щодо класифікації методів оцінки проникності, то їх традиційно поділяють на три групи відповідно до розмірів об'єктів досліджень і, власно, методик вимірювань. Це: 1) лабораторні вимірювання на зразках керна різного розміру; 2) методики інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин; 3) методики, засновані на розрахунках коефіцієнта пористості за результатами гідродинамічних досліджень пластів. Кожен із цих зазначених методів досліджень має певні позитивні сторони (переваги) порівняно з іншими і недоліки, які певною мірою впливають на зниження достовірності отриманих результатів кількісної оцінки коефіцієнта пористості. Визначення $K_{пр}$ за даними ГДС дозволяє найбільш повно та детально охарактеризувати розріз свердловини. Проте використання стандартних підходів і моделей не завжди забезпечує достовірність і точність оцінки коефіцієнта проникності. Власно цьому питанню – розробці більш адаптованої моделі до конкретних умов гранулярних колекторів з різним характером насичення – присвячена дана стаття.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Переважна більшість моделей проникності гірських порід у випадку гранулярної пористості базується на комбінованих детерміністсько-стохастичних моделях Козені (1), або Козені – Кармана:

$$К_{пр} = \frac{К_{п.д}^3}{f \cdot T_г^2 \cdot S_ф^2}, \quad (1)$$

де $K_{п.д}$ – коефіцієнт динамічної пористості; f – коефіцієнт форми фільтруючих каналів; $T_г$ – гідравлічна звивистість каналів; $S_ф$ – питома поверхня порового простору (каналів) (*Кобранова, 1986*).

Чисельник у рівняннях петрофізичної моделі проникності всюди залишають незмінним. Унаслідок складнощів визначення на практиці динамічної пористості завжди використовують коефіцієнт відкритої або загальної пористості. У знаменнику використовують параметр, який можна визначити на практиці за даними методів ГДС, і який за фізичним змістом є аналогом гідравлічної пористості, питомої поверхні порового простору або площі поверхні зерен. Як правило, використовують детерміністський підхід, де замість $T_г$ використовують $T_е$ – електричну звивистість порових каналів (*Кобранова, 1986; Дахнов, 1985, 1982; Еникеев и Элланский, 1991*). Питому поверхню порового простору (або каналів фільтрації) $S_ф$ ототожнюють з адсорбційною властивістю поверхні твердих частинок або зерен гірської породи. Як таку властивість в основному використовують параметр – коефіцієнт залишкової водонасиченості $K_{в.з.}$ Доцільність такої підміни очевидна – коефіцієнти електричної звивистості та залишкової водонасиченості гранулярних порід фігурують у відомих рівняннях питомої електропровідно-

© Соболь В., Карпенко О., 2021

сті або питомого електричного опору. Електрична звивистість контролює нахил лінії регресії залежно між параметром насичення $P_н$ (коефіцієнтом збільшення опору) і коефіцієнтом водонасичення породи $K_в$ (*Кобранова, 1986; Элланский, 1978; Tobola and Holditch, 1991*). На основі викладених міркувань були запропоновані найбільш вживані на сьогодні рівняння, які об'єднують коефіцієнт проникності, коефіцієнт пористості та залишкову водонасиченість гірської породи (*Shahab et al., 1997; Timur, 1968; Log Interpretation…, 1968*):

Формула Тимура

$$\text{К}_{\text{пр}} = 0.136 \cdot \frac{\emptyset^{4.4}}{S_{wi}^{2}}, \text{ або } \text{К}_{\text{пр}} = \text{a} \cdot \frac{\emptyset^{\text{b}}}{S_{wi}^{\text{c}}}, \quad (2)$$

де $\emptyset$ – коефіцієнт пористості; S_{wi} – коефіцієнт залишкової водонасиченості.

Значення коефіцієнтів *a*, *b* моделі Тимура (2) у роботі (*Хасанов и др., 2005*) суттєво змінюються залежно від результатів статистичних розрахунків за даними кернових досліджень для окремих продуктивних пластів одного з промислових районів Західного Сибіру. Це свідчить про мінливість літо-фаціальних умов формування відповідних продуктивних товщ, структури пустотного простору, типу і складу цементу в різних пластах.

В інших відомих рівняннях коефіцієнт залишкової водонасиченості виражено через питомий електричний опір породи (*Tixier, 1949; Coats and Dumanoir, 1974*).

У роботі (*Шинкаренко, 2018*) вдало наведено стислий опис основних моделей $K_{пр}$, які мають прикладне застосування і є найбільш вживаними при інтерпретації даних ГДС у випадку колекторів із гранулярним і тріщинним типами пористості. Автори робіт (*Хасанов и др., 2005; Шинкаренко, 2018*) правильно відмічають основний недолік усіх перерахованих моделей – обмеженість конкретними геологічними умовами їхнього використання в геофізичних дослідженнях, тобто структура пустотного простору, тип і мінеральний склад цементу, відсортованість зерен є визначальними при підборі величин петрофізичних коефіцієнтів у рівняннях проникності.

У більш "свіжих" публікаціях зберігається та ж сама тенденція: використовують або коефіцієнт залишкової водонасиченості, розрахований через питомий електричний опір з відповідними апріорно підібраними коефіцієнтами (*Байков и др., 2018*), або знову – модель Тимура зі статистично розрахованими коефіцієнтами для окремих продуктивних горизонтів нафтових родовищ Західного Сибіру (*Хасанов и др., 2005*).

Петрофізичний підхід з використанням індикатора гідравлічного типу колектора *FZI* для підвищення достовірності й точності розрахунків коефіцієнта проникності нині стає одним з найбільш популярних при інтерпретації даних промислової геофізики у світі (*Chandra, 2008; Svirsky et al., 2004; Prasad, 2003*). Його реалізація потребує наявності представницької колекції кернового матеріалу. Виявлення оптимальної кількості петрофізичних або гідравлічних класів порід для звуження використання конкретних петрофізичних моделей базується на формалізованому підході із застосуванням методів математичної статистики, наприклад кластерного аналізу за способом к-середніх (*Белозеров, 2010; Chandra, 2008*). Проте в основу використання FZI (гідравлічного типу колектора) покладено ту ж саму модель Козені – Кармана (*Хуснуллина, 2014; Белозеров, 2010; Kazemzadeh et al., 2008*).

Виділення нерозв'язаних раніше частин загальної проблеми. Формулювання цілей статті. Як уже було сказано вище, практично всі петрофізичні моделі використовують модель Козені – Кармана для оцінки коефіцієнта проникності. Практичний досвід її використання довів доцільність такого підходу, незважаючи на різноманіття літологічних, структурних, фаціальних і речовинних відмінностей існуючих порід-колекторів, які є резервуарами для рідких і газоподібних флюїдів (води, нафти та газу). Після ретельного аналізу "сильних і слабких сторін" рівнянь, заснованих на використанні значень коефіцієнта пористості й залишкової водонасиченості, причому остання як правило, виражається через електричний параметр насичення – коефіцієнт збільшення питомого опору $P_н$, нами було виділено такі моменти:

- петрофізичні коефіцієнти в моделі Козені – Кармана або її модифікаціях установлюються шляхом статистичної обробки результатів лабораторних досліджень кернового матеріалу;
- представницькі вибірки петрофізичних параметрів мають бути представлені значеннями коефіцієнтів проникності, пористості, залишкової водонасиченості (як мінімум);
- коефіцієнт залишкової водонасиченості $K_{в.з}$ визначається шляхом використання даних методів електричного опору; вважається що коефіцієнт водонасиченості $K_в$, розрахований через параметр $P_н$, має дорівнювати значенню $K_{в.з}$ за умови максимально можливого нафтогазонасичення породи-колектора.

Наведені особливості та умови використання моделі Козені – Кармана із залученням параметра насичення $P_н$ мають свої очевидні обмеження: можуть бути використані лише за умови максимального нафтогазонасичення гірських порід. Наявність вільної води або водонасичених порід унеможливлюють використання даних електричних методів для розрахунку величини $K_{в.з}$. Тому авторами даної статті було зроблено спробу розробити нову модель проникності, яка б була вільна від наведених вище обмежень її застосування.

Геологічні особливості об'єкта досліджень. Як об'єкт дослідження обрано теригенні продуктивні відклади турнейського ярусу Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища ДДЗ. Породи-колектори представлені пісковиками та алевролітами переважно кварцового складу, хоч зустрічаються й аркозові різновиди (у нижній частині ярусу). Згідно аналізу наявних кернових даних пористість порід коливається від 7,0 % до 22,0 %, коефіцієнт проникності – від $0{,}3 \cdot 10^{-15}$ м^2 до $4444 \cdot 10^{-15}$ м^2. Граничні значення встановлені для порід-колекторів турнейського ярусу: $K_{п.гран.}$ = 7,0 %, $K_{пр.гран.}$ = $0{,}8 \cdot 10^{-15}$ м^2. Слід зазначити, що на Яблунівському родовищі продуктивними є відклади девону, нижнього і верхнього карбону, серпуховського і башкирського ярусів. Проте пісковики та алевроліти турнейського ярусу є основним резервуаром і головним об'єктом розробки вуглеводнів на родовищі (*Головацкий и др., 1984*).

Методичні прийоми та результати досліджень. Статистично доведена суттєва тіснота зв'язку між *FZI* і $K_{гл}$ (*Белозеров, 2010*) дозволяє зробити висновок, що величина глинистості породи певним чином може бути аналогом (або замінником) індикатора гідравлічного типу колектора *FZI*. Подібні залежності також отримані нами при вивченні відкладів турнею Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища ДДЗ. Доцільність використання коефіцієнта глинистості при оцінці $K_{пр}$ у петрофізичних моделях замість параметра *FZI* також обумовлена тим, що $K_{гл}$ контролює значною мірою вміст зв'язаної води $K_{в.з}$ у теригенних породах. Не викликає сумнівів, що розподіл зв'язаної води в пустотах гірської породи певною мірою пов'язаний із ступенем відсортованості зерен, їхнім ефективним розміром, мінеральним складом цементу, зокрема глинистої складової. Усі перераховані особливості гірської породи контролюють величину проникності у випадку гранулярного (міжзернового) типу пористості.

З метою розширення ефективності використання моделі Тимура (2) або моделі Коатса (*Coats and Dumanoir, 1974*) в умовах не лише нафтогазоносних пластів з максимальним насиченням вуглеводнів, але й для водонасичених і нафто-, газо-, водонасичених пластів, були запропоновані нові вдосконалені підходи.

Відклади турнейського ярусу родовища були взяті як базові для створення та апробації вдосконаленої петрофізичної моделі проникності колекторів. Теоретичні закони розподілів було оцінено за допомогою непараметричного критерію Колмогорова – Смірнова. Як виявилось, фактичні розподіли коефіцієнтів проникності, глинистості, карбонатності та залишкової водонасиченості описуються логнормальним законом розподілу імовірностей. Коефіцієнт пористості відповідає нормальному закону розподілу імовірностей. Це було взято до уваги при створенні моделі проникності із залученням зазначених фільтраційно-ємнісних параметрів. За основу, як було вже сказано, обрано перевірену на практиці найбільш вживану модель Тимура.

Після виконаної "чистки" вибіркових даних – вилучення "ураганних" значень параметрів, із залученням усієї кернової інформації були розраховані моделі Тимура і Тимура – Коатса для пісковиків турнею за методикою Левенберга – Марквардта з відповідними апріорними коефіцієнтами. Отримано такі рівняння:

• модель Тимура:

$$К_{пр} = A \cdot \frac{К_п^b}{К_{в.з}^c}, \; R=0.84, \quad (3)$$

A = 1143,6; b = 2,935; c = 1,857;

• модель Тимура – Коатса:

$$К_{пр} = A \cdot К_п^b \cdot \left(\frac{1-К_{в.з}}{К_{в.з}}\right)^c, \; R=0.84, \quad (4)$$

A = 1862,7; b = 2,929; c = 1,718.

Отримані моделі (3,4) можна вважати інтерпретаційними рівняннями для розрахунку коефіцієнта проникності пісковиків продуктивних відкладів турнею Яблунівського родовища. Щодо точності розрахунків, то результати таких досліджень будуть наведені нижче.

Особливістю застосування двох останніх рівнянь (3,4) є те, що коефіцієнт залишкової водонасиченості розраховують зазвичай за даними електричного каротажу. Це можливо за умови максимального нафтогазонасичення породи-колектора. В інших випадках значення коефіцієнта водонасичення, визначені за даними електрокаротажу, будуть завищені порівняно з величиною $К_{в.з}$. Як показує досвід використання електрокаротажу, для розрахунків $К_{в.з}$ у певних ситуаціях апріорні моделі (напр., Арчі – Дахнова) відновлюють значення водонасичення значно менше, ніж змодельовані в лабораторних умовах на зразках керна. За високих значень питомого електричного опору розраховані величини $К_{в.з}$ можуть зменшуватись до 0,03–0,02, що для пісковиків у звичайних пластових умовах є очевидним хибним результатом. За таких значень розраховані величини коефіцієнта проникності досягають аномальних значень у десятки Дарсі, що не відповідає реальним фільтраційно-ємнісним властивостям вивчаємих відкладів і не підтверджується результатами промислового видобутку вуглеводнів. Тому було прийнято рішення розробити модель проникності гранулярних колекторів із залученням параметрів, які можна встановити за даними ГДС без використання даних методів електрокаротажу (*Karpenko et al., 2020*).

Після аналізу результатів статистичних досліджень кернових даних побудовано тримірну модель $К_{в.з} – К_п – К_{гл}$, оптимальну з точки зору її фізичного змісту та величини багатомірного коефіцієнта кореляції (5). Коефіцієнти в рівнянні розраховувались за методикою Левенберга–Марквардта:

$$К_{в.з} = \exp\left(-2.449 + 10.416 \cdot К_{гл} - 4.061 \cdot К_п\right), \quad R = 0.87. \quad (5)$$

Таким чином, ми можемо на основі міркувань, сформованих також під час аналізу результатів факторного аналізу петрофізичних даних, побудованих рівнянь регресії (3–5) зробити заміни в моделях Тимура (3) і Тимура – Коатса (4). Замість $К_{в.з}$, які зазвичай можна визначити за даними електрокаротажу через параметр насичення $P_н$, вводимо величини $К_п$ і $К_{ел}$, які визначають на практиці за даними неелектричних методів – АК, НГК (ННК), ГГК-Щ, ГК. Перераховані неелектричні методи ГДС можна використовувати для оцінки пористості й глинистості порід незалежно від характеру насичення порід, з будь-яким вмістом вільної води в поровому просторі колектора. Отримаємо нову комплексну детерміністсько-статистичну модель (6):

$$К_{пр} = A \frac{К_п^n}{\exp\left(B + C \cdot К_{гл} + D \cdot К_п\right)^m}, \quad R=0.968, \quad (6)$$

де n = 3,187; m = 2,918; A = 96,232; B = –2,449; C = 10,416; D = –4,061.

Нова модель (залишимо назву "Нова модель $К_{пр}$") за своєю структурою може бути реалізована на основі використання кернових даних на різних родовищах, де породи-колектори представлені зцементованими пісковиками та алевролітами з переважно глинистим цементом і міжгранулярним типом пористості. Ще слід зазначити, що статистичні коефіцієнти в новій моделі можуть помітно відрізнятися на різних площах, у відкладах різного віку. Обумовлено це, у першу чергу, тим, що глиниста складова в колекторах може бути представлена різними типами, мати різну адсорбційну здатність (ємність катіонного обміну); у породах різна структура порового простору, яка залежить від відсортованості мінеральних зерен, форм знаходження цементу, ступеня окатаності зерен і т. ін.

Оцінка похибки визначення коефіцієнта проникності. Виконувалося порівняння розрахованих значень $К_{пр}$ за моделями (3,6) за даними ГДС з даними лабораторних досліджень кернового матеріалу, які були прив'язані до розрізів відповідних свердловин. Дані лабораторних досліджень зразків безумовно не є представницькими в області високих значень пористості й проникності; тут існує явище дефіциту високопроникних колекторів внаслідок їхнього руйнування під час розбурювання порід та відбору керну. Проте гістограми порівнянь все одно свідчать про подібність фактичних розподілів кернових даних і $К_{пр}$, розрахованих за новою методикою. Лише серед значень проникності, розрахованих за моделлю Тимура, зустрічаються такі, які не є типовими для колекторів даних відкладів на глибинах 5000 і більше метрів – більше 1600–2000 мД (рис. 1). Такі значення, на нашу думку, є помилковими і свідчать про недосконалість методики визначення $К_{пр}$ за даними електричних методів.

На рис. 1 наведено розподіл усереднених значень коефіцієнта проникності окремо за виділеними 44 пластами пісковиків і алевролітів по шести свердловинах у відкладах турнейського ярусу Яблунівського родовища.

Слід зазначити, що кількість визначень $К_{пр}$ на зразках керна по кожному пласту варіює в широких межах – від 2 (мінімальна прийнята кількість) до 24. Відповідно достовірність отриманих середніх значень коефіцієнта проникності суттєво залежить від кількості "точкових" замірів в одному пласті. І, незважаючи на це, збіг даних проникності за керновими даними (зелена лінія на рис. 1) і за даними $К_{пр}$ за новою моделлю (червона лінія) суттєво кращий, ніж за даними, розрахованими за формулою Тимура (синя лінія). Для порівняння точності оцінки $К_{пр}$ проаналізовано розподіли відхилень прологарифмованих значень $К_{пр}$, розрахованих за даними ГДС (дві моделі), від значень проникності по пластах

за керновими даними. Були використані логарифми значень $K_{пр}$ тому, що, як відомо та видно з фактичних гістограм розподілів, проникність колекторів розподіляється за законом, який теоретично описується логнормальним. Тоді розподіли різниць прологарифмованих значень *Кпр* відповідають нормальному Гаусовському закону розподілу (рис. 2).

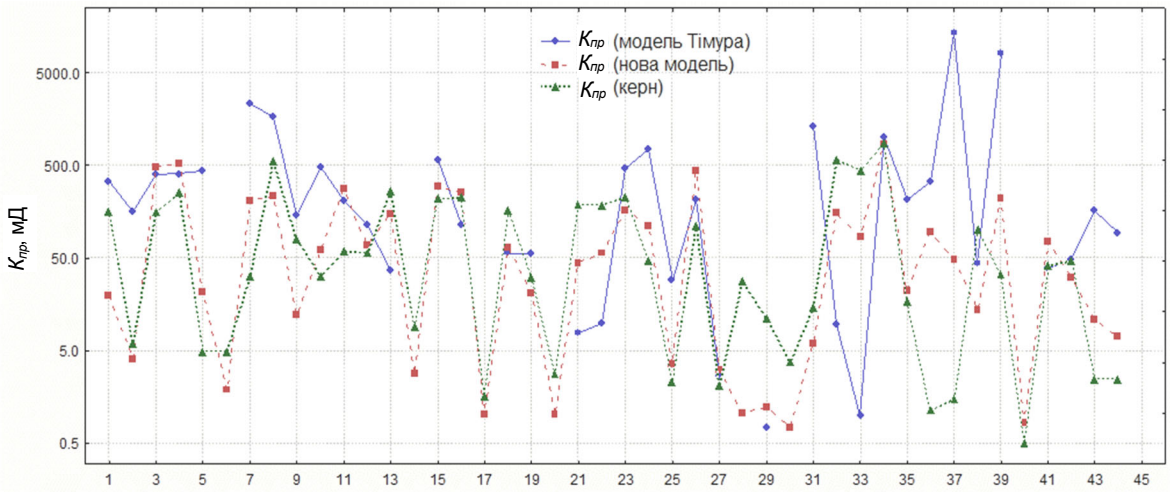

Рис. 1. Розподіл значень проникності, визначених за різними методиками по окремих пластах з інтервалів турнейського ярусу свердловин Яблунівського

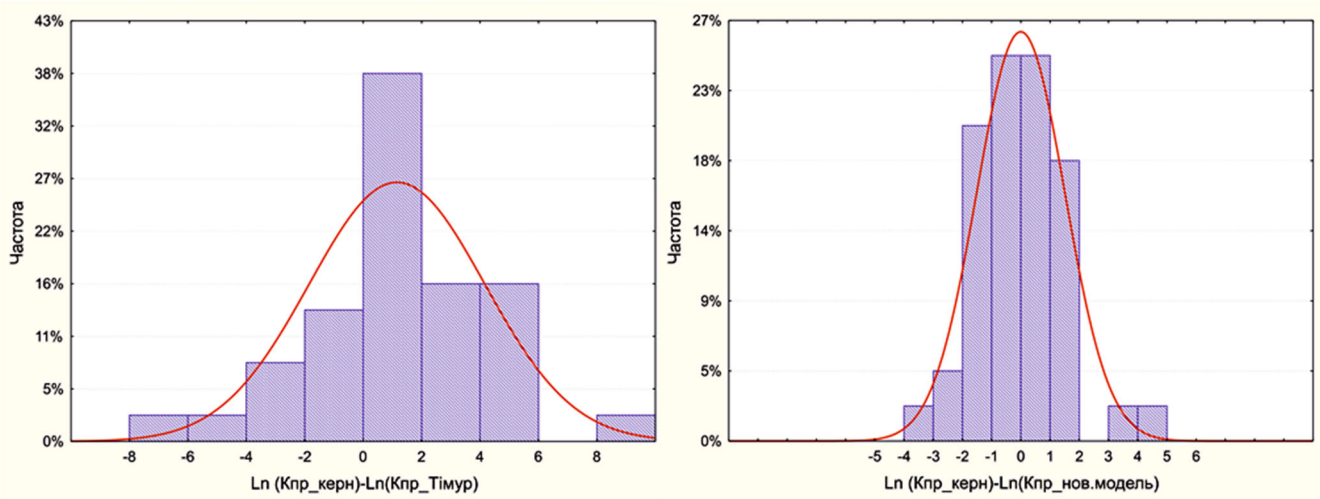

Рис. 2. Гістограми розподілів відхилень прологарифмованих значень проникності за даними ГДС від усереднених даних $K_{пр}$ за керновими даними по пластах пісковиках турнейського ярусу

За однакових розмірів шкали абсцис розподіл відхилень розрахованих значень $K_{пр}$ від кернових суттєво менше при застосуванні нової моделі порівняно з моделлю Тимура (рис. 1,2). Це є ще одним підтвердженням значно більшої ефективності нової моделі (6) порівняно з найбільш відомою та вживаною моделлю Тимура (2, 3).

Середньоквадратичне відхилення розрахованих значень коефіцієнта проникності відносно кернових визначалося спочатку для прологарифмованих величин $x = Ln(K_{пр})$, а потім було проведено процедуру $y = exp(x)$ для отримання σ(y) (табл. 1). Таким чином, установлено, що середньоквадратична похибка визначення $K_{пр}$ для нової моделі становить 4,5 мД, для моделі Тимура – значно більше – 20,1 мД. Такі значення отримано для реального діапазону коефіцієнта проникності пісковиків турнейських відкладів Яблунівського родовища.

Таблиця 1

Середньоквадратичні похибки оцінки $K_{пр}$ за двома моделями

Параметр	середнє	ср.кв.відх.	exp(середнє), мД	exp(ср.кв.відх.), мД
$Ln(K_{пр}$ керн) – $Ln(K_{пр}$ модельТимура)	1,1	3,0	3,0	20,1
$Ln(K_{пр}$ керн) – $Ln(K_{пр}$ нова модель)	–0,05	1,5	0,95	4,5

Висновки. Використання нової інтерпретаційної моделі коефіцієнта проникності (6) порівняно із традиційною моделлю Тимура (2,3) має низку переваг. По-перше, отримано значно менше середньоквадратичне відхилення відносно кернових даних – 4,5 мД (нова модель), порівняно із 20,1 мД (модель Тимура), на прикладі пісковиків турнею Яблунівського НГКР. По-друге, нову модель можна використовувати в поточковому режимі для оцінки $K_{пр}$ тонких пластів, де методи електрокаротажу для моделі Тимура не є ефективними. По-третє, нову модель можна використовувати для оцінки $K_{пр}$ для водонасичених або частково водонасичених колекторів, де

модель Тимура дає хибний результат. Також слід зауважити, що, як було відмічено раніше, коефіцієнт глинистості в новій моделі частково виконує роль гідравлічного типу коллектора *FZI,* що дозволяє стверджувати, що нова модель є більш універсальною при її використанні для оцінки проникності колекторів гранулярного типу.

Подальші дослідження в цьому напрямку слід також пов'язувати із теригенними розрізами родовищ нафти і газу, які розташовані на різних глибинах і належать до різних літофаціальних умов формування (*Рибалка та Карпенко, 2016; Вижва та ін., 2014*). Окремо слід виділити питання оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей для нетрадиційних порід-колекторів вуглеводнів (*Михайлов та Карпенко, 2020*). У подібних відкладах з низькими колекторськими властивостями порід оцінка проникності за даними ГДС потребує високої точності. Апробація запропонованої авторами петрофізичної моделі в різних геологічних умовах дозволить зробити її більш досконалою та намітити нові підходи до визначення фільтраційних властивостей порід-колекторів за даними ГДС.

Список використаних джерел

Байков, В.А., Жонин, А.В., Коновалова, С.И. и др. (2018). Петрофизическое моделирование сложнопостроенного терригенного коллектора. *Территория нефтегаз. Геология*, 11, 34–38.

Белозеров, Б.В. (2010). Роль петрофизических исследований при оценке насыщения сложнопростроенных коллекторов. *Известия Томского политехнического университета*, 317, 1, 110–116.

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

Головацкий, И, Черныш, П., Барановская, Н., Зюзькевич, Н и др. (1984). Геологическое строение и подсчет запасов газа, нефти и конденсата Яблуновского месторождения (по состоянию на 1.07.1984 г.). Львов: УкрНИГРИ, Т. 1–4.

Дахнов, В.Н. (1982). Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра.

Дахнов, В.Н. (1985). Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра.

Еникеев, Б.Н., Элланский, М.М. (1991). Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. М.: Недра.

Кобранова, В.Н. (1986). Петрофизика. Учебник для ВУЗов. М.: Недра.

Михайлов, В., Карпенко, О. (2020). Перспективи нетрадиційної нафтогазоносності Південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченко. Геологія,* 1(88), 53–60. DOI: http://doi.org/10.17721/1728-2713.88.08

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

Хасанов, М.М., Спивак, С.И., Юлмухамедов, Д.Р. (2005). Определение проницаемости из данных геофизических исследований скважин как некоректно поставлення задача. *Разработка месторождений*, 3, 155–166.

Хуснуллина, Г.Р. (2014). Геологическое строение и условия формирования продуктивных пластов Викуловской свиты Красноленинского месторождения нефти (Западная Сибирь). *Дис. ... канд. геол.-минералог. наук.* ТГНУ, Тюмень.

Шинкаренко, А. (2018). Сучасні підходи до визначення проникності порід-колекторів за даними геофізичних досліджень. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченко. Геологія,* 3(82), 45–54.

Элланский, М.М. (1978). Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. М.: Недра.

Chandra, Tanmay (2008). Permeability estimation using flow zone indicator from Well log data. *7th International Conference and Exposition on Petroleum Geophysics "Hyderabad 2008".* Отримано з https://www.spgindia.org/2008/140.pdf.

Coats, G.R., Dumanoir, J.L. (1974). A New Approach to Improved Log-Derived Permeability. *The Log Analyst*, January–February, 17.

Karpenko, O., Myrontsov, M., Karpenko, I., Sobol, V. (2020). Detection conditions of gas-saturated layers by the result of complex interpretation of non-electrical well logging data. *Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment",* Kyiv. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.202056034

Kazemzadeh, E., Nabi-Bidhendi, M., Rezaee, M. R. (2008). Study of Formation Resistivity Factor by Using Hydraulic Flow Unit's Method in Carbonate Reservoir. *Journal of Science Tehran University*, 34, 1, 13–21.

Log Interpretation. (1987). Charts Schlumberger Ltd. Houston, Texas.

Prasad, M. (2003). Velocity-permeability Relation within Hydraulic Units. *Geophysics,* 68,108–117.

Shahab, M., Balan, B., Ameri, S. (1997). Permeability Determination from Well Log Data. *SPE Formation Evaluation,* September, 12(3), 170–174. DOI: 10.2118/30978-PA.

Svirsky, D., Ryazanov, A., Pankov, M., Yukos, E. P., Patrick, W. M. C, Heriot-Watt U., Posysoev, A. and Tomsk, P.U. (2004). Hydraulic Flow Units Resolve Reservoir Description Challenges in a Siberian Oil Field. *SPE Asia pacific Conference, Malaysia, March, 2004,* Paper SPE 87056.

Timur, A. (1968). An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationship for Sandstone Reservoirs. *The Log Analyst*, July, 9 (04).

Tixier, M.P. (1949). Evaluation of Permeability from Electric-Log Resistivity Gradients. *Oil & Gas Journal.,* June, 113.

Tobola, D.P., Holditch S.A. (1991). Determination of reservoir permeability from repeated induction logging. *SPE Formation Evaluation*, 6, 1, 20-26.

References

Baikov, V.A. Zhonin, A.V., Konovalova, S.I. et al. (2018). Petrophysical modeling of a complex terrigenous reservoir. Oil and gas territory. Geology, 11, 34–38. [in Russian]

Belozerov, B.V. (2010). The role of petrophysical studies in assessing the saturation of complex reservoirs. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 317, 1, 110–116. [in Rusian]

Chandra, Tanmay. (2008). Permeability estimation using flow zone indicator from Well log data. *7th International Conference and Exposition on Petroleum Geophysics "Hyderabad 2008".* Retrieved from https://www.spgindia.org/2008/140.pdf.

Coats, G.R., Dumanoir, J.L. (1974). A New Approach to Improved Log-Derived Permeability. *The Log Analyst*, January–February, 17.

Dakhnov, V.N. (1982). Interpretation of the results of well logging. Moscow: Nedra. [in Russian]

Dakhnov, V.N. (1985). Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra. [in Russian]

Ellansky, M.M. (1978). Petrophysical connections and integrated interpretation of well logging data. Moscow: Nedra. [in Russian]

Enikeev, B.N., Ellansky, M.M. (1991). The use of multidimensional relationships in oil and gas geology. Moscow: Nedra. [in Russian]

Golovatsky, I., Chernysh, P., Baranovskaya, N., Zyuzkevich, N. et al. (1984). Geological structure and calculation of gas, oil and condensate reserves of the Yablunovskoye field (as of 07/01/1984). Lvov: UkrNIGRI, 1–4. [in Russian]

Karpenko, O., Myrontsov, M., Karpenko, I., Sobol, V. (2020). Detection conditions of gas-saturated layers by the result of complex interpretation of non-electrical well logging data. *Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment",* Kyiv. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.202056034

Kazemzadeh, E., Nabi-Bidhendi, M., Rezaee, M. R. (2008). Study of Formation Resistivity Factor by Using Hydraulic Flow Unit's Method in Carbonate Reservoir. *Journal of Science Tehran University*, 34, 1, 13–21.

Khasanov, M.M., Spivak, S.I., Yulmukhamedov, D.R. (2005). Determination of permeability from well logging data as an incorrect task. Field development, 3, 155–166. [in Russian]

Khusnullina, G.R. (2014). Geological structure and conditions for the formation of productive strata of the Vikulovskaya suite of the Krasnoleninskoye oil field (Western Siberia). *Thesis … Cand. Sci. (Geol.-Min.).* TGNU, Tyumen. [in Russian]

Kobranova, V.N. (1986). Petrophysics. Textbook. Moscow: Nedra. [in Russian]

Log Interpretation. (1987). Charts Schlumberger Ltd. Houston, Texas.

Mykhailov, V., Karpenko, O. (2020). Prospects of unconventional oil and gas potential of the Southern zone of Dnieper-Donetsk Depression. Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology, 1 (88), 53-60. [in Ukrainian]. DOI: http://doi.org/10.17721/1728-2713.88.08

Prasad, M. (2003). Velocity-permeability Relation within Hydraulic Units. *Geophysics,* 68,108-117.

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

Shahab, M., Balan, B., Ameri, S. (1997). Permeability Determination from Well Log Data. *SPE Formation Evaluation,* September, 12(3), 170-174. DOI: 10.2118/30978-PA.

Shinkarenko, A. (2018). Modern approaches to determining the permeability of reservoir rocks according to geophysical studies. Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology, 3 (82), 45-54. [in Ukrainian].

Svirsky, D., Ryazanov, A., Pankov, M., Yukos, E. P., Patrick, W. M. C, Heriot-Watt U., Posysoev, A. and Tomsk, P.U. (2004). Hydraulic Flow Units Resolve Reservoir Description Challenges in a Siberian Oil Field. *SPE Asia pacific Conference, Malaysia, March, 2004*, Paper SPE 87056.

Timur, A. (1968). An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationship for Sandstone Reservoirs. *The Log Analyst*, July, 9 (04).

Tixier, M.P. (1949). Evaluation of Permeability from Electric-Log Resistivity Gradients. *Oil & Gas Journal.,* June, 113.

Tobola, D.P., Holditch S.A. (1991). Determination of reservoir permeability from repeated induction logging. *SPE Formation Evaluation*, 6, 1, 20-26.

Vyzhva, S.A., Mykhailov, V.A., Onischuk, D.I., Onischuk, I.I. (2014). Petrophysical parameters of the types that are promising for shale gas (for the Dnieper-Donets depressions in the cross-sector). Geophysical Journal, 36, 1, 145-157. [in Ukrainian]

Надійшла до редколегії 10.11.2020

V. Sobol,
E-mail: vasyl.sobol@dkz.gov.ua;
State Commission of Ukraine on Mineral Reserves,
18/7 Kytyzov Str., office 816, Kyiv, 01133, Ukraine;
O. Karpenko, Dr. Sci. (Geol.), Prof.,
E-mail: karpenko.geol@gmail.com;
Taras Shevchenko National University of Kyiv,
Institute of Geology, 90 Vasilkivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine

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

The scientific principles and the process of creating the petrophysical model of the permeability coefficient of terrigenous granular rocks-reservoirs on the basis of laboratory researches of core material from productive deposits by the tourney of Yablunivske oil and gas condensate field of Dnieper-Donets basin are considered. The main types of formulas used to estimate the permeability coefficients of rocks according to well logging data are described. There are mainly two theoretical sources, which are the basis for the formation of different methods for determining the permeability coefficient according to the well logging. The most famous of these is the Kozeny-Karman formula. The second one is based on the use of hydraulic units of the reservoir HFU and FZI. The limitations and difficulties of application of various known methods for determining the permeability coefficient according to well logging data are described. This is mainly due to the mandatory use in the calculation of electrical characteristics of rocks (relative electrical resistivity, coefficient of increase of electrical resistivity), or the calculated parameter according to electrical logging methods (residual water saturation coefficient). The new model proposed by the authors allows determining the permeability of rocks regardless of the nature of their saturation and the degree of water saturation of the pore space, which is its significant advantage. In addition, the accuracy of permeability estimation using the new model is significantly higher compared to known models (for example, the Timur model). Real examples of application of a new model of terrigenous reservoirs permeability for conditions of productive deposits by the tourney of Yablunivske oil and gas condensate field are given.

Keywords: reservoir rock, well logging, permeability coefficient, petrophysical model, porosity, clayness.

В. Соболь,
E-mail: vasyl.sobol@dkz.gov.ua;
Государственная комиссия Украины по запасам полезных ископаемых,
ул. Кутузова, 18/7, оф. 816, г. Киев, 01133, Украина;
А. Карпенко, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: karpenko.geol@gmail.com;
Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина

НОВАЯ МОДЕЛЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ГРАНУЛЯРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЯБЛУНОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Рассмотрены научные основы и процесс создания петрофизической модели коэффициента проницаемости терригенных гранулярных пород-коллекторов на основе данных лабораторных исследований кернового материала из продуктивных отложений турне Яблуновского нефтегазоконденсатного месторождения ДДВ. Описаны основные виды формул, применяемые для оценки коэффициентов проницаемости горных пород по данным геофизических исследований скважин (ГИС). В основном используются два теоретических источника, являющиеся основой формирования различных способов определения коэффициента проницаемости по данным ГИС. Наиболее известный из них – формула Козени – Кармана. Второй базируется на основе использования индексов гидравлических единиц коллектора HFU и FZI. Описаны ограничения и сложности применения различных способов определения коэффициента проницаемости по данным геофизических исследований. В основном они связаны с обязательным использованием при расчетах электрических характеристик горных пород (относительное электрическое сопротивление, коэффициент увеличения удельного электрического сопротивления) или рассчитанного параметра по данным электрических методов каротажа (коэффициента остаточного водонасыщения). Новая предложенная авторами модель позволяет определять проницаемость горных пород независимо от характера их насыщения и степени водонасыщения порового пространства, что является ее существенным преимуществом. Кроме того, точность оценки проницаемости с использованием новой модели заметно выше по сравнению с известными моделями (напр., моделью Тимура). Приведены реальные примеры применения новой модели проницаемости терригенных коллекторов для условий продуктивных отложений турне Яблуновского нефтегазоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: порода-коллектор, геофизические исследования скважин, коэффициент проницаемости, петрофизических модель, коэффициент пористости, коэффициент глинистости.