

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 550.832

DOI: 10.31471/1993-9973-2023-2(87)-7-16

АНАЛІЗ ПЕТРОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ КОМПЛЕКСНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

І. О. Федак, В. В. Федорів, Я. М. Коваль

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;

e-mail: geophys@nung.edu.ua

Розглянуто результати досліджень порід-колекторів складних геологічних розрізів нафтогазових родовищ південно-східної частини Передкарпатського прогину. Пластами-колекторами є тріщинувато-пористі та пористі пісковики і алевроліти, які залягають серед аргілітів у вигляді прошарків потужністю від декількох сантиметрів до 10-15 м і більше. Колекторські та фізичні параметри (пористість, проникність, густина та ін.) пластів продуктивних горизонтів унаслідок різних умов нагромадження осадових, різного ступеня цементації порового простору і відсортованості уламкового матеріалу змінюються в широких межах. Встановлено, що визначення коефіцієнта пористості в умовах південно-східної частини Передкарпатського прогину за даними геофізичних досліджень свердловин є складною задачею. Це зумовлено тим, що пласти-колектори характеризують дуже широким діапазоном значень коефіцієнтів глинистості та карбонатності. Зі збільшенням карбонатності та глинистості, коли сумарне значення цементуючої речовини за масою складає 15 %, піщана порода стає неколектором. У результаті аналізу геолого-геофізичної інформації порід-колекторів даного розрізу встановлено, що для підвищення інформативності досліджень акустичного каротажу необхідно удосконалити петрофізичні моделі оцінки коефіцієнта пористості за результатами досліджень даного методу. Для вирішення поставленої задачі додатково, окрім акустичного методу, використовувались результати досліджень електричного каротажу, самочинної поляризації, гамма-каротажу, нейтронного гамма-каротажу, а також враховувались умови залягання даних порід-колекторів.

Ключові слова: коефіцієнт пористості; порода-колектор; акустичний каротаж; складний геологічний розріз; комплекс геофізичних методів; багатомірні петрофізичні моделі.

The paper deals with the results of reservoir rocks research in complex geological sections of oil and gas fields in the southeastern part of the Precarpathian Trough. The reservoir formations are fractured-porous and porous sandstones and siltstones, which occur among mudstones in the form of layers with thicknesses ranging from several centimeters to 10-15 m and more. Collector and physical parameters (porosity, permeability, density, etc.) of reservoir of productive horizons vary widely due to different conditions of sediment accumulation, different degrees of pore space cementation and sorting of debris material. It has been established that the determination of the porosity coefficient in the southeastern part of the Precarpathian Trough based on the wells logging data is a difficult task. This is due to the fact that reservoir formations are characterized by a very wide range of clay and carbonate values. With the increase in carbonate and clay content, when the total value of cementing substance by weight is 15%, the sandy rock becomes a non-collector. As a result of the analysis of geological and geophysical information of reservoir rocks in this section, it was found that to increase the information content of acoustic logging, it is

necessary to improve petrophysical models for the porosity coefficient estimating based on the this well logging method results. To solve the problem, in addition to the acoustic method, the results of electrical logging, spontaneous potential logging, gamma-ray logging and neutron gamma-ray logging were also used, as well as the conditions of occurrence of these reservoir rocks were taken into account.

Keywords: porosity coefficient; reservoir; acoustic logging; complex geological section; well logging complex; multidimensional petrophysical models.

Вступ

Збільшення глибини розвідки, використання великої кількості домішок до промивальних рідин (особливо хімічних реагентів), чергування тонкошарових пластів і прошарків та ряд інших чинників призводять до того, що використовуваний на родовищах Передкарпатського прогину комплекс геофізичних досліджень свердловин (ГДС) не завжди дає змогу достовірно вирішити поставлені перед ним задачі. Водночас вимоги до надійності та обґрунтованості висновків, які складають на основі результатів геофізичних досліджень свердловин, постійно зростають. Особливо жорсткі вимоги висувають до матеріалів, які подають у Державну комісію України по запасах корисних копалин при підрахунку запасів основної та завершальної стадії розвідки. Окрім того, рівень використання матеріалів геофізичних досліджень свердловин для вирішення різних задач розвідки родовищ постійно підвищується.

Аналіз геофізичних матеріалів показує, що з впровадженням сучасних методів обробки та інтерпретації результатів ГДС виникає багато додаткових можливостей для підвищення геологічної інформативності каротажних кривих, збільшення корисної інформації в процесі інтерпретації, а також удосконалення прикладних петрофізичних моделей для оцінки колекторських властивостей гірських порід у складних геологічних розрізах (Bulakh, 2022, Femyak, 2020, Kurovets, 2019).

Точність визначення підрахункових параметрів пластів-колекторів значною мірою залежить від тісноти кореляційних зв'язків між досліджуваними петрофізичними та геофізичними величинами. Одним із ефективних способів підвищення міри тісноти таких зв'язків є використання додаткових даних з метою розширення кількості чинників, що впливають на досліджуваний параметр, тобто перехід від двомірних залежностей до багатомірних. Використання багатомірних залежностей дозволяє не тільки підвищити достовірність кількісної оцінки підрахункових параметрів, але і глибше дослідити взаємозв'язки між різними фізичними властивостями пластів-колекторів, що представляє значний інтерес для розширення обсягу знань про породу загалом. Практика свідчить

(Femyak, 2020, Ftemov, 2021), що багатомірні зв'язки мають суттєві переваги над традиційними двомірними, що виражається в отриманні більш достовірних підрахункових параметрів.

На сьогоднішній день існує велика кількість різних варіантів зіставлення параметрів гірських порід з даними геофізичних досліджень свердловини у багатьох нафтогазоносних регіонах (Oliinyk, 2020, Oliinyk, 2020, Trubenko 2020).

Ефективність оцінки підрахункових параметрів залежить від вибору корельованих аргументів, а вони, у свою чергу, визначаються типом досліджуваних пластів-колекторів, їх літолого-петрографічним складом, особливостями будови порового простору, характером відсортованості зерен та рядом інших чинників, вплив яких повністю врахувати неможливо (Karpenko, 2021, Vyzhva, 2022, Kurovets, 2019).

Отже, побудова комплексних багатомірних петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта пористості пластів-колекторів складних геологічних розрізів нафтогазових родовищ, які дадуть більш достовірні результати, є актуальним питанням сьогодення.

Метою даної роботи є проведення аналізу багатомірних петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта пористості за результатами досліджень акустичним та іншими видами каротажу порід-колекторів південно-східної частини Передкарпатського прогину.

Для вирішення поставленої мети необхідно провести обґрунтування теоретичних та прикладних петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта пористості порід-колекторів на прикладі ряд родовищ даного регіону. На основі проведеного аналізу петрофізичних моделей встановити їх ефективність при вирішенні поставленої задачі.

Огляд літератури

Основоположниками петрофізичного моделювання є такі вчені, як В. Н. Дахнов, М. Г. Латишова, Б. Ю. Вендельштейн та інші (Dakhnov, 1985, Latyshova, 1990). Вони заклали методичні основи інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин. Певний внесок у підвищення інформативності петрофізич-

них моделей порід-колекторів складних геологічних розрізів Передкарпатського прогину зробили І. Куровець (Kurovets, 2012), Т. С. Ізотова (Izotova, 2001), Д. Д. Федоришин (Fedoryshyn, 2021) та інші.

У роботах (Kurovets, 2021, Lysak, 2019, Trubenko, 2020) показано ефективність використання прикладних петрофізичних моделей при оцінці фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів Передкарпатського прогину та Дніпровсько-Донецької западини.

В роботі (Vyzhva, 2017) наведено зміну петрофізичних параметрів в залежності від термобаричних умов залягання порід-колекторів.

Однак, для підвищення ефективності інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин першочерговою задачею є створення достовірних петрофізичних моделей для порід-колекторів конкретних геологічних розрізів. Для цього необхідно використовувати комплексний підхід до побудови петрофізичних залежностей, забезпечать більшу інформативність досліджень.

Матеріали та методи

В основу оцінки коефіцієнта пористості покладені двовимірні або тривимірні петрофізичні моделі за результатами геофізичних досліджень свердловин. Враховуючи складну будову геологічних розрізів нафтогазових родовищ Передкарпатського прогину і те, що на результати досліджень акустичного каротажу впливає не тільки структура порового простору, а й ряд інших геологічних чинників, виникає потреба у використанні багатомірних петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта пористості.

З метою вирішення поставленої у роботі мети проведено статистичну обробку результатів лабораторних досліджень зрізів ядра і свердловинних геофізичних досліджень продуктивних інтервалів, аналіз моделей петрофізичних параметрів продуктивних відкладів, моделювання петрофізичних властивостей гірських порід.

Результати та обговорення

Широкого використання для визначення коефіцієнта пористості у південно-східній частині Передкарпатського прогину та інших нафтогазових районах, отримало рівняння середнього часу – так зване рівняння “Віллі-Грегори” (Willie, 1956):

$$K_n = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \quad (1)$$

де ΔT – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі у пласті, що досліджується, мкс/м;

$\Delta T_{ск}$ – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі у скелеті породи, мкс/м;

ΔT_p – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі у рідині, що заповнює пори породи, мкс/м.

Використовуючи дане рівняння, необхідно пам'ятати, що найбільш близькі до дійсних значень пористості, отримують K_n при правильному виборі вихідних величин $\Delta T_{ск}$ і ΔT_p .

Найбільш точні значення $\Delta T_{ск}$ отримують при зіставленні інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі в пласті, зареєстрованого у свердловині, ΔT з коефіцієнтом пористості, визначеного за результатами досліджень ядерного матеріалу. Подібні зіставлення можливі при суцільному відборі ядра в значних інтервалах, високому проценті його виносу та надійної прив'язки до глибин. Нами була побудована залежність між ΔT та K_n , визначеного за лабораторними дослідженнями, не дивлячись на те, що винос ядра в середньому складав тільки 20 % (рис. 1). Використовуючи дану залежність встановлено, що $\Delta T_{ск} = 177,4$ мкс/м.

Окрім $\Delta T_{ск}$ необхідно знати ΔT_p , яке залежить від глибини зони проникнення та коефіцієнта залишкового нафтогазонасичення. У зв'язку із значною зоною проникнення в пласт у нашому районі досліджень ΔT_p прийнято рівним 620 мкс/м, що близьке до загальноприйнятого по району.

У південно-східній частині Передкарпатського прогину колекторами є не тільки чисті пісковики, але і, більшою мірою, заглинизовані породи, тобто породи, представлені перешаруванням пісковиків, алеволітів і аргілітів та характеризуються наявністю дисперсної глинистості (Kurovets, 2021, Riznychuk, 2021). Тому необхідно враховувати і вводити поправку при визначенні пористості за глинистість (Dakhnov, 1985, Latyshova, 1990). В даному випадку:

$$K_n = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}} - K_{зл} \cdot \frac{\Delta T_{зл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \quad (2)$$

де ΔT – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі у пласті, що досліджується, мкс/м;

$\Delta T_{ск}$ – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі у скелеті породи, мкс/м;

ΔT_p – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі у рідині, що заповнює пори породи, мкс/м;

$K_{зл}$ – об'ємний вміст глини, який визначається за масовою глинистістю.

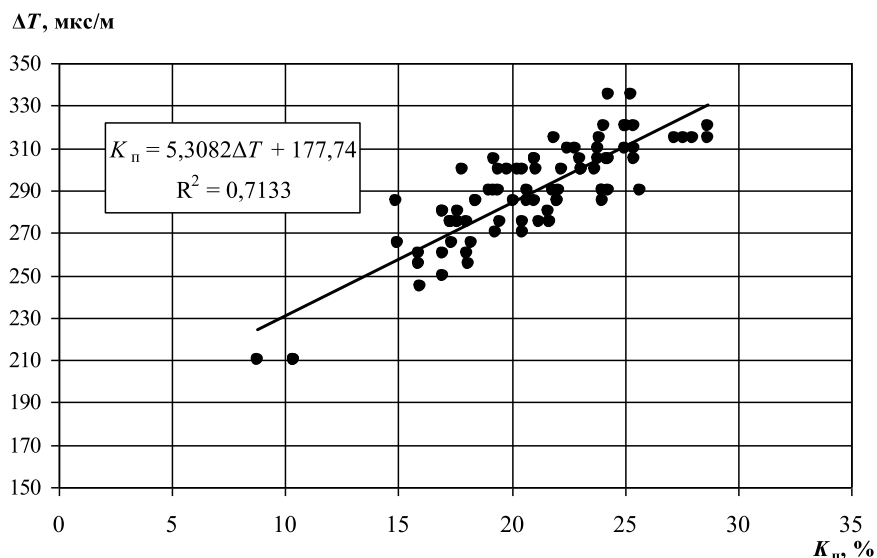


Рисунок 1 – Залежність інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі у пласті від коефіцієнта пористості

Об'ємний вміст глинистого матеріалу $K_{гг}$ можна визначити за побудованими залежностями $K_{гг} = f(\Delta I_{\gamma})$, $K_{гг} = f(\alpha_{ПС})$ або $K_{гг} = f(\Delta I_{\gamma}, \alpha_{ПС})$:

$$K_{гг} = -11,493 \cdot \alpha_{ПС} + 17,410, \quad (3)$$

$(R^2=0,256, \varepsilon=1,421),$

$$K_{гг} = 30,546 \cdot \Delta I_{\gamma} + 4,287, \quad (4)$$

$(R^2=0,975, \varepsilon=1,251),$

$$K_{гг} = 31,236 \cdot \Delta I_{\gamma} + 0,028 \cdot \alpha_{ПС} + 3,964, \quad (5)$$

$(R^2=0,981, \varepsilon=1,249),$

де $K_{гг}$ – коефіцієнт глинистості, %;

$\alpha_{ПС}$ – відносна амплітуда потенціалів самочинної (ПС) поляризації;

ΔI_{γ} – подвійний різницевий параметр природної радіоактивності.

Дані залежності можна успішно використовувати на практиці під час визначення коефіцієнта глинистості за результатами досліджень самочинної поляризації та природної радіоактивності.

Визначення $\Delta T_{гг}$ необхідно проводити обережно, оскільки воно змінюється у залежності від площі та навіть свердловини, що зв'язано із складними геологічними умовами даного району досліджень.

Вплив чинників, які визначають зв'язок відкритої пористості із параметрами геофізичних досліджень свердловин можна врахувати за допомогою багатомірних залежностей типу $K_{п} = f(\Delta T, \Delta I_{\gamma}, \alpha_{ПС}, \ln H, \ln(\rho_{п}/\rho_{в}), \Delta I_{п\gamma})$.

З метою аналізу впливу тих чи інших чинників на оцінку коефіцієнта пористості теригенних порід-колекторів нафти і газу південно-східної частини Передкарпатського прогину нами було використано математично-

статистичний апарат. У результаті проведеної математично-статистичної обробки даних геофізичних досліджень свердловин отримано ряд багатомірних петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта пористості порід-колекторів даного району. Вихідні параметри вивчали відповідно до інструкцій з інтерпретації з врахуванням особливостей району досліджень.

При вирішенні поставленої задачі з визначення $K_{п}$, в основному, використовувалась залежність $K_{п} = f(\Delta T)$, наведена на рисунку 1. Отримані значення пористості за даною залежністю для неглинистих та малоглинистих пластів-колекторів добре корелюється з $K_{п}$, визначеним за іншими методами та за результатами лабораторних досліджень кернавого матеріалу. Розбіжність між значеннями $K_{п}$, визначеними за АК та за кернавим матеріалом, складає для 79 % пластів $\pm 15\%$, а для 21 % пластів – більше $\pm 15\%$ відповідно на Луквинському та Росільнянському родовищах. Для Струтинського, Спаського та Вигода-Витвицького родовищ розбіжність складає $\pm 15\%$ для 77 % пластів, а для 23 % пластів – від $\pm 15\%$ до $\pm 3\%$. Вивчаючи значення коефіцієнта пористості, отриманого за залежністю $K_{п} = f(\Delta T)$, та значення $K_{п}$, отриманих за багатомірними залежностями, можна сказати, що більш достовірні результати отримано для чистих пластів-колекторів; чим більша заглинизованість – тим більша розбіжність. Значення $K_{п}$, які отримані за багатомірними залежностями, набагато точніші, оскільки тут враховані поправки за свердловинні умови, глибину залягання, глинистість тощо.

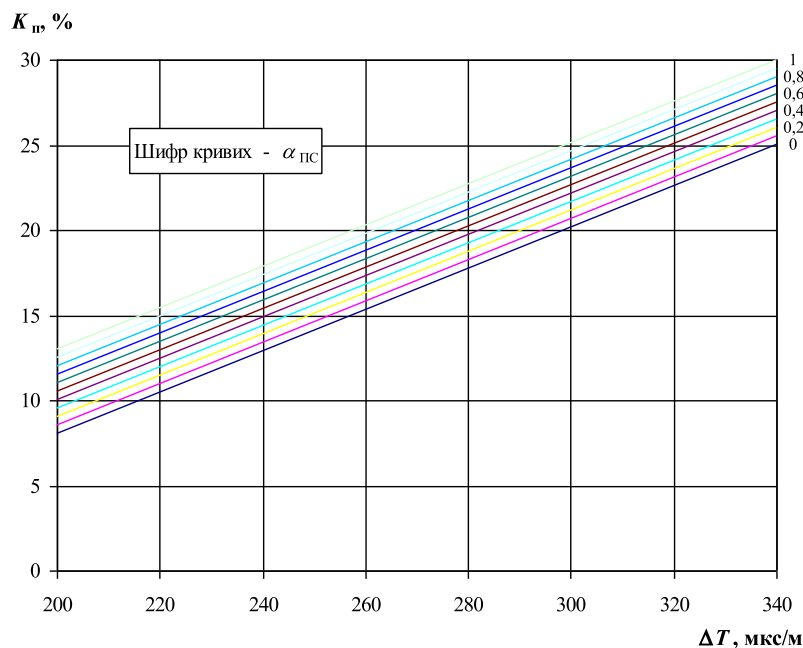


Рисунок 2 – Залежність встановлення коефіцієнта пористості за результатами досліджень акустичного каротажу та самочинної поляризації

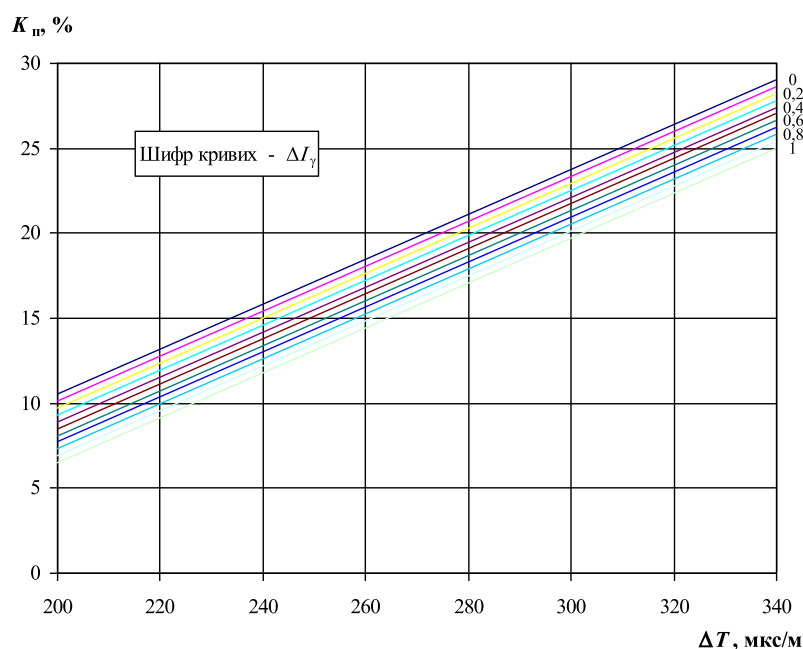


Рисунок 3 – Залежність встановлення коефіцієнта пористості за результатами досліджень акустичного каротажу та природної радіоактивності

При визначенні загальної пористості порід акустичний каротаж володіє рядом переваг: по-перше, залежність інтервального часу проходження повздовжніх хвиль ΔT від пористості практично лінійна; по-друге, відсутній вплив свердловини та вплив вміщуючих порід (Bezrodna, 2015, Vodnarenko, 2010).

Для врахування впливу глинистості на результати визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів південно-східної частини Передкарпатського прогину можна використати

багатомірні петрофізичні моделі, отримані у результаті проведеного математично-статистичного аналізу (рис. 2, 3):

$$K_n = 0,121 \cdot \Delta T + 4,960 \cdot \alpha_{ПС} - 16,120, \quad (6)$$

$$(R^2=0,829, \varepsilon=1,31),$$

$$K_n = 0,132 \cdot \Delta T - 4,032 \cdot \Delta I_\gamma - 15,865, \quad (7)$$

$$(R^2=0,760, \varepsilon=1,33),$$

$$K_n = 0,125 \cdot \Delta T - 3,473 \cdot \Delta I_\gamma + 3,542 \cdot \alpha_{ПС} - 15,749, \quad (8)$$

$$(R^2=0,841, \varepsilon=1,26).$$

Для оцінки пористості при низькій якості ПС можна використовувати результати досліджень методу природної радіоактивності (рівняння 7), а при високій якості результатів досліджень ПС та ГК доцільно використовувати комплексну багатомірну модель (рівняння 8).

У зв'язку з тим, що глибинність дослідження методом АК, в основному, не перевищує радіуса зони проникнення, різниця між значеннями ΔT в нафтонасичених і водонасичених колекторах незначна, тому поправка за нафтонасичення не вводилась. Для більш достовірного визначення пористості пластів-колекторів необхідно ретельно вивчити вплив нафтонасичення та газонасичення на ΔT .

Для вивчення багатомірних зв'язків коефіцієнта пористості з геофізичними параметрами використано результати досліджень порід-колекторів нафти і газу олігоценних відкладів родовищ південно-східної частини Передкарпатського прогину. Кореляційні зв'язки та залежності між колекторськими властивостями пластів та геофізичними параметрами вивчались як для нафтогазонасичених, так і для водонасичених пісковиків та алевролітів даних площ. За вихідні параметри взято: коефіцієнт пористості (K_n), глибина залягання ($\ln H$), відносна амплітуда ПС ($\alpha_{ПС}$), інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі (ΔT), подвійний різницевий параметр за ГК (ΔI_γ), подвійний різницевий параметр за НГК ($\Delta I_{\text{НГК}}$), уявний електричний опір ($\ln(\rho_{\text{н}}/\rho_{\text{в}})$).

Для розрахунку кореляційних рівнянь була підготовлена статистична вибірка, яка включала 84 пласти. Вони охарактеризовані середніми значеннями пористості, визначеної на керновому матеріалі та за даними ГДС. Ступінь винесення керна матеріалу склав 20%. Основні параметри вибірки пластів коливаються у наступних межах: $K_n^{\text{кern}} = 8,8 \div 24,5\%$; $\Delta T = 210 \div 330$ мкс/м; $\Delta I_\gamma = 0 \div 0,68$; $\alpha_{ПС} = 0 \div 1$; $\Delta I_{\text{НГК}} = 0,04 \div 0,7$; $\ln(\rho_{\text{н}}/\rho_{\text{в}}) = 4,06 \div 7,23$; $\ln H = 7,09 \div 7,51$.

Для вибірки було використано матеріали геофізичних досліджень високої якості. Менш якісні геофізичні матеріали у вибірку не включались. Геофізичні параметри пластів-колекторів прив'язувались до пористості, яка визначалась на керовому матеріалі.

Отримані багатомірні рівняння регресії характеризуються високими коефіцієнтами кореляційного відношення (R^2) – від 0,713 до 0,845. Середньоквадратичні похибки (ϵ) знаходяться в межах від 1,234 до 1,397. Наведені розраховані рівняння регресії встановлення коефіцієнта пористості для порід-колекторів даної вибірки:

$$K_n = 0,134 \cdot \Delta T - 17,899, \quad (9)$$

$$(R^2=0,713, \epsilon=1,397);$$

$$K_n = 0,138 \cdot \Delta T + 0,417 \cdot \ln \frac{\rho_n}{\rho_v} - 21,004, \quad (10)$$

$$(R^2=0,716, \epsilon=1,39),$$

$$K_n = 0,135 \cdot \Delta T + 0,540 \cdot \ln H - 21,992, \quad (11)$$

$$(R^2=0,714, \epsilon=1,393),$$

$$K_n = 0,135 \cdot \Delta T - 3,986 \cdot \Delta I_\gamma + 0,293 \cdot \ln \frac{\rho_n}{\rho_v} - 18,067, \quad (12)$$

$$(R^2=0,761, \epsilon=1,324),$$

$$K_n = 0,138 \cdot \Delta T + 0,056 \cdot \ln H + 0,412 \cdot \ln \frac{\rho_n}{\rho_v} - 21,389, \quad (13)$$

$$(R^2=0,716, \epsilon=1,381),$$

$$K_n = 0,135 \cdot \Delta T + 4,103 \cdot \ln H - 5,128 \cdot \Delta I_\gamma - 46,415, \quad (14)$$

$$(R^2=0,775, \epsilon=1,331),$$

$$K_n = 0,120 \cdot \Delta T - 0,975 \cdot \ln H + 5,062 \cdot \alpha_{ПС} - 8,734, \quad (15)$$

$$(R^2=0,831, \epsilon=1,285),$$

$$K_n = 0,123 \cdot \Delta T + 5,071 \cdot \alpha_{ПС} - 1,394 \cdot \ln H + 0,312 \cdot \ln \frac{\rho_n}{\rho_v} - 7,941, \quad (16)$$

$$(R^2=0,832, \epsilon=1,247),$$

$$K_n = 0,127 \cdot \Delta T - 3,496 \cdot \Delta I_\gamma + 3,509 \cdot \alpha_{ПС} + 0,205 \cdot \ln \frac{\rho_n}{\rho_v} - 17,313, \quad (17)$$

$$(R^2=0,844, \epsilon=1,245),$$

$$K_n = 0,134 \cdot \Delta T - 5,206 \cdot \Delta I_\gamma + 4,317 \cdot \ln H - 0,135 \cdot \ln \frac{\rho_n}{\rho_v} - 46,985, \quad (18)$$

$$(R^2=0,775, \epsilon=1,345),$$

$$K_n = 0,132 \cdot \Delta T + 5,848 \cdot \Delta I_{\text{НГК}} - 18,408, \quad (19)$$

$$(R^2=0,760, \epsilon=1,362),$$

$$K_n = 0,121 \cdot \Delta T + 4,614 \cdot \alpha_{ПС} + 3,033 \cdot \Delta I_{\text{НГК}} - 16,756, \quad (20)$$

$$(R^2=0,836, \epsilon=1,234),$$

$$K_n = 0,132 \cdot \Delta T - 3,559 \cdot \Delta I_\gamma + 1,181 \cdot \Delta I_{\text{НГК}} - 16,206, \quad (21)$$

$$(R^2=0,760, \epsilon=1,278),$$

$$K_n = 0,125 \cdot \Delta T - 3,431 \cdot \Delta I_\gamma + 3,549 \cdot \alpha_{ПС} + 0,084 \cdot \Delta I_{\text{НГК}} - 15,771, \quad (22)$$

$$(R^2=0,845, \epsilon=1,239),$$

де K_n – коефіцієнт пористості, %;
 H – глибина залягання, м;
 $\alpha_{ПС}$ – відносна амплітуда ПС;
 ΔT – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі, мкс/м;
 ΔI_γ – подвійний різницевий параметр за ГК;
 $\Delta I_{\text{НГК}}$ – подвійний різницевий параметр за НГК;
 $\rho_{\text{н}}$ – уявний електричний опір пласта, Ом·м;
 $\rho_{\text{в}}$ – уявний електричний опір пластів вод, Ом·м.

Великий інтерес для потреб експрес-аналізу мають параметри, визначені безпосередньо за діаграмами геофізичних досліджень

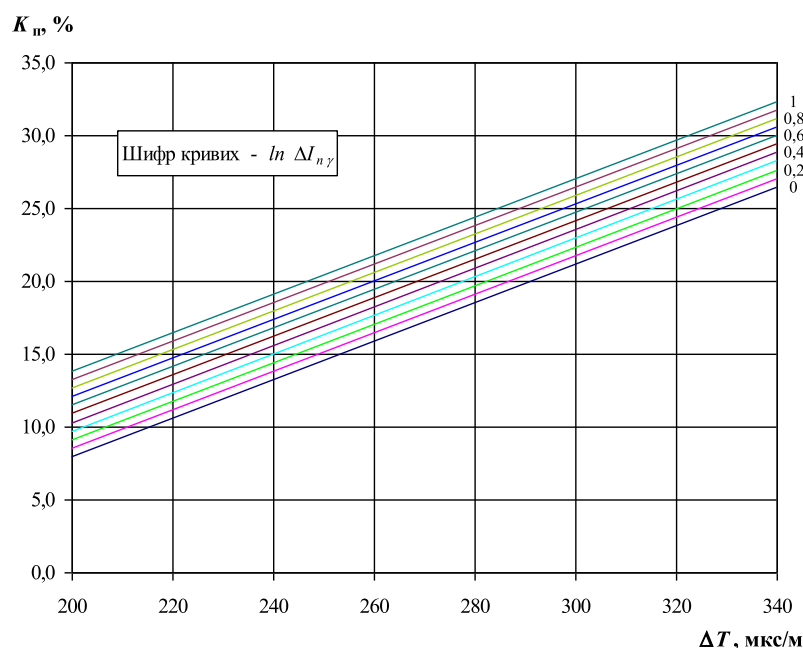


Рисунок 4 – Залежність встановлення коефіцієнта пористості за результатами досліджень акустичного каротажу та інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів

свердловин, такі як інтервальний час розповсюдження повздожньої хвилі – ΔT , відносна амплітуда ПС – $\alpha_{ПС}$, подвійний різницеви параметр за ГК – ΔL_{γ} , подвійний різницеви параметр за НГК – $\Delta L_{\text{НГК}}$ (рис. 2, 3, 4). Отримані багатомірні рівняння регресії з використанням даних параметрів можуть бути використані для інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин даного регіону. Порівняння розрахованих за наведеними статистичними рівняннями (6 – 22) коефіцієнтів пористості і $K_{\text{п}}^{\text{кern}}$, отриманих за результатами досліджень ядерного матеріалу, підтверджує дану можливість. Однак, необхідно відмітити, що для встановлення багатомірних рівнянь характерне збільшення коефіцієнтів кореляції та зменшення похибок оцінки $K_{\text{п}}$ у порівнянні з парними рівняннями. Цілком закономірно, що для збільшення достовірності оцінки $K_{\text{п}}$ за геофізичними дослідженнями свердловин необхідно використовувати у більшій кількості дані про колекторські властивості порід-колекторів, визначені на ядерному матеріалі, що підтверджується дослідженнями ряду науковців в інших нафтогазових районах України (Bezrodna, 2014, Kurovets, 2017, Vyzhva, 2021).

На рисунках 5 і 6 показано вплив відносно го опору та глибини залягання порід-колекторів на коефіцієнт пористості при його оцінці за результатами досліджень акустичного каротажу.

Для визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів даного геологічного розрізу найбільш прийнятними є рівняння 8, 18, 20 і 22.

Із аналізу кореляційних залежностей та інформативності геофізичних параметрів випливає, що колекторські властивості порід доцільно оцінювати за комплексом даних, включаючи: потенціали ПС; інтервальний час розповсюдження повздожньої хвилі; подвійний різницеви параметр за ГК; відносний опір, визначений одним із методів електричного каротажу, а також подвійний різницеви параметр за НГК.

Висновки

Отримані багатомірні зв'язки для визначення коефіцієнта пористості мають суттєву перевагу над звичайними двовимірними, оскільки вони дають більш високу точність визначення коефіцієнта пористості.

На основі проведеного математично-статистичного аналізу результатів геофізичних досліджень свердловин порід-колекторів нафтогазових родовищ південно-східної частини Передкарпатського прогину з метою оцінки коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу встановлено, що для підвищення інформативності даного методу необхідно залучати результати досліджень самочинної поляризації та природної радіоактивності, оскільки у більшості випадків має місце вплив глинистого матеріалу.

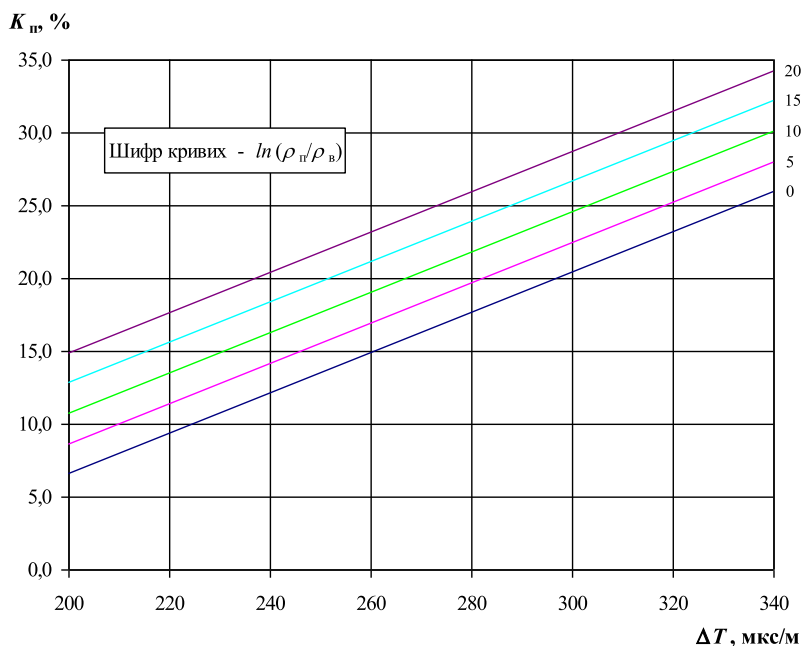


Рисунок 5 – Залежність встановлення коефіцієнта пористості за результатами досліджень акустичного каротажу та відносного опору

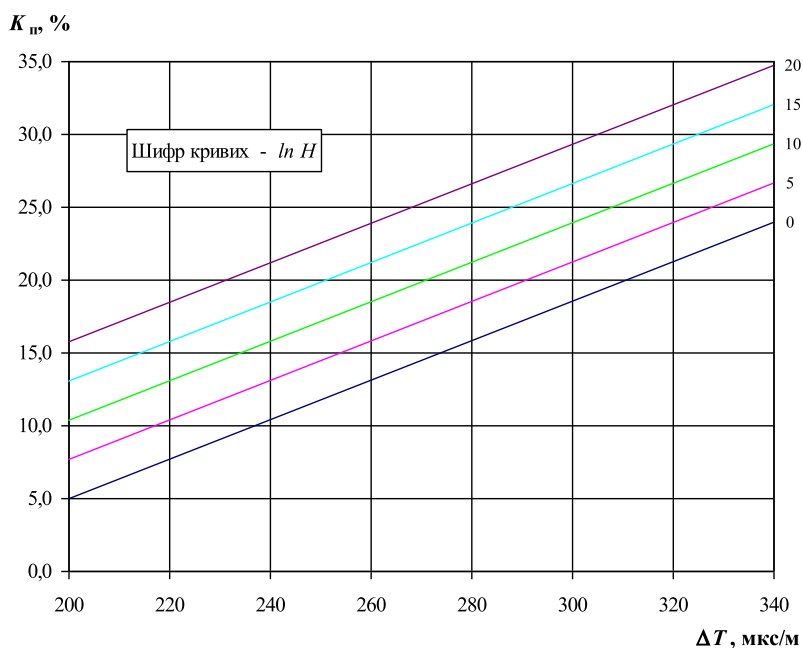


Рисунок 6 – Залежність встановлення коефіцієнта пористості за результатами досліджень акустичного каротажу та глибини залягання порід-колекторів

Враховуючи те, що на сьогодні ще одним із основних методів визначення коефіцієнта пористості є нейтронний гамма-каротаж (нейтрон-нейтронний каротаж), нами було побудовано комплексну петрофізичну модель оцінки K_p за результатами досліджень акустичного каротажу, нейтронного гамма-каротажу, природної радіоактивності та самочинної поляризації. Отримана багатовимірна петрофізична модель є найбільш інформативною при оцінці коефіці-

єнта пористості порід-колекторів даного регіону.

Отримані багатовимірні петрофізичні моделі можуть бути використані для визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів нафтогазових родовищ південно-східної частини Передкарпатського прогину за результатами комплексних геофізичних досліджень свердловин.

Література / References

1. Bezrodna I.M. Ocinka strukturі pustotnogo prostoru karbonatnih porid za rezultatami akustichnih doslidzhen v umovah zminnogo tisku. *Naukovij visnik Nacionalnogo girnichogo universitetu*. 2014. Vol. 3. P. 23-30. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvngu_2014_3_6.

2. Bezrodna I., Shinkarenko A. Ocinka strukturі pustotnogo prostoru nizkoporistih porid Zarichnoyi ploshi za rezultatami petrofizichnih ta geofizichnih doslidzhen. *Visnik Kiyivskogo nacionalnogo universitetu imeni Tarasa Shevchenka. Geologiya*. 2015. Vol. 2. P. 53-58. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/VKNU_geol_2015_2_10.

3. Bodnarenko M.S., Karmazenko V.V., Kashuba G.A., Kulik V.V. Opredelenie poristosti glinistyh porod v obsadzhennyh neftegazovyh skvazhinah s pomoshyu radioaktivnogo i akusticheskogo karotazha. *Geofizicheskij zhurnal*. 2010. Vol. 2(32). P. 110-120. URL: <http://dspace.nbuv.gov.ua/handle/123456789/95997>.

4. Bulakh O., Bezrodna I., Yemets V. Mathematical modelling of the Bashkir's and Serpukhiv's sandstones of the Yablunivske field based on petrophysical data. *16th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Monitoring 2022*. Vol. 1-5. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2022580234>.

5. Dakhnov V.N. Geofizicheskie metody opredeleniya kollektorskih svojstv i neftenasyshennosti porod. Moskva: Nedra, 1985.

6. Fedoryshyn D.D., Trubenko O.N., Dmytruk V.V., Fedoryshyn S.D., Humeniuk V.V. Peculiarities of geological structure of neogenic deposits of Haiv gas deposit and their influence on filtration capacity parameters. *20th International Conference Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects*, 2021. Vol. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521044>.

7. Femyak Y.M., Fedoriv V.V., Marynchak R.O. Petrophysical determination model of the collector points by the gamma-gamma-density results and gamma-spectrometric methods. *Conference Proceedings, Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects 2020*, Vol. 1-5. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2020geo085>

8. Ftemov Y.M., Fedoriv V.V., Maniuk V.M. Petrophysical models for estimating filtration-capacity parameters of complex reservoir rocks at Kachalivske oil and gas condensate field. *Conference Proceedings, Geoinformatics, May 2021*, Vol. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521017>.

9. Izotova T.S., Bondarenko O.V. Kompyuterna tehnologiya interpretaciyi danih GDS dlya tonko- i mikrosharuvatih rozriziv mio-cenu Peredkarpatskogo proginu. *Teoretichni ta prikladni problemi naftogazovoyi geofiziki*. 2001. P. 113-117.

10. Karpenko O.M., Ohar V.V., Karpenko I.O., Bezrodna I.M. Differentiation of Rudov Beds based on the statistical methods on geological and geophysical data. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu* this link is disabled. 2021. Vol. 1, P. 5-10. DOI: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-1/005>.

11. Kurovets I., Drygant D., Naumko I., Kurovets S., Koltun Y. Geological and physical-chemical characteristics of Lower Paleozoic deposits of Volhyno-Podillya, Western Ukraine. *Biuletyn - Panstwowego Instytutu Geologicznego* this link is disabled. 2012. Vol. 449. P. 119-130.

12. Kurovets I., Hrytsyk I., Ppykhodko O., Chepusenko P., Kucher Z., Mykhalchuk S., Melnychuk S., Lysak Y., Petelko L. Petrophysical models of deposit of the menilite suite of the Oligocene flysh of the Carpathians and Precarpathian deep. *Geology & Geochemistry of Combustible Minerals*. 2021. Vol. 3-4(185-186), P. 33-43. DOI: <https://doi.org/10.15407/ggcm2021.03-04.033>.

13. Kurovets I., Lysak Y., Chepusenko P., Mykhalchuk S., Kucher R-D. Geological-petrophysical characteristic of Silurian deposits of the Volyn-Podillya edge of the East-European platform. *Geology & Geochemistry of Combustible Minerals*. 2019. Vol. 4(181). P. 17-31. DOI: <https://doi.org/10.15407/ggcm2019.04.017>.

14. Kurovets I., Lysak Yu., Chepusenko P. Petrophysical characteristics of Silurian carbonate deposits of the Volyn-Podilsky plate. *Geology and geochemistry of combustible fossils*. 2017. Vol. 1-2. P. 79-80. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/giggk_2017_1-2_41.

15. Kurovets I., Shyra A., Shpot Y., Kurovets S., Kurovets V. Prediction of permeability using pore network models constructed from thin section image of reservoir rock sample. *Monitoring 2019 Conference - Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*, 2019. Vol. 1-5. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201903215>.

16. Latyshova M.G., Vendelshtejn B.Yu., Tuzov V.P. Obrabotka i interpretaciya materialov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Moskva: Nedra, 1990.

17. Lysak Yu., Shpot Yu., Shira A., Kucher Z., Kurovets I. Petrophysical models of terrigenous reservoirs of coal deposits of the central part of the Dnieper-Donets Basin. *Geology and geochemistry*

of combustible minerals. 2019. Vol. 1. P. 63-73. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/giggk_2019_1_7.

18. Oliinyk O.V., Antoniuk V.V., Bezrodna I.M., Rusachenko N.V. Estimation of the pore space structure of tight gas reservoirs of the Moscowian stage located in DDB Eastern part using a limited well logging dataset. *Geoinformatics 2020: XIXth International Conference "Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects"*, 2020. 18213. DOI: [10.3997/2214-4609.2020geo033](https://doi.org/10.3997/2214-4609.2020geo033).

19. Oliinyk O.V., Vyzhva S.A., Antoniuk V.V., Bezrodna I.M. Prognozuvannya filtracijno-yemnisnih vlastivostej i naftopromislovih charakteristik skladnopobudovanih karbonatnih kolektoriv (na prikladi Pivnichno-zahidnoyi chastini DDZ). *Rozvidka i rozrobka naftovih i gazovih rodovish*. 2020. Vol. 75(2). P. 78-87. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2\(75\)-78-87](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2(75)-78-87)

20. Riznychuk A.I., Femyak Ya.M., Fedoriv V.V., Charkovskiy V.M., Deineha R.O., Stetsiuk R.B. Technical and technological solutions to prevent destruction of the walls of directional wells in the mining and geological conditions of Ukrainian fields. *Conference Proceedings, 15th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*, 2021. Vol. 1-5. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215K2041>.

21. Trubenko O.N., Fedoryshyn D.D., Fedoryshyn S.D., Bezanyuk Y.V., Trubenko A.O. Comparative analysis of methods for determination of poristic coefficients of complex constructed collectors (on the example of Khidnovytsk deposit). *XIV International Scientific Conference on Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*. 2020. Vol. 1-5. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202056047>.

22. Vyzhva S., Bezrodna I., Petrokushyn O., Onushchuk I. Petrophysic studies in atmospheric and reservoir conditions as necessary construction for monitoring trends of changes of physical properties of reservoir rocks. *11th International Scientific Conference on Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment. 11-14 October 2017*. Vol. 1-5. DOI: [10.3997/2214-4609.201800100](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800100).

23. Vyzhva S., Onyshchuk V., Onyshchuk I., Reva M., Shabatura O. Petrophysical properties of consolidated terrigenous rocks of Cambrian period of the southern slope of the Lviv Paleozoic trough. *16th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Monitoring*. 2022. Vol. 1-5. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2022580257>.

24. Vyzhva S., Onyshchuk V., Onyshchuk I., Reva M., Shabatura O. Petrophysical properties of the Lower Permian limestones of the Glinsko-Solokhivsky gas- and oil-bearing region of the Dnieper-Donets depression (Ddd). *15th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Monitoring*. 2021. Vol. 1-5. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215K2066>.

25. Willie M.R.J., Gregory A.R., Gardner L.W. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*. 1956. Vol. 21(1). P. 41-70. DOI: <https://doi.org/10.1190/1.1438217>.