



Геологія, розвідка та геофізика нафтових і газових родовищ

Прийнято 26.04.2025. Прорецензовано 03.10.2025. Опубліковано 26.12.2025.

УДК 550.832

DOI: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-13-23

ОЦІНКА НЕОДНОРІДНОСТІ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ ЗА КАРОТАЖНИМИ КРИВИМИ

Федак І. О. *

Аспірант

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

<https://orcid.org/0009-0002-6168-2730>

e-mail: ivan.fedak-a10324@nung.edu.ua

Усков В. А.

Аспірант

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

<https://orcid.org/0009-0008-2018-0009>

e-mail: vitalii.uskov-a103-23@nung.edu.ua

Анотація. Кожен окремий продуктивний горизонт, що є предметом дослідження геологів і геофізиків, фактично формувався в унікальних умовах. Звичайно, різні типів фацій гірських порід можна групувати за обстановкою нагромадження осадів (континентальною, дельтовою чи прибережно-морською), за діагностичними ознаками згаданих типів, палеогідродинічними умовами седиментації тощо. І такі групи будуть володіти певними спільними геологічними та геофізичними характеристиками. Але, усе ж, це будуть узагальнені характеристики, які описують пласт-колектор загалом, не акцентуючи уваги на деталях його геологічної будови. Зокрема таких неоднорідностей, як наявність у розрізі високопроникних прошарків, мінливість фільтраційних характеристик вздовж розкритого свердловиною продуктивного інтервалу, наявність нерівномірності розподілу тріщинуватості чи каверн, характер цементуючого матеріалу тощо. Під час розробки покладів нафти і газу саме такі особливості геологічної будови пластів-колекторів мають визначальний вплив на ефективність вилучення вуглеводнів, призводячи часто до випереджуючого обводнення чи утворення конусів обводнення. На сучасному етапі проекти розробки нафтогазових родовищ ведуть із обов'язковим використанням цифрових геологічних моделей. Високий рівень достовірності моделей забезпечують високим ступенем деталізації геологічного розрізу пластів-колекторів. Для цього використовують комплекс геолого-геофізичних і промислових даних: результати лабораторних досліджень керну, геофізичні дослідження свердловин, дані пробної і дослідної експлуатації та сучасні математичні і статистичні методи обробки. Часто в такому комплексі з об'єктивних причин бракує або достатньої кількості кернового матеріалу, або даних початкових стадій розробки пласта. Тому, самими доступними залишаються каротажні криві, які, на нашу

Запропоноване посилання: Федак, І. О. & Усков, В. А. (2025). Оцінка неоднорідності пластів-колекторів за каротажними кривими. Нафтогазова енергетика, 2(44), 13-23. doi: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-13-23.

* Відповідальний автор



Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

думку, мають широкі можливості оцінки неоднорідностей пластів-колекторів, і не усі з них науковці розкрили. У цій праці автори пропонують змінити підхід до використання формули Арчі-Дахнова, виразивши її через структурний коефіцієнт, і для розрахунків скористатись результатами геофізичних досліджень свердловин, отриманими у процесі поточної інтерпретації. Розраховані поточно структурні коефіцієнти дають змогу детально оцінити ступінь неоднорідності розкритого свердловиною продуктивного інтервалу пласта-колектора та спрогнозувати динаміку руху флюїдів у різних його частинах.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин; детальний геологічний розріз; формула Арчі-Дахнова; структурний коефіцієнт.

Вступ

Стабільний попит на вуглеводневу сировину у світі сприяє інтенсивній розробці покладів нафти і газу. Об'єми розвіданих запасів вуглеводнів вичерпні, тому гостро стоїть проблема підвищення нафтогазовилучення з розкритих продуктивних горизонтів. Істотну увагу також приділяють фінансовій складовій цього процесу. У зв'язку з такими обставинами нафтові промисли тісно співпрацюють з науковцями, які розробляють новітні підходи у даній галузі, забезпечуючи інноваційні інженерні рішення для розв'язання як економічної так і екологічної складової існуючої проблеми.

Один з основних напрямів наукових досліджень, які покликані підвищувати ефективність проєктів розробки нафтогазових родовищ – це удосконалення методик створення цифрових динамічних геологічних моделей розвіданих покладів нафти і газу, зокрема таких їх складових елементів, як ємнісні, фільтраційні, флюїдальні моделі пластів-колекторів. Важливим аспектом таких моделей, що істотно підвищує їх достовірність, є ступінь деталізації. Точність моделей забезпечують дослідження кернавого матеріалу, результати експлуатації продуктивних інтервалів. Але основою створення згаданих моделей та їх деталізації є, звичайно, результати геофізичних досліджень, особливо каротажні криві, записані у свердловинах.

Традиційним підходом до інтерпретації результатів геофізичних свердловин сьогодні є використання поточної інтерпретації. Але, як показує практика, такий підхід не є ідеальним і потребує удосконалення. Тому поставлена у даній роботі проблема є гострою та актуальною. Зокрема, кількісна детальна оцінка неоднорідності продуктивних пластів-колекторів дасть змогу підвищити достовірність і ефективність цифрових геологічних моделей нафтогазових родовищ та уникнути похибок під час створення проєктів розробки.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Фундаментом сучасних методів інтерпретації каротажних даних є результати класичних досліджень, таких вчених, як Г. Норман, Д. Арчі, Л. Портер, Г. Долль, В. М. Дахнов та С. Г. Комаров. Ці вчені розробили методики та інструменти, що дозволяють детально аналізувати неоднорідність пластів-колекторів, покращуючи точність оцінки їхніх властивостей та підвищуючи ефективність видобутку вуглеводнів. Їхні дослідження зосереджувалися на розробці методик оцінки діаметру зони проникнення фільтрату та питомого електричного опору пластів, що є основою для сучасних моделей аналізу неоднорідності колекторів. Зокрема, Гаскелл Норман (Haskell Norman) та В.М. Дахнов розробили методи інтерпретації даних електричного каротажу, що дозволяють детально аналізувати неоднорідність пластів та визначати їхні фільтраційно-ємнісні властивості. Їх роботи стали основою для сучасних підходів до оцінки пластів-колекторів. Джордж Арчі (George Archie) відомий своєю формулою Арчі, яка встановлює зв'язок між електричними властивостями гірських порід та їхньою пористістю і насиченням. Ця формула є фундаментальною при інтерпретації даних електричного каротажу та оцінці неоднорідності пластів. Ллойд Портер (Lloyd Porter) та С. Г. Комаров розробили методики аналізу даних нейтронного та гамма-каротажу, що дозволяють оцінювати пористість та глинистість пластів, а також їхню неоднорідність. Роберт Крейг (Robert R. Craig) та Гленн Долль (Glen Doll) працювали над вдосконаленням методів інтерпретації даних індукційного каротажу, що сприяло більш точному визначенню електричних властивостей пластів та їхньої неоднорідності.

У сучасних дослідженнях неоднорідності пластів-колекторів за каротажними кривими значну увагу приділяють вдосконаленню методів інтерпретації геофізичних даних для підвищення точності оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей порід.

У 2020 році дослідники з Техаського університету А&М, зокрема Дж. Сміт та Л. Джонсон, запропонували новий підхід до інтерпретації каротажних даних, використовуючи алгоритми глибокого навчання. Їхня методика дозволяє автоматично ідентифікувати та класифікувати неоднорідності в пластах-колекторах з високою точністю [1].

Одним із важливих напрямків є дослідження формування зони проникнення фільтрату промивальних рідин у пластах-колекторах. У дисертаційній роботі В. В. Соболя розглянуто особливості формування цієї зони за даними геофізичних досліджень свердловин та запропоновано вдосконалені технології збільшення припливу вуглеводнів. Автор розробив нову детерміністсько-статистичну модель оцінки коефіцієнта проникності, яка враховує глинистість порід та дозволяє зменшити похибки при інтерпретації даних каротажу [2, 3].

Дослідження, проведені Д. Д. Федоришиним та співавторами, зосереджені на вдосконаленні методів оцінки неоднорідності пластів. Зокрема, вони проаналізували геологічні чинники, що впливають на колекторські властивості неогенових відкладів, та динаміку зміни коефіцієнта газовилучення. Автори дослідили вплив тонкошаруватості та ритмічної будови пластів на результати геофізичних досліджень та запропонували враховувати параметр адсорбційного водонасичення при оцінці фільтраційно-ємнісних властивостей порід [4].

У 2023 році дослідники з Університету Каліфорнії в Берклі, під керівництвом С. Мартінеса, представили гібридну модель, що поєднує фізичне моделювання та машинне навчання для прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей неоднорідних пластів-колекторів [5].

Вагомий внесок у розвиток даного напрямку досліджень зробили науковці ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Зокрема, В. Ю. Ємець, І. М. Безродна запропонували комплексувати методики Вінланда і структуригеометрії пустот (СГП), що дало змогу згенерувати кореляційний зв'язок між ефективним розміром пустот, коефіцієнтом абсолютної проникності і коефіцієнтом пористості для досліджуваних пластів-колекторів [6].

О. М. Карпенко з групою науковців дослідили вплив тонкошаруватості геологічних розрізів покладів вуглеводнів на ефективність електричних методів дослідження свердловин і довели, що тільки інтеграція різних методів електрометрії свердловин, використання нових

підходів до інтерпретації даних каротажу дозволяє підвищити ефективність виділення промислових продуктивних інтервалів. Статистичний підхід до створення нових синтетичних параметрів дозволяє формувати контрастні аномалії перед газо- чи нафтонасиченими пластами [7].

Таким чином, сучасні дослідження (як вітчизняні, так і закордонні) спрямовані на вдосконалення методів інтерпретації каротажних кривих для точнішої оцінки неоднорідності пластів-колекторів. Особлива увага приділяється розробці нових моделей та методик, що враховують геологічні та петрофізичні особливості порід, а також використанню сучасних технологій та математичного моделювання для підвищення ефективності видобутку вуглеводнів.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Існує цілий ряд чинників, які є причиною мінливості геологічних характеристик гірських порід: глинистість, карбонатність, розмір і форма зерен, мінеральний склад, ступінь метаморфізації, тріщинуватість, кавернозність, умови формування фацій тощо. Основна причина вивчення неоднорідності гірських порід – це її вплив на ємнісні і фільтраційні властивості пластів-колекторів, ш, відповідно, на ефективність процесу розробки.

Існує багато досліджень впливу глинистості на геологічні та геофізичні характеристики гірських порід. Не існує універсального методу чи способу оцінки впливу глинистості на фільтраційно-ємнісні характеристики пласта-колектора, оскільки: глинистість може бути як розсіяна, так і шарувата, що чинить істотно різний вплив на фільтраційні властивості гірських порід, але не чітко відображається на геофізичних кривих; глини мають різний мінеральний склад, що впливає на кількість зв'язаної води у породі, а отже, на електричні, радіоактивні та нейтронні характеристики, але геофізичними методами важко відрізнити зв'язану воду від вільної води.

Карбонатність гірських порід значною мірою визначає їхні фільтраційно-ємнісні властивості. Висока неоднорідність карбонатних колекторів, варіативність порового простору (тріщини, каверни, міжгранулярні пори) та процеси вторинних змін (доломітизація, карстування, цементация) можуть як покращувати, так і погіршувати кондиційні характеристики. Тому для ефективного освоєння родовищ критично важливою є комплексна оцінка карбона-

тності з використанням геофізичних досліджень свердловин та петрофізичних методів. Самостійно геофізичні методи не дають змоги провести достовірну оцінку згаданих вище неоднорідностей. Саме з цієї причини карбонатні колектори відносять до категорії складнобудованих пластів-колекторів.

Структура порового простору гірської породи, а отже її проникність, істотно залежать від розміру, відсортованості та форми зерен мінерального скелету. Оптимальними для високої проникності є добре відсортовані, округлі, середньозернисті пісковики, тоді як дрібнозернисті, погано відсортовані або з великою кількістю кутуватих зерен породи характеризуються нижчою проникністю. Тільки ядерно-магнітний каротаж дає змогу оцінити структуру порового простору пласта-колектора безпосередньо. Але метод цей використовують дуже рідко через дороговартісну апаратуру та технологічні обмеження для ефективного використання. Є спроби опосередкованої оцінки структури порового простору пластів-колекторів за комплексом методів ГК-НГК (гамма- і нейтронного гамма-каротажу) [8], але запропонований у цій праці спосіб стосується тільки виявлення мікротріщинуватості карбонатного цементу. У праці [9] запропонований спосіб визначення абсолютної проникності пластів-колекторів за її відносною зміною у сусідніх свердловинах має обмеження, які пов'язані з можливістю використання даної методики тільки для однотипних пластів-колекторів.

У процесі дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей пластів-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин виникають істотні похибки у випадку поліміктових мінеральних скелетів, точно оцінити які можна тільки із застосуванням спектральних методів, які не входять у типовий комплекс ГДС.

Сучасне геологічне моделювання неможливе без встановлення фаціальної природи геологічних тіл, в тому числі із використанням каротажних кривих. Але такі дослідження дають змогу за гідродинамічними умовами формування фацій тільки прогнозувати інтегральні фільтраційно-ємнісні властивості пластів-колекторів, але не дають змоги провести диференціацію літологічних неоднорідностей в об'ємі геологічного тіла.

Мета та завдання досліджень

Дана робота має за мету удосконалення методики деталізованої оцінки неоднорідності

пластів-колекторів, геологічні розрізи яких розкривають свердловини, за даними геофізичних досліджень. Для досягнення поставленої у роботі мети необхідно вирішити ряд завдань:

- проаналізувати відображення мінливості фізичних характеристик геологічного розрізу пласта-колектора у геофізичних полях;
- оцінити можливості геофізичних методів дослідження свердловин для вирішення задачі диференціації розрізів пластів-колекторів за ступенем неоднорідності;
- запропонувати параметр кількісної оцінки літологічної неоднорідності розрізу пласта-колектора з можливістю його використання під час створення геологічних моделей продуктивних покладів нафти і газу;
- обґрунтувати ефективність використання запропонованого параметру під час застосування його у геологічному моделюванні і проектуванні розробки продуктивних пластів-колекторів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

У даній роботі автори обґрунтовують методику кількісної диференціації неоднорідності геологічного розрізу продуктивного інтервалу свердловини з використанням результатів геофізичних досліджень свердловин.

В основі даного способу кількісної детальної оцінки неоднорідності пластів-колекторів за каротажними кривими лежить загальновідома та широко вживана формула Арчі-Дахнова, яка описує зв'язок питомого електричного опору водоносної гірської породи з її пористістю і ступенем цементації мінерального скелету – так званим структурним коефіцієнтом:

$$\rho_{\text{вп}} = \frac{a \cdot \rho_{\text{в}}}{K_n m}, \quad (1)$$

де $\rho_{\text{вп}}$ – питомий електричний опір водонасиченого пласта-колектора, Омм;

$\rho_{\text{в}}$ – питомий електричний опір води, яка насичує пласт-колектор, Омм;

a – емпіричний коефіцієнт (коливається у межах від 0,5 до 1, 0);

K_n – коефіцієнт пористості пласта-колектора, частки одиниці;

m – структурний коефіцієнт, що визначає зцементованість породи (коливається у межах від 1,3 до 3,0).

Але в такому вигляді формула для продуктивного пласта не працює. Для розрахунку пористості продуктивного пласта-колектора за його питомим електричним опором можна скористатись результатами мікробокового ка-

ротажу (МБК), який має малий радіус дослідження, і його покази визначаються здебільшого питомим електричним опором промітої зони ρ_{nn} . В даному випадку формула набуває наступного вигляду:

$$\rho_{пп} = \frac{a \cdot \rho_{\phi}}{K_n m}, \quad (2)$$

де ρ_{nn} – питомий електричний опір промітої зони пласта-колектора, Омм;

ρ_{ϕ} – питомий електричний опір фільтрату промивальної рідини, яка насичує промиту зону пласта-колектора, Омм;

a – емпіричний коефіцієнт (коливається у межах від 0,5 до 1, 0);

K_n – коефіцієнт пористості пласта-колектора, частки одиниці;

m – структурний коефіцієнт, що визначає зцементованість породи (коливається у межах від 1,3 до 3,0).

Структурний коефіцієнт m у цій формулі визначає, як пористість пласта впливає на його електричний опір. Він характеризує структурні особливості порового простору, включаючи форму пор, ступінь цементації зерен, ступінь з'єднання пор тощо. Тобто, у нашому випадку, виступає кількісним параметром оцінки літологічної неоднорідності пласта-колектора. Виразимо згадану вище формулу через m :

$$m = \frac{\ln(\rho_{\phi}) + \ln(a) - \ln(\rho_{пп})}{\ln(K_n)}, \quad (3)$$

де m – структурний коефіцієнт, кількісний параметр оцінки літологічної неоднорідності пласта-колектора;

ρ_{nn} – питомий електричний опір промітої зони пласта-колектора, Омм;

ρ_{ϕ} – питомий електричний опір фільтрату промивальної рідини, яка насичує промиту зону пласта-колектора, Омм;

a – емпіричний коефіцієнт (коливається у межах від 0,5 до 1, 0);

K_n – коефіцієнт пористості пласта-колектора, долі одиниці.

Подальші розрахунки з використанням цієї формули велись за даними геолого-геофізичних досліджень Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР), яке знаходиться в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), в межах Центрального грабену, в області переходу від його приосьової частини до південної прибортової зони.

На цьому родовищі за керном, промислово-геофізичними дослідженнями і даними розробки виділяють чотири нафтоносних горизонти: Π_{1+2} і Π_3 – в нижньопермських відкладах;

К-1 і К-2 – у верхньокам'яновугільних відкладах. З метою вивчення геологічної будови родовища, а також колекторських властивостей порід продуктивних горизонтів нижньої пермі і верхнього карбону у всіх розвідувальних і в деяких експлуатаційних свердловинах проводили поінтервальний відбір керну.

Нафтоносність розрізу родовища пов'язана з нижньопермськими і верхньокам'яновугільними відкладами, які літологічно виражені чергуванням пісковиків, алевролітів і глин. Значно рідше зустрічаються дрібногалькові і гравійні конгломерати. Для демонстрування роботи структурного коефіцієнту m нами проведено відповідні дослідження на прикладі горизонту Π_3 і горизонту К-1, які мають різницю у геологічній будові та дають різні результати.

Визначення ступеня неоднорідності продуктивних горизонтів на Гнідинцівському НГКР, яке проводили з використанням методів свердловинної геофізики, засновано на результатах петрофізичних досліджень. Основним завданням таких досліджень було вивчення впливу речовинного складу і структури гірських порід, які вміщують нафту і газ, на їх колекторські властивості і повноту вилучення вуглеводнів.

У свердловинах, які бурились на нижньопермські та верхньокам'яновугільні відклади, коефіцієнт пористості визначали як за акустичним каротажем, так і за відносною амплітудою $\alpha_{ПС}$ та подвійним різницеvim параметром ΔI_{γ} .

Акустичний каротаж (АК), який є основним методом для визначення пористості колекторів, виконувався приладами СПАК-6, СПАК-8, АКВ-1 зондами I_2 0,4 I_1 1,2 П. Одночасно реєструвались: інтервальний час (крива ΔT), час розповсюдження пружних хвиль (криві T_1 і T_2), амплітуди пружних хвиль (криві A_1 і A_2). Масштаб запису АК – 20 мкс/м/см; швидкість реєстрації 1000 м/год. Результати вимірювання використовували для літологічного розчленування розрізу і визначення коефіцієнта пористості.

Радіоактивний каротаж (РК) записували свердловинними приладами ДРСТ-3, СРК, СРК-1. Для дослідження використовували полонієво-берилієві джерела потужністю від $0,52 \cdot 10^7$ до $1,2 \cdot 10^7$ нейтронів за 1 с з довжиною зонда 60 см. Масштаб реєстрації запису кривої НГК-0,1;0,2 ум.од/см, або імп/хв./см, а ГК -2 мкР/г. Швидкість реєстрації кривих РК складала 600-800 м/год. Матеріали РК використовували

вали для літологічного розчленування розрізу свердловин, їх кореляції, виділення пластів-колекторів, визначення коефіцієнтів глинистості, пористості і насичення пластів-колекторів.

Реєстрацію кривих потенціалів самочинної поляризації (ПС) проводили приладами К-3, апаратурою АБКТ. Масштаб кривих ПС – 12,5 мВ/см. Швидкість запису складала до 2000 м/год.

Кількісне визначення колекторських властивостей, з точки зору теорії інтерпретації, це задача багатозначна, і тому використовують комплексну інтерпретацію. Так, при визначенні пористості за АК в рівняння середнього часу вводили поправки з урахуванням глинистості за даними інших методів. Методами математичної статистики проведено кількісну оцінку впливу літолого-петрографічних особливостей і низки інших чинників, виявлено загальні тенденції їх співвідношень. Загалом ступінь впливу різних чинників на характер зв'язків геофізичних параметрів з колекторськими властивостями залежить від особливостей порід і фізико-літологічних умов конкретного регіону. Закономірність зміни зв'язку $\Delta T = f(K_n)$ для теригенних порід кам'яновугільних відкладів північно-західної частини ДДЗ представлена багатомірними статистичними рівняннями, які відображують аналітичні моделі колекторів [10]:

$$K_n = -72,29 + 0,172 \times \Delta T + 4,72 \times \ln(H) + 9,988 \times \alpha_{ПС}, \quad (r=0,912) \quad (4)$$

$$K_n = -66,11 + 0,1924 \times \Delta T + 4,54 \times \ln(H) - 11,3 \times \Delta I_\gamma, \quad (r=0,903) \quad (5)$$

де K_n – коефіцієнт пористості пласта-колектора, частки одиниці;

ΔT – інтервальний час пробігу акустичної хвилі гірською породою, мкс/м;

H – глибина пласта, м;

$\alpha_{ПС}$ – відносна амплітуда ПС, частки одиниці;

ΔI_γ – подвійний різницеви параметр ГК, частки одиниці.

Додавання до ΔT аргументів $\alpha_{ПС}$, ΔI_γ і глибини H , які корелюються з K_n , суттєво зменшує похибку і збільшує коефіцієнт кореляції.

Збільшення точності оцінки K_n за багатомірними статистичними залежностями досягають опосередкованим врахуванням петрофізичних особливостей гірських порід. Останні показують певний вплив на геофізичні параметри, які є аргументами рівнянь. Пористість є одним із важливіших чинників, які впливають на ΔT . Зв'язок цих параметрів ускладнений

впливом глинистості і структурних особливостей гірських порід. У свою чергу, вміст глинистого матеріалу є основним чинником, який визначає значення параметрів $\alpha_{ПС}$, ΔI_γ . Структурні та інші петрофізичні особливості змінюються з глибиною H , що виражається у зменшенні ΔT з глибиною. Наявність тісних зв'язків, з однієї сторони, між K_n і ΔT , ΔT і H , а з іншої – між глинистістю та $\alpha_{ПС}$ і ΔI_γ , дає змогу враховувати вплив чинників, які спотворюють багатомірні зв'язки. Багатомірні моделі мають певний фізичний зміст і добре узгоджуються з апіорними уявленнями про зв'язок пористості з геофізичними параметрами.

Величини питомих електричних опорів промитих зон пластів-колекторів $\rho_{mn}^{МБК}$, для розрахунку структурних коефіцієнтів за формулою (3) визначали за результатами інтерпретації мікробокового каротажу (МБК). На Гнідинцівському НГКР метод входить до обов'язкового комплексу геофізичних досліджень свердловин. МБК виконаний у лінійному і логарифмічному масштабах приладами МБКУ-2, АГАТ зі швидкістю запису до 1000 м/год. На родовищі метод використовували для уточнення літологічного складу порід, визначення потужності пластів і підрахункових параметрів у комплексі з іншими методами.

Розкриття продуктивних горизонтів для пермських і верхньокам'яновугільних відкладів проводили з використанням глинистих розчинів на водяній основі густиною 1180 – 1220 кг/м³. Питомий електричний опір глинистих розчинів при пластових умовах змінювався у відкладах пермської і верхньокам'яновугільної систем в межах 0,09-2,2 Ом. Розрахунок питомого опору фільтрату промивальної рідини проводили за стандартною методикою, відштовхуючись від питомого електричного опору глинистої промивальної рідини з урахуванням глибини пласта та його температури.

Результати проведених розрахунків коефіцієнтів пористості K_n та структурних коефіцієнтів m на основі поточної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловини Гнідинцівського НГКР лягли в основу прогностичної моделі неоднорідності геологічного розрізу горизонтів Π_3 та К-1. Приклад можливостей використання параметру кількісної оцінки неоднорідності геологічного розрізу пласта-колектора для ефективного проектування процесу розробки та прогнозування можливості випереджуючого обводнення, демонструє відповідна прогностична модель розкритого свердловиною №173 інтервалу горизонту Π_3 (рис.1).

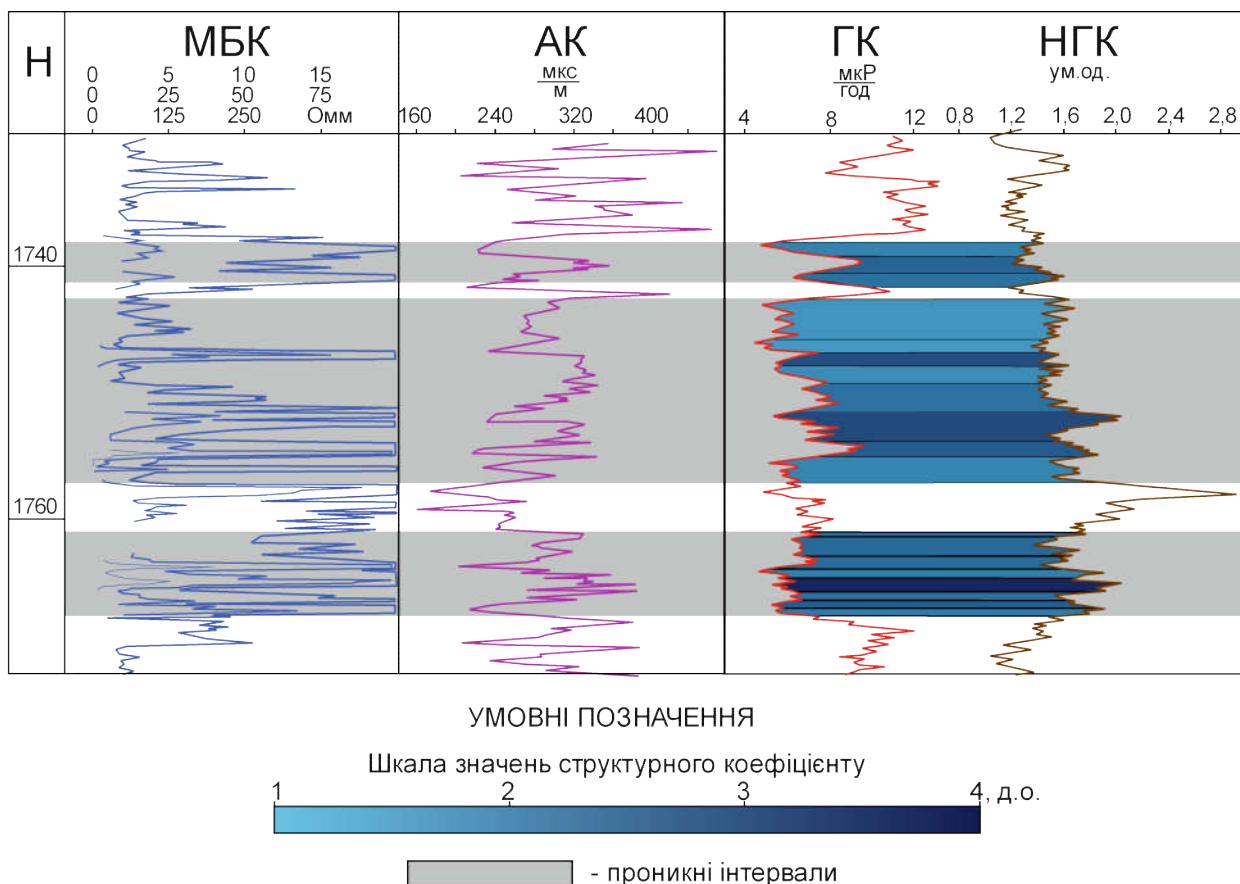


Рисунок 1 – Прогнозна модель структурної неоднорідності геологічного розрізу інтервалу продуктивного горизонту P_3 нижньопермських відкладів Гнідинцівського НГКР, розкритого св. №173

Горизонт P_3 є основним нафтоносним горизонтом досліджуваного родовища. Він залягає нижче горизонту P_{1+2} і відділений від нього глинистою перемичкою товщиною від кількох десятків сантиметрів до 10 м. Складений переважно пісковиками, серед яких зустрічаються прошарки, лінзи алевролітів і глин.

Пісковики різнозернисті: від дрібно- до крупнозернистих, з включеннями гравійних зерен і дрібних гальок кварцу і кварцитів, іноді гравійні, зустрічаються також алеврити і алевритові різновиди. Цемент глинистий і глинисто-карбонатний. Загальна карбонатність пісковиків в основному коливається від 0,5 % до 25,0 %. Загальна глинистість пісковиків змінюється від декількох процентів до 50,0 ÷ 60,0 %.

В нижній частині розрізу горизонту серед пісковиків є прошарки і лінзи дрібногравійних конгломератів, заповнюючою речовиною є піщаний матеріал, зцементований глинисто-вапняковим або вапняковим цементом базальтового типу. Алевроліти залягають серед пісковиків і глин у вигляді прошарків і лінз. Глини аргілітоподібні, щільні, піщаністі і алевритисті, слабо вапнякові і вапнисті, які ділянка-

ми чергуються з алевролітами і тонкими прошарками пісковиків [10].

Аналіз розподілу величини структурного коефіцієнту, а відповідно фільтраційно-ємнісних характеристик даного інтервалу, вздовж розрізу свердловини корелюється і з його описом за даними дослідження та опису керну, і з показами комплексу геофізичних методів, що підтверджує достовірність представленної прогновної моделі та ефективність запропонованого підходу до диференціації неоднорідності розрізу.

На відміну від прогновної моделі неоднорідності горизонту P_3 , прогнозна модель неоднорідності горизонту К-1 (рис.2), за результатами опису керну і показів комплексу методів геофізичних досліджень свердловини, не підтвердилась. І для цього є об'єктивні причини.

Продуктивний горизонт К-1 залягає у верхній частині розрізу відкладів карбону, який відокремлений від нижньопермського продуктивного горизонту P_3 глинистою перетинкою товщиною 8÷24 м. Горизонт складений переважно пісковиками, яким підпорядковані прошарки алевролітів і аргілітоподібних глин.

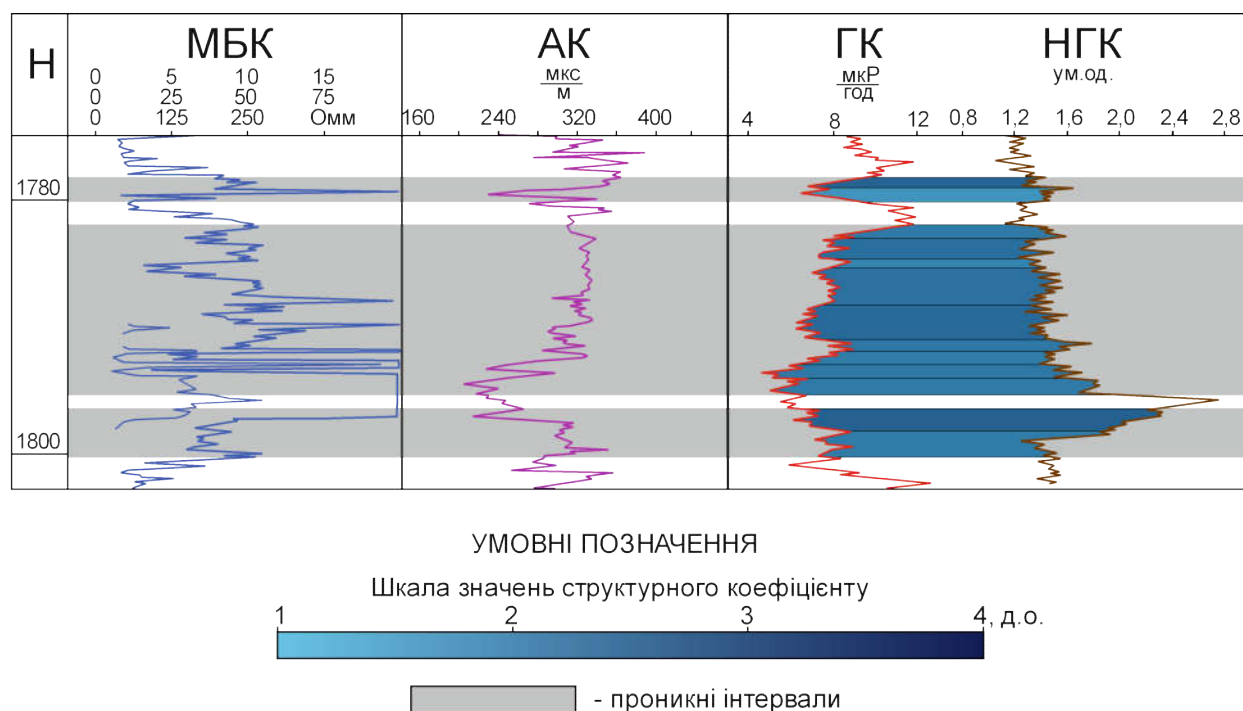


Рисунок 2 – Прогнозна модель структурної неоднорідності геологічного розрізу інтервалу продуктивного горизонту К-1 верхньокам'яновугільних відкладів Гнідинцівського НГКР, розкритого св. №173

Пісковики різнозернисті: від дрібно- до крупнозернистих, інколи гравійні, місцями алевритисті, пухкі, слабо- і середньо зцементовані, іноді сильно піритизовані. Цемент переважно глинистий, залізисто-глинистий. Загальна карбонатність коливається у межах від 1% до 8% і дуже рідко досягає 35%. Місцями крупнозернисті пісковики переходять у дрібногравійні конгломерати.

Алевроліти глинисті і піщанисті, слюди-сті, слабо вапнякові, іноді з тонкими прошарками глин. Цемент глинистий і карбонатно-глинистий. Глини аргілітоподібні, алевритисті, слабо вапнякові, з тонкими прошарками алевролітів і великим скупченням піриту [10]. Саме наявність піриту у мінеральному скелеті гірських порід даного горизонту призводить до нетипової для пластів пісковиків електричної характеристики.

В осадових породах пірит утворюється в закритих морських басейнах, що вказує на морські умови формування горизонту К-1. Окрім цього, підтвердженням гіпотези морських умов формування даного горизонту є наявність у пісковиках невеликої кількості вапняків. Вапняковий цемент утворюється в результаті діагенетичних процесів у пористих пісковиках. Іонний склад порової води (збагаченої кальцієм) забезпечує осідання кальциту на поверхні зерен піску, з'єднуючи їх між собою.

Найчастіше формування таких пісковиків відбувається в морському чи прибережному середовищі з достатньою кількістю вапнякових розчинів. Сприятливі температури та тиск у шарах осадових порід сприяють випаданню кальциту в осад.

Наявність піриту призводить до спотворення показів МБК, який використовуємо для розрахунку структурного коефіцієнту та подальшого створення прогновної моделі структурної неоднорідності геологічного розрізу інтервалу продуктивного горизонту К-1.

Аналіз структурної неоднорідності геологічного розрізу інтервалу продуктивного горизонту К-1 показує, що інколи ділянки розрізу з однаковою величиною структурного коефіцієнту погано корелюються з питомими електричними опорами, величинами інтервального часу пробігу акустичної хвилі гірською породою, природною радіоактивністю та нейтронними властивостями, що спричинено наявністю нерівномірно розподіленого по розрізу піриту. Тому, наявність чинників, які призводять до нетипової геофізичної характеристики гірської породи, створюють обмеження для застосування запропонованого у роботі підходу до диференціації розрізу пластів-колекторів за ступенем неоднорідності.

Висновки

Наявність низько- і високопроникних прошарків у пластах-колекторах, мінливості фільтраційно-ємнісних властивостей вздовж розрізу проникних інтервалів та інших структурних неоднорідностей значно ускладнює проектування вилучення нафти з продуктивного горизонту. Детальне геологічне моделювання пластів-колекторів на нафтогазових родовищах дає змогу істотно підвищити ефективність роботи експлуатаційних свердловин. Запропонований у даній роботі підхід кількісної оцінки ступеня неоднорідності розрізу, розкритого свердловиною продуктивного інтервалу, дає змогу не тільки оцінити мінливість фільтраційно-ємнісних властивостей і створювати прогнозні моделі неоднорідності розрізів, але й використати кількісний параметр, розрахований на основі формули Арчі-Дахнова за

даними геофізичних досліджень для адаптації цифрової моделі розробки продуктивного горизонту. Порівняльний аналіз створених прогнозних моделей та результатів геолого-геофізичних досліджень структурної неоднорідності геологічного розрізу інтервалів продуктивних горизонтів П₃ та К-1 відкладів Гнідинцівського НГКР, з одного боку, підтвердив ефективність застосування запропонованого у роботі підходу, а, з іншого, вказав на можливі обмеження у його використанні.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел

1. Smith J. & Johnson L. Application of Deep Learning Techniques in Well Log Interpretation for Heterogeneity Detection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 184. P. 106514. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106514>
2. Карпенко О., Соболев В., МIRONЦОВ М., Карпенко І. Аналіз впливу геологічних чинників на глибину зони проникнення фільтрату при первинному розкритті гранулярних колекторів за даними ГДС. *Вісник Київського Національного Університету імені Тараса Шевченка*. Серія: Геологія. 2020. № 4(91). С. 16–21. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.91.02>
3. Соболев В., Карпенко О. Нова модель проникності теригенних гранулярних колекторів на прикладі турнейських відкладів Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського Національного Університету імені Тараса Шевченка*. Серія: Геологія. 2021. № 1(92). С. 61–66. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.92.09>
4. Федоришин Д. Д., Гаранін О. А., Федоришин С. Д., Потятинник Т. В. Геологічні чинники, які впливають на колекторські властивості гірських порід неогенових відкладів та динаміку зміни коефіцієнта газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 1. С. 51–58.
5. Martinez S. [та ін.]. Hybrid Modeling Approach Combining Physics-Based Simulations and Machine Learning for Reservoir Property Prediction. *SPE Journal*. 2023. Vol. 28, No. 1. P. 125–138. <https://scholarsarchive.byu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=10768&context=etd>
6. СМЕЦЬ В., Безродна І. Петрофізична типізація ущільнених порід-колекторів візейських та турнейських відкладів Березівського родовища на основі їх фільтраційно-ємнісних та пружних властивостей. *Геофізичний журнал*. 2024. Vol. 46, No. 4. <https://doi.org/10.24028/gj.v46i4.300816>
7. Karpenko O., Myrontsov M., Anpilova Y., Noskov O. Efficiency of Electric Logging in Thin-Layer Sections of Hydrocarbon Deposits (Gas Fields of the Precarpathian Depression). *Systems, Decision and Control in Energy IV*. Cham: Springer. 2023. P. 337–351. https://doi.org/10.1007/978-3-031-22464-5_20
8. Федак І. О., Старостін В. А. Використання ядерно-фізичних методів досліджень свердловин для оцінки мікротріщинуватості колекторів карбонатного типу. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2007. № 2(16). С. 16–23.
9. Федак І. О., Коваль Я. М., Войтович Я. А. Прогнозування фільтраційних властивостей пластів-колекторів за результатами геофізичних досліджень свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2022. № 2(83). С. 17–25. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2\(83\)-17-25](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2(83)-17-25)
10. Сомін М. Л., Понамарчук Т. Ф., Микитко І. Т. Перерахунок запасів нафти Гнідинцівського родовища. Київ. 1983. Фонди Українського державного проектно-дослідного інституту нафтової та газової промисловості. <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2025/08/GLOBAL-TRENDS-IN-SCIENCE-AND-EDUCATION-5-7.05.2025.pdf>

References

1. Smith, J., & Johnson, L. (2020). Application of Deep Learning Techniques in Well Log Interpretation for Heterogeneity Detection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106514. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106514>
2. Karpenko, O., Sobol, V., Myrontsov, M., & Karpenko, I. (2020). Analiz vplyvu heolohichnykh chynnykiv na hlybynu zony pronyknennia filtratu pry pervynnomu rozkrytti hrاليarnykh kolektoriv za danymy HDS [Analysis of the influence of geological factors on the depth of the filtrate invaded zone at the primary disclosure of granular reservoirs according to the well-logging data]. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, (4)(91), 16–21. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.91.02> [in Ukrainian]
3. Sobol, V., & Karpenko, O. (2021). Nova model pronyknosti teryhennykh hrاليarnykh kolektoriv na prykladi turneyskykh vidkladiv Yablunivskoho naftohazokondensatnoho rodovyshcha Dniprovsko-Donetskoi zapadyny [a new model of permeability of terrigenous granular reservoirs on the example of turney deposits of yablunivske oil and gas condensate field of the dneiper-donets basin]. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, (1)(92), 61–66. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.92.09> [in Ukrainian]
4. Fedoryshyn, D. D., Haranin, O. A., Fedoryshyn, S. D., & Potiatynnyk, T. V. (2014). Heolohichni chynnyky, yaki vplyvaiut na kolektorski vlastyvoli hirskykh porid neohenovykh vidkladiv ta dynamiku zminy koefitsiienta hazovyluchennia [Geological factors influencing the reservoir properties of Neogene rocks and the dynamics of gas recovery factor change]. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (1), 51–58. [in Ukrainian]
5. Martinez, S., et al. (2023). Hybrid Modeling Approach Combining Physics-Based Simulations and Machine Learning for Reservoir Property Prediction. *SPE Journal*, 28(1), 125–138. <https://scholarsarchive.byu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=10768&context=etd>
6. Yemets, V., & Bezrodna, I. (2024). Petrophysical rock typing of complex reservoirs in the Visevian and Tournaisian formations of the Berezhivske field based on filtration capacity and elastic properties using the Winland Method and Pore Geometry Structure Method. *Geophysical Journal*, 46(4). <https://doi.org/10.24028/gj.v46i4.300816> [in Ukrainian]
7. Karpenko, O., Myrontsov, M., Anpilova, Y., Noskov, O. (2023). Efficiency of Electric Logging in Thin-Layer Sections of Hydrocarbon Deposits (Gas Fields of the Precarpathian Depression). In: Zaporozhets, A. (eds) *Systems, Decision and Control in Energy IV. Studies in Systems, Decision and Control*, vol 454. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-22464-5_20
8. Fedak, I. O., & Starostin, V. A. (2007). Vykorystannia yadernno-fizychnykh metodiv doslidzhen svydlovyn dlia otsinky mikrotrishchynuvatosti kolektoriv karbonatnoho typu [Using nuclear-physical methods of well logging for assessing micro-fracturing of carbonate type reservoirs]. *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, (2)(16), 16–23. [in Ukrainian] <https://nv.nung.edu.ua/index.php/nv/article/view/7>
9. Fedak, I. O., Koval, Ya. M., & Voitovych, Ya. A. (2022). Prohnozuvannia filtratsiinykh vlastyvolei plastiv-kolektoriv za rezultatamy heofizychnykh doslidzhen svydlovyn [Prediction of filtration properties of reservoir layers based on well logging results]. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (2)(83), 17–25. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2\(83\)-17-25](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2(83)-17-25) [in Ukrainian]
10. Somin, M. L., Ponamarchuk, T. F., & Mykytko, I. T. (1983). Pererakhunok zapasiv nafty Hnidyntsiivskoho rodovyshcha [Recalculation of oil reserves of the Hnidyntsiivske field]. *Fondy Ukrainskoho derzhavnoho proektno-doslidnoho instytutu naftovoi ta hazovoi promyslovosti*, Kyiv. <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2025/08/GLOBAL-TRENDS-IN-SCIENCE-AND-EDUCATION-5-7.05.2025.pdf> [in Ukrainian]

EVALUATION OF RESERVOIR HETEROGENEITY USING WELL LOG CURVES

Fedak I. O. *

Postgraduate

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine

<https://orcid.org/0009-0002-6168-2730>

e-mail: ivan.fedak-a10324@nung.edu.ua

Uskov V. A.

Postgraduate

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine

<https://orcid.org/0009-0008-2018-0009>

e-mail: vitalii.uskov-a103-23@nung.edu.ua

Abstract. Each productive horizon, the subject of geological and geophysical research, formed under unique conditions. Different types of rock facies can typically be grouped based on sediment accumulation environments (continental, deltaic or coastal-marine), the diagnostic features of these types and paleohydrodynamic sedimentation conditions. These groups share certain common geological and geophysical characteristics. However, these characteristics are generalised and describe the reservoir as a whole without focusing on the details of its geological structure. Specifically, heterogeneities such as the presence of highly permeable layers within the formation, variability in filtration properties along the productive interval penetrated by the well, uneven distribution of fracturing or caverns and the nature of the cementing material are often overlooked. During the development of oil and gas fields, the geological features of reservoirs have a decisive impact on the efficiency of hydrocarbon recovery, often leading to premature water breakthrough or the formation of water coning. In the modern era, oil and gas field development projects are implemented using digital geological models as standard. These models are highly accurate due to the high level of detail of the reservoirs. This is achieved through a comprehensive set of geological, geophysical and production data, including core laboratory studies, well logging and trial and pilot production results, as well as modern mathematical and statistical processing methods. However, due to objective reasons, such datasets often lack either sufficient core material or data from the initial stages of reservoir development. Consequently, well logging curves remain the most readily available source of information. In our opinion, these curves offer extensive possibilities for assessing reservoir heterogeneities, many of which remain unexplored by researchers. In this study, the authors propose a modified approach to using the Dakhnov–Archie formula, expressing it through the structural coefficient and utilising well logging data obtained through point-by-point interpretation for calculations. These calculated structural coefficients enable detailed assessment of the heterogeneity of the productive interval penetrated by the well, as well as prediction of fluid flow dynamics in different parts of the reservoir.

Keywords: well logging; detailed geological section; Dakhnov-Archie formula; structural coefficient.